



CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A.
Eletrobras

Notas explicativas às demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2019
(Em milhares de Reais)

NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL

A Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (“Eletrobras”, “Empresas Eletrobras” ou “Companhia”) é uma companhia de capital aberto, com sede em Brasília - DF, 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., Madri - LATIBEX e Nova York - NYSE. A Companhia é uma sociedade de economia mista controlada pela União Federal (controladora final da Companhia).

A Companhia exerce a função de *holding*, gerindo investimentos em participações societárias, detendo o controle acionário direto e indireto em empresas de geração e transmissão de energia elétrica (vide nota 15), e ainda detém o controle acionário da Eletrobras Participações S.A. - Eletropar e participações acionárias diretas 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 Usina y Transmisiones Eléctricas de Uruguay - UTE), além de participações direta e indireta em 136 Sociedades de Propósito Específico (SPEs).

A Eletrobras 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 destas demonstrações financeiras foi autorizada pelo Conselho de Administração, em 27 de março de 2020.

NOTA 2 – DESTAQUES DO 4º TRIMESTRE DE 2019

2.1. - Aumento de Capital

Em 30 de dezembro de 2019 houve um aumento de capital no montante de R\$ 7.751.940, mediante a emissão de novas ações ordinárias e de novas ações preferenciais classe “B”, sendo todas as novas ações escriturais e sem valor nominal, para subscrição privada pelos acionistas da Companhia. Este aumento foi homologado pela 177ª Assembleia Geral Extraordinária em 17 de fevereiro de 2020, maiores detalhes na nota 32.

2.2. - 1ª Oferta de Debêntures – Furnas

Encerrou em 20 de dezembro de 2019 a oferta pública, com esforços restritos de colocação, referente à primeira série da 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da controlada Furnas, no valor de R\$ 450 milhões. Maiores detalhes nota 23.

2.3. - Chesf – Aumento de capital e aquisição de participação societária da Transmissora Delmiro Gouveia S.A. (TDG)

A Assembleia Geral Extraordinária de acionistas da TDG, ocorrida em 31 de outubro de 2019, aprovou a capitalização dos Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital (AFACs) realizados pela Chesf, no valor de R\$ 101 milhões e também a aquisição, concomitante, pela Chesf, da participação acionária do sócio Future ATP Serviços de Engenharia Consultiva Ltda. na TDG pelo valor de R\$ 34 milhões, tornando-se assim sua controladora integral. Maiores detalhes na nota 42.

2.4. - Chesf – Incorporação da Extremoz

A Assembleia Geral de acionistas da Chesf aprovou, em 1º de novembro de 2019 o Protocolo e Justificação de Incorporação da controlada Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A. (Extremoz).

2.5. - Reconhecimento de imposto de renda diferido

As controladas Furnas e Chesf reconheceram no exercício créditos tributários diferidos nos montantes de R\$ 1.219.273 e R\$ 2.397.342 respectivamente. Esses saldos são correspondentes aos montantes de diferenças temporárias dessas controladas. Tais montantes foram reconhecidos em função dos cenários de lucro tributável futuro e pelas evidências históricas de lucro tributável nos últimos exercícios, maiores detalhes na nota 11.

2.6. - Transferências de SPes

A Companhia concluiu no quarto trimestre a transferência da totalidade das ações que detinha da Eólica Serra das Vacas Holding – S.A. para a Eólica Serra das Vacas Participações S.A. e da Transmissora Matogrossense de Energia S.A. para a Alupar Investimento S.A. Mais detalhes estão evidenciados na nota 48.

NOTA 3 - CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA

A Eletrobras, por meio das suas empresas controladas, controladas em conjunto e coligadas, possui 63 GW* de capacidade instalada em empreendimentos de geração e 80.040 km* de linhas de transmissão.

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

I – Concessões e Autorizações de Geração

Contrato	Hidráulicas	Capacidade Instalada (MW)*	Localização	Ano
001/2010	UHE Belo Monte (1)	11.233	PA	2045
007/2004	UHE Tucuruí	8.535	PA	2024
002/2008	UHE Jirau	3.750	RO	2043
001/2008	UHE Santo Antônio (Mesa)	3.568	RO	2043
006/2004	UHE Xingó	3.162	SE	2042
006/2004	UHE Paulo Afonso IV	2.462	BA	2042
004/2004	UHE Itumbiara (2)	2.082	MG	2020
002/2011	UHE Teles Pires	1.820	MT	2046
002/2011	UHE Teles Pires	1.820	MT	2046
006/2004	UHE Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.480	PE	2042
004/2004	UHE Marimbondo	1.440	MG	2047
005/2004	UHE Serra da Mesa	1.275	TO	2039
004/2004	UHE Furnas	1.216	MG	2045
006/2004	UHE Sobradinho	1.050	BA	2022
004/2004	UHE Luis Carlos Barreto de Carvalho	1.050	SP	2045
005/1997	UHE Luís Eduardo Magalhães	903	TO	2032
128/2001	UHE Foz do Chapecó	855	RS	2036

Contrato	Hidráulicas	Capacidade Instalada (MW)*	Localização	Ano
002/2014	UHE Três Irmãos	808	SP	2044
006/2004	UHE Paulo Afonso III	794	BA	2042
002/2014	UHE São Manoel	736	PA	2049
130/2001	UHE Peixe Angical	499	TO	2036
004/2004	UHE Mascarenhas de Moraes (3)	476	MG	2024
006/2004	UHE Paulo Afonso II	443	BA	2042
001/2014	UHE Sinop (1)	402	MT	2049
006/2004	UHE Apolônio Sales (Moxotó)	400	BA	2042
004/2004	UHE Corumbá 1	375	GO	2044
004/2004	UHE Porto Colômbia	320	MG	2047
003/2006	UHE Simplício	306	MG	2041
002/2007	UHE Dardanelos	261	MT	2042
Aneel nº 4.244/2013	UHE Balbina	250	AM	2027
006/2004	UHE Boa Esperança (Castelo Branco)	237	PI	2042
005/2011	UHE Samuel	217	RO	2029
004/2004	UHE Funil	216	RJ	2045
129/2001	UHE Serra do Facão	213	GO	2036
010/2000	UHE Manso	210	MT	2035
006/2004	UHE Paulo Afonso I	180	BA	2042
001/2007	UHE Governador Jayme Canet Júnior	178	PR	2042
001/2006	UHE Baguari	140	MG	2041
007/2006	UHE Retiro Baixo	82	MG	2041
002/2012	UHE Coaracy Nunes	78	AP	2042
004/2006	UHE Passo São João	77	RS	2041
002/2006	UHE Batalha	53	MG	2041
092/2002	UHE São Domingos	48	MS	2037
007/2004	UHE Curuá-Uma	30	PA	2038
006/2004	UHE Funil	30	BA	2042
003/2006	UHE Anta	28	RJ	2041
006/2004	UHE Pedra	20	BA	2042
374/2005	PCH João Borges	19	SC	2035
186/2004	PCH Barra do Rio Chapéu	15	SC	2034
006/2004	UHE Curemas	4	PB	2024

Contrato	Eólicas	Capacidade Instalada (MW)*	Localização	Ano
007/2010	EOL Casa Nova I (1)	180	BA	2043
Portaria MME nº 459/2012	EOL Nossa Senhora de Fátima (1) (4)	30	CE	2047
746/2010	EOL Cerro Chato I	30	RS	2045
747/2010	EOL Cerro Chato II	30	RS	2045
748/2010	EOL Cerro Chato III	30	RS	2045
009/2013	EOL Eólico Coxilha Seca	30	RS	2049
Portaria MME nº 57/2012	EOL Verace IV (5)	30	RS	2047
Portaria MME nº 202/2012	EOL Verace V (5)	30	RS	2047
Portaria MME nº 65/2012	EOL Verace VII (5)	30	RS	2047
Portaria MME nº 66/2012	EOL Verace IX (5)	30	RS	2047
Portaria MME nº 89/2012	EOL Chuí V (5)	30	RS	2047
102/2014	EOL Santa Joana XI (5)	30	PI	2049
106/2014	EOL Santa Joana X (5)	30	PI	2049
107/2014	EOL Santa Joana XIII (5)	30	PI	2049
122/2014	EOL Santa Joana IX (5)	30	PI	2049
271/2014	EOL Santa Joana III (5)	30	PI	2049
105/2014	EOL Santa Joana XVI (5)	29	PI	2049
119/2014	EOL Santa Joana XII (5)	29	PI	2049
121/2014	EOL Santa Joana XV (5)	29	PI	2049
272/2014	EOL Santa Joana I (5)	29	PI	2049
274/2014	EOL Santo Augusto IV (5)	29	PI	2049
238/2014	EOL Santa Joana V (5)	29	PI	2049
221/2014	EOL Santa Joana IV (5)	29	PI	2049

Contrato	Eólicas	Capacidade Instalada (MW)*	Localização	Ano
220/2014	EOL Casa Nova II	28	BA	2049
Portaria MME nº 67/2012	EOL Verace X (5)	28	RS	2047
275/2014	EOL Santa Joana VII (5)	27	PI	2049
Portaria MME nº 458/2012	EOL Jandaia (1) (4)	27	CE	2047
388/2012	EOL Caiçara I (5)	27	RN	2047
Portaria MME nº 64/2012	EOL Verace III (5)	26	RS	2047
Portaria MME nº 80/2012	EOL Verace VIII (5)	26	RS	2047
Portaria MME nº 581/2010	EOL Mangue Seco 2 (5)	25	RN	2032
68/2012	EOL Ibirapuitã	25	RS	2047
Portaria MME nº 409/2012	EOL Jandaia I (1) (4)	24	CE	2047
225/2014	EOL Casa Nova III	24	BA	2049
399/2012	EOL Junco I (5)	24	RN	2047
417/2012	EOL Junco II (5)	24	RN	2047
81/2012	EOL Cerro Chato VI	24	RS	2047
Portaria MME nº 106/2012	EOL Chuí I (5)	24	RS	2047
Portaria MME nº 166/2012	EOL Minuano II (5)	24	RS	2047
Portaria MME nº 165/2012	EOL Chuí II (5)	22	RS	2047
Portaria MME nº 79/2012	EOL Chuí IV (5)	22	RS	2047
Portaria MME nº 231/2012	EOL Minuano I (5)	22	RS	2047
Portaria MME nº 290/2014	EOL Verace 36 (5)	21	RS	2049
Portaria MME nº 446/2012	EOL São Clemente (1) (4)	21	CE	2047
Portaria MME nº 432/2012	EOL São Januário (1) (4)	21	CE	2047
Portaria MME nº 63/2012	EOL Verace I (5)	20	RS	2047
Portaria MME nº 58/2012	EOL Verace II (5)	20	RS	2047
Portaria MME nº 252/2014	EOL Verace 24 (5)	20	RS	2049
418/2012	EOL Caiçara II (5)	18	RN	2047
Portaria MME nº 56/2012	EOL Verace VI (5)	18	RS	2047
Portaria MME nº 247/2014	EOL Verace 29 (5)	18	RS	2049
Portaria MME nº 281/2014	EOL Verace 30 (5)	18	RS	2049
Portaria MME nº 218/2014	EOL Chuí 09 (5)	18	RS	2049
Portaria MME nº 279/2014	EOL Verace 27 (5)	16	RS	2049
219/2014	EOL Coqueirinho 2 (1)	16	BA	2049
286/2014	EOL Tamanduá Mirim 2 (1)	16	BA	2049
Portaria MME nº 249/2014	EOL Verace 26 (5)	14	RS	2049
Portaria MME nº 280/2014	EOL Verace 34 (5)	14	RS	2049
Portaria MME nº 269/2014	EOL Verace 28 (5)	13	RS	2049
Portaria MME nº 239/2014	EOL Verace 35 (5)	13	RS	2049
141/2012	EOL Cerro Chato V	12	RS	2047
152/2014	EOL Angical 2 (1)	10	BA	2049
154/2014	EOL Caititú 2 (1)	10	BA	2049
174/2014	EOL Carcará (1)	10	BA	2049
176/2014	EOL Corupiã 3 (1)	10	BA	2049
177/2014	EOL Caititú 3 (1)	10	BA	2049
213/2014	EOL Papagaio (1)	10	BA	2049
009/2013	Parque Eólico Capão do Inglês	10	RS	2049
139/2012	EOL Cerro Chato IV	10	RS	2047
Portaria MME nº 248/2014	EOL Verace 31 (5)	9	RS	2049
153/2014	EOL Teiú 2 (1)	8	BA	2049
009/2013	Parque Eólico Galpões	8	RS	2049
103/2012	EOL Cerro dos Trindade	8	RS	2047
Portaria MME nº 241/2014	EOL Verace 25 (5)	7	RS	2049
150/2014	EOL Acauã (1)	6	BA	2049
151/2014	EOL Arapapá (1)	4	BA	2049

Contrato	Nucleares	Capacidade Instalada (MW)*	Localização	Ano
Portaria DNAEE Nº 315/1997	Angra III (1)	1.405	RJ	-
Portaria DNAEE Nº 315/1997	Angra II	1.350	RJ	2041
Portaria DNAEE Nº 315/1997	Angra I (6)	640	RJ	2024

Contrato	Termelétricas	Capacidade Instalada (MW)*	Localização	Ano
Aneel nº 4.950/2014	UTE Mauá 3	591	AM	2044
004/2004	UTE Santa Cruz (7)	500	RJ	2015
Portaria MME nº 304/2008	UTE Candiota III (Fase C)	350	RS	2041
Aneel nº 4.244/2013	UTE Aparecida (8)	200	AM	2020
Portaria MME nº 420/1989	UTE Senador Arnon Afonso Farias de Mello (9)	86	RR	2019
004/2004	UTE Campos (Roberto Silveira)	30	RJ	2027
5.682/2016	UTE Araguaia (10)	23	MT	2019
Aneel nº 6.883/2018	UTE Codajás	4	AM	2030
Aneel nº 6.883/2018	UTE Anori	4	AM	2030
Aneel nº 6.883/2018	UTE Anamá	2	AM	2030
Aneel nº 6.883/2018	UTE Caapiranga	2	AM	2030

- (1) Empreendimentos ainda em implantação;
- (2) Furnas garantiu o direito de prorrogação da concessão da UHE Itumbiara pelo prazo de até 30 anos, a partir de 2020 na medida em que foram atendidas as condições definidas pela Lei 13.182/2015, alterada posteriormente pela Lei 13.299/2016;
- (3) 3º Termo aditivo ao contrato nº 004/2004 formalizou a extensão do prazo de vigência da concessão da UHE Mascarenhas de Moraes por 90 dias, alterando o termo final de 31 de outubro de 2023 para 29 de janeiro de 2024;
- (4) A controlada Furnas detém 100% de participação na Brasil Ventos e esta é acionista majoritária das Eólicas do Complexo Fortim;
- (5) Classificação como ativo mantido para venda, vide nota 47;
- (6) A controlada Eletronuclear solicitou formalmente à Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN, em novembro de 2019, a extensão de vida útil da Usina Nuclear Angra I de 40 para 60 anos;
- (7) A Lei 12.738/2013 não regulamentou a renovação dessa concessão, no entanto, a UTE de Santa Cruz continua operando com contrato de venda de energia até 2025 e aguardando definição do poder concedente com relação à renovação;
- (8) O contrato bilateral (CCVEE) foi substituído por um CCEAR, nas mesmas condições do Leilão A-5/2014 – condições da UTE Mauá 3, vigente desde janeiro de 2019, que terá o término em novembro de 2030.
- (9) A UTE Senador Arnon Afonso Farias de Mello outorgada à Boa Vista Energia S.A. por meio da Resolução nº427, de 1º de novembro de 2000 foi transferida para a Eletronorte de acordo com a Resolução Autorizativa 1018/2007. De acordo com o Parecer nº 00389/2019/PFANEEL/PGF/AGU de 04/09/2019, opina-se pela outorga de nova autorização dessa usina com prazo de 35 anos com início da contagem em 1º de novembro de 2000. A SCG/ANEEL ainda não se manifestou oficialmente; e
- (10) Descontratação da usina em sua totalidade, autorizada pela Portaria MME nº 331 de 14/08/2018. Não concluída revogação de outorga.

(*) Não examinado pelos auditores independentes.

A controlada Eletronorte manifestou junto à ANEEL seu interesse na prorrogação do prazo de concessão da Usina Hidrelétrica Tucuruí, cujo prazo de vigência expira em 30 de agosto de 2024, nos termos da Lei 12.783/2013. O pleito deverá ser encaminhado pela ANEEL ao MME, que divulgará as condições pertinentes para a prorrogação da concessão. A manifestação acima tem por objetivo assegurar o direito da Eletronorte a eventual prorrogação do contrato. Entretanto, a decisão efetiva somente ocorrerá após a divulgação pelo MME das condições para a prorrogação, que deverão ser apreciadas pelos órgãos de governança da Companhia.

II - Concessão de Transmissão de Energia Elétrica

Contrato	Transmissoras	Extensão (KM)*	Localização	Ano
062/2001	Diversos Empreendimentos alcançados pela lei 12.783/2013	20260	RJ/SP/PR/MG/GO/TO/DF/ES/MT	2043
061/2001	LT Diversos Empreendimentos	18974	PE/CE/SE/BA/AL/PI/MA/PB/RN	2042
057/2001	38 subestações de transmissão e linhas de transmissão	9513	RS/SC/PR/MS	2042
058/2001	Transmissão Rede Básica - Diversas instalações	9253	AC/MA/MT/PA/PI/RO/RR/TO	2043
013/2009	SPE IE Madeira (Lote D)	2375	RO/SP	2039
013/2009	LT Coletora Porto Velho / Araraquara II	2375	RO/SP	2039
014/2014	SPE Belo Monte Transmissora (3)	2092	PA/TO/GO/MG	2044
021/2009	LT Jauru - Vilhena - Pimenta Bueno - Ji-Paraná - Ariquemes - Samuel - Porto Velho	979	MT/RO	2039
007/2013	SPE Paranaíba Transmissora	953	BA/MG/GO	2043
001/2014	SPE Mata de Sta. Genebra Transmissora (1)	887	SP/PR	2044
004/2012	LT Nova Santa Rita - Camaquã 3; LT Camaquã 3- Quinta; LT Salto Santiago - Itá; LT Itá - Nova Santa Rita	788	SC	2042
-	LT Ibiúna - Batéias	664	PR/SP	2031
010/2008	LT Oriximiná/Silves/Lechuga (4)	586	AM/PA	2038
009/2009	SPE Transenergia Renovável	570	MS/GO	2039
005/2004	LT Teresina II - Sobral - Fortaleza	546	PI/CE	2034
022/2009	LT Porto Velho - Abunã - Rio Branco	488	AC/RO	2039
020/2012	LT Nova Santa Rita - Povo Novo; LT Povo Novo - Marmeleiro; LT Marmeleiro - Santa Vitória do Palmar, Seccionamento da LT Camaquã 3	468	RS	2042

Contrato	Transmissoras	Extensão (KM)*	Localização	Ano
004/2004	LT Salto Santiago (PR) - Ivaiporã (PR) - Cascavel D'Oeste (PR) e Módulos nas SE Ivaiporã, SE Salto Santiago e SE Cascavel do Oeste (Copel)	372	PR	2034
010/2005	LT Campos Novos - Blumenau e subestação Biguaçu	358	SC	2035
004/2013	SPE Triângulo Mineiro Transmissora	297	SP/MG	2043
007/2014	LT Santo Ângelo-Maçambará; LT Pinhalzinho-Foz do Chapecó; LT Pinhalzinho-Foz do Chapecó (1)	274	SC	2044
008/2010	SPE MGE Transmissão S.A.	260	MG/ES	2040
005/2006	LT Campos Novos (SC) - Nova Santa Rita (RS) e Módulos na SE Nova Santa Rita e SE Campos Novos	257	RS/SC	2036
005/2009	SPE Goiás Transmissão	254	GO	2040
022/2011	LT Garanhuns - Pau Ferro	239	AL/PE/PB	2041
-	LT Simplício - Rocha Leão	238	RJ	-
004/2008	LT Presidente Médici - Santa Cruz	237	RS	2038
002/2011	SE Foz do Chapecó	231	RS	2041
022/2011	LT Luis Gonzaga - Garanhuns	224	AL/PE/PB	2041
005/2007	LT Funil - Itapebí	223	BA	2037
007/2005	LT Milagres - Tauá	208	CE	2035
008/2011	LT Ceará-Mirim II - Campina Grande III	192	RN/PB	2041
022/2011	LT Garanhuns II - Campina Grande III	190	AL/PE/PB	2041
028/2009	SPE Transenergia Goiás	189	GO	2039
012/2007	LT Picos - Tauá II	183	PI/CE	2037
003/2009	LT Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2	180	MG	2039
014/2013	SPE Vale do S. Bartolomeu	162	GO/DF	2043
014/2008	LT Eunápolis - Teixeira de Freitas II	145	BA	2038
018/2009	LT Eunápolis - Teixeira de Freitas II	145	BA	2039
012/2007	LT Paraíso - Açú II	133	PI/CE/RN	2037
019/2010	LT Paraíso - Açú II	123	RN	2040
008/2005	LT Milagres - Coremas	120	CE/PB	2035
020/2010	LT Bom Jesus da Lapa II - Igaporã II	115	BA	2040
005/2008	LT Nossa Senhora do Socorro - Penedo	110	SEAL	2038
018/2012	LT Russas - Banabuiu	110	RN	2042
019/2011	LT Camaçari IV - Sapeçu	105	BA	2041
001/2009	LT Ribeiro Gonçalves - Balsas; SE Ribeiro Gonçalves - SE Balsas	95	MA/PI	2039
006.2010	LT Mascarenhas - Linhares	95	ES	2040
010/2007	LT Ibiçara - Brumado	95	BA	2037
021/2010	LT Acaraú II-Sobral III	91	CE	2040
006/2005	LT Campos - Macaé 3	90	RJ	2035
-	LT Batalha - Paracatu	85	MG	-
017/2009	LT Pau Ferro - Santa Rita II	85	PE/PB/AL/RN	2039
004/2005	LT Furnas - Pimenta II	75	MG	2035
019/2010	LT C. Mirim II - João Camara II	75	RN	2040
007/2006	LT Tijuco Preto - Itapeti - Nordeste	71	SP	2036
-	LT Manso - Nobres (138kV)	70	MT	-
003/2014	SPE Lago Azul Transmissora	69	GO	2044
019/2010	LT Açú II - Mossoró II	69	RN	2040
225/2014	LT Casa Nova II - Sobradinho	67	BA	2049
010/2000	LT Manso - Nobres (230kV)	66	MT	-
010/2011	LT Paraíso - Lagoa Nova II	65	RN/CE	2041
009/2011	LT Morro do Chapéu II - Irecê	64	BA	2041
008/2011	LT Ceará-Mirim II- João Câmara III	64	RN/PB	2041
ECE 554/2010	LT Candiota/Melo e LT Presidente Médici	63	RS	2040
018/2012	LT Ceará-Mirim II - Touros II	62	RN	2042
014/2011	LT Xavantes - Pirineus	50	GO	2041
019/2012	LT Igaporã III - Pindá II	50	BA	2042
017/2011	LT Teresina II - Teresina III	46	PI	2041
007/2006	SPE Retiro Baixo Energética S.A. (2)	45	MG	2041
015/2012	LT Camaçari IV - Pirajá (1)	45	BA	2042
018/2011	LT Recife II - Suape II (1)	44	PE	2041
006/2009	LT Pirapama II - Suape II	42	PE	2039
02/2014	SPE Empresa de Energia São Manoel (2)	40	PA/MT	2049
005/2012	LT Messias - Maceió II	39	SE/AL/BA	2042
004/2010	LT São Luiz II - São Luiz III	39	MA/CE	2040
130/2001	SPE Enerpeixe S.A.(2)	37	TO	2036
018/2012	LT Mossoró II - Mossoró IV	36	RN	2042
007/2008	LT São Luís 2 - São Luís 3 SE São Luís 3	36	MA	2038
012/2010	LT Monte Claro - Garibaldi (RS) e módulos na SE Garibaldi (CEEE) e SE Monte Claro (CERAN)	33	RS	2040
129/2001	SPE Serra do Facão Energia S.A.(2)	32	GO	2036

Contrato	Transmissoras	Extensão (KM)*	Localização	Ano
019/2011	LT Sapeaçu - Sto. Antonio de Jesus (1)	31	BA	2041
009/2010	LT Jorge Teixeira - Lechuga (ex-Cariri)	30	AM	2040
014/2012	LT Lechuga - Jorge Teixeira; SE Lechuga	30	AM	2042
-	LT Anta - Simplicio	26	MG/RJ	-
010/2009	LT Coletora Porto Velho - Porto Velho; SE Coletora Porto Velho; 2 Estações Conversoras CA/CC/CA Back-to-Back;	22	RO	2039
019/2010	LT Extremoz II - C. Mirim	19	RN	2040
008/2011	LT Ceará-Mirim II - Extremoz II	19	RN/PB	2041
022/2011	LT Garanhuns - Angelim I	13	AL/PE/PB	2041
023/2014	1 conversora de frequência e LT de 132 kV	13	RS	2021
017/2009	LT Paulo Afonso III - Zebu II	11	PE/PB/AL/RN	2039
019/2012	LT Igaporã II - Igaporã III	11	BA	2042
001/2008	SPE Madeira Energia S.A.(2)	10	RO	2043
008/2011	LT Campina Grande III - Campina Grande II	10	RN/PB	2041
02/2011	SPE Teles Pires Participações S.A. (2)	8	MT/PA	2046
006/2009	LT Suape III - Suape II	7	PE	2039
015/2012	LT Pituvaçu - Pirajá (1)	5	BA	2042
001/2006	SPE Baguari Energia S.A. (2)	3	MG	2041
005/2012	LT Jardim - Nossa Senhora do Socorro	1	SE/AL/BA	2042
002/2006	SE UHE Batalha	-	MG	2041
006/2010	SE UHE Mascarenhas de Moraes	-	MG	2042
-	SE UHE Simplicio	-	RJ	2042
010/2000	SE UHE Manso	-	MT	2042
016/2012	SE Zona Oeste	-	RJ	2042
006/2010	SE Linhares	-	ES	2040
003/2011	SPE Caldas Novas	-	GO	2041
015/2009	SPE IE Madeira (Lote F) (5)	-	RO/SP	2039
001/2009	SPE Transenergia São Paulo S.A.	-	SP	2039
061/2001	SE Diversos Empreendimentos	-	PE/CE/SE/BA/AL/PI/MA/PB/RN	2042
007/2005	SE Tauá II	-	CE	2035
010/2007	SE Ibiçara	-	BA	2037
006/2009	SE Suape II	-	PE	2039
006/2009	SE Suape III	-	PE	2039
017/2009	SE Santa Rita II	-	PE/PB/AL/RN	2039
017/2009	SE Zebu	-	PE/PB/AL/RN	2039
017/2009	SE Natal III	-	PE/PB/AL/RN	2039
007/2010	SE Camaçari IV	-	BA	2040
013/2010	SE Arapiraca III	-	AL	2040
019/2010	SE Extremoz II	-	RN	2040
019/2010	SE João Câmara	-	RN	2040
020/2010	SE Igaporã	-	BA	2040
021/2010	SE Acaraú II	-	CE	2040
010/2007	SE Brumado II	-	BA	2037
020/2010	SE Bom Jesus da Lapa II	-	BA	2040
010/2011	SE Lagoa Nova	-	RN/CE	2041
010/2011	SE Ibiapina II	-	CE	2041
019/2012	SE Igaporã III	-	BA	2042
019/2012	SE Pindaí II	-	BA	2042
014/2010	SE Pólo	-	BA	2040
017/2012	SE Mirueira II	-	PE	2042
018/2012	SE Touros	-	RN	2042
009/2011	SE Morro do Chapéu	-	BA	2041
-	SE Tabocas do Brejo Velho	-	BA	-
017/2011	SE Teresina III	-	PI	2041
018/2012	SE Mossoró IV	-	RN	2042
225/2014	SE Casa Nova II	-	BA	2049
004/2010	SE Pecém II	-	CE	2040
004/2010	SE Aquiraz II	-	CE	2040
008/2011	SE João Câmara II	-	RN/PB	2041
008/2011	SE Ceará-Mirim II	-	RN/PB	2041
008/2011	SE Campina Grande III	-	RN/PB	2041
022/2011	SE Garanhuns	-	AL/PE/PB	2041
022/2011	SE Pau Ferro	-	AL/PE/PB	2041
015/2009	Estação Retificadora nº 02	-	RO/SP	2039
015/2009	Estação Inversora nº 02	-	RO/SP	2039
017/2012	SE Jaboaão II	-	PE	2042
-	SE Orolândia II	-	BA	-

Contrato	Transmissoras	Extensão (KM)*	Localização	Ano
35/2017	SE Garanhuns II	-	PE	2041
014/2008	SE Teixeira de Freitas II	-	BA	2038
005/2012	SE Nossa Senhora do Socorro	-	SE/AL/BA	2042
005/2012	SE Maceió II	-	SE/AL/BA	2042
015/2012	SE Pirajá (1)	-	BA	2042
005/2012	SE Poções II (1)	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina Apolônio Sales	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina Luiz Gonzaga	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF I	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF II	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF III	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF IV	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina Xingó	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina Boa Esperança	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina Funil	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina Pedra	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina Sobradinho	-	BA	2052
006/2004	SE Elev. Usina Curemas	-	BA	2024
006/2004	SE Elev. Usina Camaçari	-	BA	2027
220/2004	SE Elev. Usina Casa Nova II	-	BA	2049
225/2004	SE Elev. Usina Casa Nova III	-	BA	2049
005/2009	SE Missões	-	RS	2039
011/2010	SEs: Caxias 6, Ijuí 2, Lajeado Grande e Nova Petrópolis 2	-	RS	2040
008/2014	SE Ivinhema 2 (ampliação)	-	MS	2044
004/2012	SE Camaquã 3	-	SC	2042
020/2012	SE Povo Novo; SE Santa Vitória do Palmar 2; SE Povo Novo (ampliação)	-	RS	2042
007/2014	SE Pinhalzinho; SE Santa Maria 3 (1)	-	SC	2044
002/2009	SE Miranda II	-	MA	2039
012/2009	Estação Retificadora nº 01 CA/CC - Estação Inversora nº 01 CC/CA	-	RO/SP	2039
004/2011	SE Lucas do Rio Verde	-	MT	2041
012/2011	SE Miramar; SE Tucuruí	-	PA	2041
013/2011	SE Nobres	-	MT	2041
010/2012	SE Niquelândia (4)	-	GO	2045
010/2012	SE Luziânia (4)	-	GO	2044
010/2009	SE Silves (4)	-	AM	2038
010/2010	SE Cariri (4)	-	AM	2038

- (1) Empreendimentos ainda em implantação;
 (2) Instalações de transmissão de Interesse Restrito à Central Geradora;
 (3) Apenas a estação conversora é da SPE;
 (4) Classificação como ativo mantido para venda, vide nota 47; e
 (5) Apenas as estações retificadora e inversora são da SPE.

(*) Não examinado pelos auditores independentes

• Revisão Tarifária

A Anel procederá à revisão da Receita Anual Permitida – RAP, durante o período da concessão, em intervalos periódicos de 5 anos, contados do primeiro mês de julho subsequente à data da assinatura do contrato de concessão, observando-se a regulamentação específica.

A revisão tarifária dos contratos renovados por meio da lei 12.783/13 deveria ocorrer em julho de 2017, entretanto esse prazo foi prorrogado e é esperado que o processo de revisão tarifária ocorra ao longo do ano de 2020.

Em resumo, no processo de revisão tarifária, a Agência Reguladora verifica a base de ativos da Companhia e os custos operacionais da concessão gerando uma nova base tarifária para o próximo ciclo tarifário. Os contratos objeto de revisão tarifária estão identificados abaixo:

Empresa	Contrato de concessão
Furnas	062/2001
Chesf	061/2001
Eletrosul	057/2001
Eletronorte	058/2001

Até o presente momento não foi possível avaliar os possíveis impactos, na medida em que a Aneel não finalizou o processo de revisão tarifária.

3.1 - Concessões a indenizar

Indenizações pós Projeto Básico – modernização e melhorias

Geração Hidráulica:

A Lei nº 12.783/2013 garantiu o direito das concessionárias de geração e transmissão de energia elétrica, que prorrogaram suas concessões, à indenização pela parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, cujo valor seria atualizado até a data de seu efetivo pagamento à concessionária.

O Decreto nº 7.805/2012, que regulamenta a Lei nº 12.783/2013, estabeleceu que as indenizações dos investimentos em bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados referentes às concessões de geração seriam calculadas com base no Valor Novo de Reposição (VNR), considerando a depreciação e a amortização acumuladas a partir da data de entrada em operação da instalação até 31 de dezembro de 2012, em conformidade com os critérios do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE).

A Resolução Normativa nº 596 de dezembro de 2013, que regulamenta o Decreto nº 7.850/2012, estabeleceu que as concessionárias devessem comprovar a realização dos respectivos investimentos vinculados aos bens reversíveis até dezembro de 2015.

Em dezembro de 2014, a controlada Chesf apresentou à ANEEL, documentação comprobatória, dos investimentos vinculados aos bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, dos aproveitamentos hidroelétricos Xingó, Paulo Afonso I, II, III e IV, Apolônio Sales (Moxotó), Luiz Gonzaga (Itaparica), Boa Esperança, Pedra e Funil, cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013, para fins do processo de requerimento de remuneração complementar de geração.

Em fevereiro de 2015, a controlada Eletronorte apresentou documentação comprobatória dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, da usina hidrelétrica Coaracy Nunes, cuja concessão foi prorrogada à luz da Lei 12.783/2013, para fins do processo de requerimento de remuneração complementar de geração.

Em 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, cujas concessões foram prorrogadas à luz da Lei 12.783/2013, para fins do processo de requerimento de remuneração complementar de geração.

Em janeiro de 2019, a Diretoria da ANEEL decidiu pela instauração de Audiência Pública, nº003/2019, a fim de colher subsídios e informações adicionais para aprimorar os critérios e procedimentos de cálculo dos investimentos em bens reversíveis não amortizados e não depreciados, realizados ao longo das concessões de geração, prorrogadas ou não, nos termos da Lei nº 12.783/2013.

Em outubro de 2019, a análise das contribuições à Audiência Pública nº003/2019 foi publicada pela Nota Técnica nº096/2019-SRG-SFF-SCG/ANEEL. A Companhia aguardará deliberação da Diretoria da ANEEL para realizar qualquer ajuste que se faça necessário em suas demonstrações financeiras.

A Eletrobras mantém os ativos objetos desta audiência pública registrados pelo valor histórico (saldo de dezembro de 2012) devido à incerteza quanto à homologação e a sua forma de realização, sendo esses os valores mínimos que se espera recuperar, no montante total de R\$ 1.483.540 relacionados abaixo:

Modernizações e Melhorias	
Paulo Afonso I	92.612
Paulo Afonso II	107.093
Paulo Afonso III	66.259
Paulo Afonso IV	20.832
Apolônio Sales	38.250
Luiz Gonzaga	28.174
Xingó	15.150
Boa Esperança	98.759
Pedra	8.067
Funil	12.626
UHE Furnas	514.825
UHE Estreito	480.893
	<u>1.483.540</u>

Geração Térmica:

A UTE Santa Cruz é uma concessão conforme contrato nº 004/2004. Embora sua concessão tenha vencido em 2015, como não houve ainda manifestação do Poder Concedente sobre sua prorrogação nos termos da Lei nº 12.783/2013 e do Decreto nº 9.187/2017, ela permanece vigente até que haja a referida manifestação. O valor residual ao final do exercício de concessão do empreendimento termoeletrico UTE Santa Cruz, em dezembro de 2012, representava o montante de R\$ 661.997.

Em 31 de dezembro de 2019 o valor líquido do ativo UTE Santa Cruz é de R\$ 281.781 conforme abaixo:

UTE Santa Cruz	
Valor 31 de dezembro de 2019	900.350
(-) Redução ao valor recuperável (<i>impairment</i>)	<u>(618.569)</u>
Valor contábil líquido	<u>281.781</u>

NOTA 4 – 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 2019 (Nota 4.3.3), descritas na nota explicativa 5.

4.1. – Declaração de conformidade

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 expedidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela CVM, e as disposições contidas na legislação societária brasileira.

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.

4.2. - Base de preparação e mensuração

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 das Empresas 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 5.

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.

4.3. - Moeda funcional e de apresentação das demonstrações financeiras

Essas demonstrações financeiras são apresentadas em Real, que é a moeda funcional das Empresas Eletrobras. As demonstrações financeiras são apresentadas em milhares de reais arredondadas para o número mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

4.3.1. - Reclassificação dos saldos comparativos

A Companhia, em decorrência de erros identificados nos saldos comparativos, decidiu realizar reclassificações em sua demonstração do resultado, demonstração do fluxo de caixa, demonstração do valor adicionado, conforme prevê o CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudanças de Estimativas e Retificação de Erro, para fornecer informações confiáveis e mais relevantes, os detalhes sobre as reclassificações são fornecidos a seguir:

Demonstração do Resultado do exercício

	CONTROLADORA		
	31/12/2018 Antes dos ajustes	Ajustes	31/12/2018 Depois dos ajustes
Despesas Operacionais	1.854.760	1.187.278 (a)	3.042.038
Resultado Operacional antes do Resultado Financeiro	2.296.709	1.187.278 (a)	3.483.987
Resultado Antes das Participações Societárias	4.440.287	1.187.278	5.627.565
Efeito na alienação de participações societárias	2.967.098	(2.967.098) (a)	-
Resultado antes do Imposto de Renda e da Contribuição Social	15.811.239	(1.779.820)	14.031.419
Lucro Líquido das Operações Continuadas	15.023.243	(1.779.820)	13.243.423
Lucro (prejuízo) das Operações Descontinuadas	(1.760.865)	1.779.820	18.955
Lucro Líquido do Exercício	13.262.378	-	13.262.378
	CONSOLIDADO		
	31/12/2018 Antes dos ajustes	Ajustes	31/12/2018 Depois dos ajustes
Receita Operacional Líquida	24.975.747	796.558 (b)	25.772.305
Despesas Operacionais	(5.502.221)	1.187.278 (a)	(4.314.943)
Resultado Operacional antes do Resultado Financeiro	13.936.463	1.983.836 (a)/(b)	15.920.299
Resultado Financeiro	(578.073)	(796.558) (b)	(1.374.631)
Efeito na alienação de participações societárias	2.967.098	(2.967.098) (a)	-
Resultado antes do Imposto de Renda e da Contribuição Social	17.710.338	(1.779.820)	15.930.518
Lucro Líquido das Operações Continuadas	15.226.620	(1.779.820)	13.446.800
Lucro (prejuízo) das Operações Descontinuadas	(1.879.043)	1.779.820	(99.223)
Lucro Líquido do Exercício	13.347.577	-	13.347.577

Demonstração do Fluxo de Caixa

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2018 Antes dos ajustes	Ajustes	31/12/2018 Depois dos ajustes	31/12/2018 Antes dos ajustes	Ajustes	31/12/2018 Depois dos ajustes
ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	15.811.239	(1.779.820) (a)	14.031.419	17.710.338	(1.779.820) (a)	15.930.518
Receita financeira - ativos de concessão	-	-	-	(4.314.136)	3.670.928 (b)	(643.208)
Resultado na alienação das participações societárias	(2.967.098)	1.779.820 (a)	(1.187.278)	(2.967.098)	1.779.820 (a)	(1.187.278)
Receita de construção	-	-	-	(1.092.930)	380.219 (b)	(712.711)
Receita RBSE	-	-	-	-	(4.462.260) (b)	(4.462.260)
Outras	(631.192)	-	(631.192)	(264.708)	411.113 (b)	146.405
Caixa usados nas atividades operacionais	133.089	-	133.089	4.903.446	-	4.903.446
Caixa líquido usado nas atividades de financiamento	(3.266.233)	-	(3.266.233)	(5.563.800)	-	(5.563.800)
Caixa líquido proveniente das (usado nas) atividades de investimento	3.019.217	-	3.019.217	451.454	-	451.454
Redução no caixa e equivalentes de caixa	(113.926)	-	(113.926)	(208.900)	-	(208.900)

Demonstração do Valor Adicionado

	CONSOLIDADO		
	31/12/2018 Antes dos ajustes	Ajustes	31/12/2018 Depois dos ajustes
Receitas (Despesas)	45.747.570	796.558	46.544.128
Venda de mercadorias, produtos e serviços	44.544.474	796.558 (b)	45.341.032
Insumos Adquiridos de Terceiros	(16.128.766)	-	(16.128.766)
Valor Adicionado Bruto	29.618.804	796.558	30.415.362
Retenções	(1.852.721)	-	(1.852.721)
Valor Adicionado Líquido Produzido pela Entidade	27.766.083	796.558	28.562.641
Valor Adicionado Recebido em Transferência	14.830.817	-	14.830.817
Valor Adicionado Total a Distribuir	42.596.900	796.558	43.393.458
Distribuição do Valor Adicionado			
Pessoal	6.519.724	-	6.519.724
Tributos	9.671.533	-	9.671.533
Terceiros	13.058.066	796.558 (b)	13.854.624
Acionistas	13.347.577	-	13.347.577
	42.596.900	796.558	43.393.458

(a) Essa reclassificação refere-se ao resultado da alienação das distribuidoras, que estavam classificadas como ativos mantidos para venda e geraram um ganho reconhecido na demonstração do resultado no exercício de 2018 como operação continuada. De acordo com o CPC 31/IFRS 5, o resultado da alienação desses ativos deve ser classificado separadamente na demonstração do resultado como operação descontinuada, sendo esta a reclassificação efetuada na demonstração do resultado no exercício de 2018.

(b) Para fins de melhor apresentação a Companhia reclassificou a parcela da mensuração da RBSE excedente ao custo amortizado para resultado financeiro, permanecendo em receita operacional a parcela de atualização a custo amortizado do ativo da RBSE. A Companhia entende que esse componente de atualização, classificado em receita operacional, está associado ao modelo de negócio da Companhia que espera receber os fluxos de caixa deste ativo até o vencimento e representa a remuneração do capital investido, não se confundindo com investimentos relacionados à gestão de caixa das Transmissoras. Essa classificação está alinhada ao parágrafo 23 do OCPC 05.

4.3.2. - Novas normas e interpretações ainda não vigentes

As seguintes normas alteradas e interpretações não deverão ter um impacto material nas demonstrações financeiras da Eletrobras ou não são aplicáveis às suas operações:

- Definição de um negócio (emendas ao IFRS 3 – Combinação de negócios) – em vigor a partir de 01 de janeiro de 2020;
- Definição de materialidade (emendas ao IAS 1 e IAS 8) – em vigor a partir de 01 de janeiro de 2020; e
- Alteração de estrutura conceitual – em vigor a partir de 01 de janeiro de 2020.

4.3.3. - Adoção de novas normas e interpretações

A Companhia aplicou alterações e novas interpretações às IFRSs e aos CPCs emitidos pelo IASB e pelo CPC, respectivamente, que entraram obrigatoriamente em vigor a partir de 1º de janeiro de 2019. O impacto da adoção de novas normas e interpretações, bem como as novas políticas contábeis são divulgadas a seguir:

a) CPC 06 (R2) / IFRS 16 – *Leases* (Arrendamentos)

A Companhia aplicou, em 1º de janeiro de 2019, o CPC 06 (R2) /IFRS 16 – *Leases* (Arrendamentos), que estabelece os princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de operações de arrendamento e exige que os arrendatários contabilizem todos os arrendamentos conforme um único modelo de balanço patrimonial, similar à contabilização de arrendamentos financeiros até então aplicada de acordo com o CPC 06 (R1) /IAS 17.

Na data de início de um arrendamento, o arrendatário reconhece um passivo que representa a obrigação de efetuar os pagamentos (um passivo de arrendamento) e um ativo representando o direito de usar o ativo objeto durante o prazo do arrendamento (um ativo de direito de uso). Os arrendatários devem reconhecer separadamente as despesas com juros sobre o passivo de arrendamento e a despesa de depreciação do ativo de direito de uso.

Diante deste contexto, os contratos que contêm arrendamento passaram a impactar as demonstrações financeiras da Companhia da seguinte forma: (i) reconhecimento de ativos de direito de uso e de passivos de arrendamento no balanço patrimonial consolidado, inicialmente mensurados pelo valor presente dos pagamentos mínimos futuros do arrendamento; (ii) reconhecimento de despesas de depreciação de ativos de direito de uso e despesas de juros sobre passivos de arrendamento na demonstração consolidada do resultado; (iii) separação do montante total de caixa pago nestas operações entre principal (apresentado dentro das atividades de financiamento) e juros (apresentados nas atividades operacionais) na demonstração consolidada dos fluxos de caixa.

A Companhia optou pela abordagem retrospectiva modificada, aplicando os efeitos de adoção inicial da norma como ajustes ao saldo de abertura de lucros acumulados em 1º de janeiro de 2019 sem a reapresentação das informações comparativas. Deste modo, todos os saldos comparativos seguem apresentados conforme as normas vigentes até 2018.

A Companhia adotou expedientes práticos que permitem a não aplicação da nova norma para contratos que não foram anteriormente classificados como arrendamento de acordo com a norma antiga, assim como para os contratos de arrendamento anteriormente classificados como arrendamento operacional (de acordo com a norma anterior), ativos e passivos foram reconhecidos na data da aplicação inicial de acordo com o CPC 06 (R2) /IFRS 16, adotando os seguintes critérios de mensuração inicial:

- Passivo de arrendamento: o passivo de arrendamento foi mensurado ao valor presente dos pagamentos de arrendamento remanescentes, descontado pela taxa incremental sobre empréstimos do arrendatário, na data de aplicação inicial; e
- Ativo de direito de uso: mensuração do ativo de direito de uso 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.

Os principais contratos de arrendamento identificados correspondem a imóveis, terrenos, veículos e equipamentos. O prazo do arrendamento avaliado para reconhecimento do arrendamento corresponde ao período não terminável, sendo que a maioria dos contratos não oferece opções de renovação.

Além dos mencionados acima, a Companhia utilizou os seguintes expedientes práticos para transição aos novos requerimentos:

- Utilização de percepção tardia para determinação do prazo do arrendamento, naqueles casos onde o contrato contém opções de prorrogação ou rescisão;
- Exclusão dos custos diretos iniciais da mensuração do saldo inicial do ativo de direito de uso;
- Não foi realizado o reconhecimento do passivo de arrendamento daqueles contratos com prazo de encerramento dentro do período de 12 meses a partir de 1º de janeiro de 2019 (data da aplicação inicial da nova norma), assim como para ativos de baixo valor. Contratos de arrendamento de baixo valor dizem respeito a ativos com valor igual ou inferior a R\$ 50. Estes incluem, nomeadamente, contratos de aluguel de impressoras e computadores e outros equipamentos; e
- Utilização de uma única taxa de desconto a cada carteira de arrendamentos com características razoavelmente similares. Neste sentido, obteve-se a taxa incremental sobre empréstimo, mensurada em 1º de janeiro de 2019, aplicável a cada uma das carteiras de ativos arrendados. Através desta metodologia a Companhia obteve as taxas específicas que abrangem o prazo remanescente de cada contrato, entre 1 e 30 anos. Como não foi possível determinar a taxa de juros implícita no arrendamento, optou-se por calcular o custo de financiamento do arrendatário. Para o cálculo do custo de capital de terceiros utilizou-se e utiliza-se o custo de captação de dívida em U\$, taxa que é consistente com as análises usualmente realizadas pela Companhia e o *spread* da Companhia, que foi de 1,48%. A taxa média ponderada para os contratos mensurados, de acordo com o IFRS 16 / CPC 06 (R2), foi de 10,35%.

A tabela abaixo evidencia as taxas praticadas, vis-à-vis os prazos dos contratos, conforme exigência do CPC 12:

Prazos Contratos	Taxa % ao ano
1 ano	9,15%
2 anos	8,81%
3 anos	9,34%
5 anos	10,00%
7 anos	10,44%
10 anos	10,90%
20 anos	11,80%
30 anos	12,33%

A Companhia, na mensuração e na remensuração de seu passivo de arrendamento e do direito de uso, procedeu ao uso da técnica de fluxo de caixa descontado sem considerar a inflação futura projetada. Para contratos com duração de até 1 ano foi utilizado 5,24% e para contratos com duração acima de 2 anos consideramos 4%.

O quadro abaixo demonstra os impactos da adoção inicial do CPC 06(R2) / IFRS 16 nas informações contábeis, em 1º de janeiro de 2019:

	Adoção Inicial 01/01/2019	
	Ativo	Passivo
Ativo de direito de uso	340.225	-
Passivo de arrendamento	-	340.225

Adicionalmente, a tabela abaixo sumariza os montantes reconhecidos em função da adoção deste novo pronunciamento contábil às demonstrações do resultado e dos fluxos de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019:

	31/12/2019
Demonstração dos Resultados do Exercício	
Depreciação e Amortização	81.177
Despesas financeiras	19.125
Demonstração dos Fluxos de Caixa	
Ajustes para reconciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações:	
Depreciação e Amortização	81.177
Encargos - Leasing	21.781
Atividades de Financiamento	
Pagamentos de Empréstimos e Financiamentos	115.366

A Companhia também tinha contratos classificados anteriormente como arrendamentos financeiros, descritos na nota 24, que não tiveram sua contabilização impactada pela adoção da nova norma.

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 o tratamento 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 avaliou os requerimentos da norma, avaliando operações das Empresas Eletrobras que envolveram reestruturações societárias e alienação do controle de participações em outras empresas, e não identificou impacto quando da sua adoção em 1º de janeiro de 2019.

4.4. - 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 controle é determinado quando a entidade está exposta ou tem direito a retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com outra entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce.

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas.

Todas as transações, saldos, receitas e despesas entre as controladas da Companhia são eliminados integralmente nas demonstrações financeiras consolidadas.

Controladas	31/12/2019		31/12/2018	
	Participação		Participação	
	Direta	Indireta	Direta	Indireta
Amazonas GT	100,00%	-	100,00%	-
CGTEE	99,99%	-	99,99%	-
Chuí IX (2)	99,99%	-	99,99%	-
Hermenegildo I (2)	99,99%	-	99,99%	-
Hermenegildo II (2)	99,99%	-	99,99%	-
Hermenegildo III (2)	99,99%	-	99,99%	-
Eletronuclear	99,91%	-	99,91%	-
Eletrosul	99,88%	-	99,88%	-
Chesf	99,58%	-	99,58%	-
Furnas	99,56%	-	99,56%	-
Eletronorte	99,48%	-	99,48%	-
Eletropar	83,71%	-	83,71%	-
Santa Vitoria do Palmar (2)	78,00%	-	78,00%	-
Amazonas Distribuidora (1)	-	-	100,00%	-
Ceal (1)	-	-	100,00%	-
Uirapuru (1)	-	-	75,00%	-
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%
Paraíso Transmissora de Energia	-	100,00%	-	100,00%
Extremoz Transmissora do Nordeste S.A.	-	100,00%	-	100,00%
Brasil Ventos Energia S.A.	-	100,00%	-	100,00%
Transenergia Goiás S.A	-	99,99%	-	99,99%
Transmissora Sul Brasileira de Energia S/A	-	99,88%	-	99,88%
Chuí Holding (2)	-	78,00%	-	78,00%
Livramento Holding	-	78,00%	-	78,00%
Complexo Eólico Pindaí I				
Angical 2 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
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%
Acauã Energia S.A.	-	99,93%	-	99,93%
Arapapá Energia S.A.	-	99,90%	-	99,90%
Complexo Eólico Pindaí II				
Coqueirinho 2 Energia S.A.	-	99,98%	-	99,98%
Papagaio Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Complexo Eólico Pindaí III				
Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.	-	83,01%	-	83,01%
Operações em conjunto (consórcios)				
Consórcio Cruzeiro do Sul	-	49,00%	-	49,00%

- (1) Empresa com controle acionário transferido, vide nota 48;
(2) Empresas classificadas como mantidas para venda, vide nota 47.

A controlada Eletrosul possui uma operação em conjunto, decorrente de uma participação de 49% no Consórcio Cruzeiro do Sul, que opera a UHE Governador Jayme Canet Junior, em Telêmaco Borba/Ortigueira (PR), em operação comercial desde 2012, pelo prazo de 30 anos. A Eletrosul (e a Eletrobras, nas suas demonstrações consolidadas) tem direito a uma participação proporcional nas receitas e assume uma parcela proporcional das despesas da operação em conjunto.

(b) Investimentos em coligadas

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

(c) Controle conjunto

Negócio em conjunto é aquele em que duas ou mais partes têm o controle conjunto estabelecido contratualmente, podendo ser classificado como uma operação em conjunto ou um empreendimento controlado em conjunto, dependendo dos direitos e obrigações das partes.

4.5. - 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.

4.6. - Clientes

As contas a receber de clientes são compostas por créditos provenientes do fornecimento, suprimento e transporte 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.

4.7. - 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. Seu resgate encontra-se condicionado à finalização dos processos judiciais a que esses depósitos se encontram vinculados.

4.8. - Almoxarifado

O almoxarifado está registrado ao custo médio de aquisição, líquido de provisões para perdas, quando aplicável, e não excede 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.

4.9. - Estoque de combustível nuclear

Composto pelo concentrado de urânio em estoque, os serviços correspondentes e os elementos de combustível nuclear utilizados nas usinas termonucleares Angra I e Angra II, que são registrados pelo custo de aquisição.

4.10. - 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 e em operação.

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. 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.

Ativos mantidos por meio de arrendamento 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.

4.11. - Contratos de concessão e autorizações

A Companhia possui contratos de concessão e autorizações nos segmentos de geração e transmissão, firmados com o Poder Concedente (União), por períodos que variam entre 20 anos e 35 anos, sendo que 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 3.

4.11.1. - 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. Geralmente, a RAP é fixa e atualizada monetariamente por índice de preços uma vez por ano, com ciclos de revisões a cada cinco anos.

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.

A Companhia passou a tratar os ativos da transmissão como ativos de contrato (RAP) e recebíveis da RBSE de acordo com o CPC 47/IFRS 15 e CPC 48/IFRS 9, respectivamente. Os detalhes da mensuração destes ativos estão na nota 4.23.

4.11.2. - 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 específico, por ser uma autorização e não uma concessão. E não está no escopo do IFRIC 12 por se tratar de ativos próprios sem previsão de reversão ao período de operação. Ao final do período de operação os ativos devem ser descomissionados.

4.11.3. - Itaipu Binacional

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.

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.

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.

De acordo com o Tratado, compete à Companhia comercializar a energia de Itaipu destinada ao mercado brasileiro.

4.12. - Intangível

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 pelo método linear 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 eventuais mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente. Ativos intangíveis com vida útil indefinida adquiridos separadamente são registrados ao custo, deduzidos das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas.

4.12.1. - Concessões Onerosas (Uso do Bem Público - UBP)

A Companhia possui contratos de concessão onerosa com a União para a utilização dos potenciais hidráulicos, bem público, para a geração de energia elétrica em determinadas usinas.

Esses ativos estão registrados no ativo intangível em contrapartida do passivo não circulante.

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

A Companhia avalia periodicamente se há alguma indicação de que seus ativos não financeiros (Unidades Geradoras de Caixa - UGCs) 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.

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 e/ou custo de oportunidade da Companhia, do valor da moeda no tempo e dos riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros foi efetuada.

4.14. - Ativos não circulantes mantidos para venda e operação descontinuada

4.14.1. - 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 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 possa ser concluída dentro de um ano a partir da data de classificação.

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 esperado de alienação.

4.14.2. - Operação descontinuada

Uma operação descontinuada é um componente de um negócio da Companhia que será descontinuado e 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.

4.15. - 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.

4.15.1. - 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.

4.15.2. - 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 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.

4.16. - Instrumentos financeiros

4.16.1. - Reconhecimento e mensuração

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

Os ativos e passivos financeiros são inicialmente reconhecidos pelo valor justo e, posteriormente, mensurados ao custo amortizado ou pelo valor justo, seguindo as regras do CPC 48 / IFRS 9.

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.

4.16.2. - Ativos financeiros

Todas as compras ou vendas regulares de ativos financeiros são reconhecidos e baixados na data de negociação. As compras ou vendas regulares correspondem a compras ou vendas de ativos financeiros que requerem a entrega de ativos dentro do prazo estabelecido por meio de norma ou prática de mercado.

Todos os ativos financeiros reconhecidos são inicialmente reconhecidos pelo valor justo e, posteriormente, mensurados na sua totalidade ao custo amortizado ou ao valor justo, dependendo da classificação dos ativos financeiros.

1) Um ativo financeiro é mensurado ao custo amortizado se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao Valor Justo ao Resultado (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 Valor Justo a Outros Resultados Abrangentes (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 Outros Resultados Abrangentes (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.

- 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 atenderia essa condição.

4.16.3. - Passivos financeiros

Os passivos financeiros, que incluem os empréstimos e financiamentos, fornecedores e outras contas a pagar, são mensurados inicialmente pelo valor justo e posteriormente pelo custo amortizado utilizando o método de juros efetivos. As despesas de juros, ganhos e perdas cambiais são reconhecidas 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.

A Companhia baixa passivos financeiros somente quando as obrigações da Companhia são extintas e canceladas ou quando expiram.

4.16.4. - 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.

Essas estimativas são definidas com base na experiência e no julgamento da administração da Companhia. As taxas recebidas são reconhecidas com base no método linear ao longo da vida da garantia (Nota 22.3). Qualquer aumento de obrigações em relação às garantias é apresentado, quando ocorrido, nas despesas operacionais (Nota 40).

4.16.5. - 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 43 inclui informações mais detalhadas sobre os instrumentos financeiros derivativos.

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

4.16.6. - 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.

4.17. - Benefícios pós-emprego

4.17.1. - Obrigações de aposentadoria

A Companhia e suas controladas patrocinam 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 denominados 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 são decorrentes substancialmente de ajustes, nas mudanças das premissas atuariais e nos rendimentos dos ativos do plano, e 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.

4.17.2. - 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 à sua invalidez 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.

4.17.3. - Benefícios de Rescisão

Os benefícios de rescisão são exigíveis quando o vínculo empregatício é encerrado pelas Empresas Eletrobras antes da data normal de aposentadoria, ou sempre que um empregado aceitar a demissão voluntária em troca desses benefícios. As Empresas Eletrobras reconhecem os benefícios de rescisão na primeira das seguintes datas: (i) quando as Empresas Eletrobras não mais puderem 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.

4.18. - Provisões

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes resultantes 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).

4.18.1. - Provisão para desmobilização de usinas nucleares

O descomissionamento de usinas nucleares 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.

É feito em função da operação das usinas nucleares e refere-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.

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 (Nota 31).

4.18.2. - Provisão para obrigações legais vinculadas a processos judiciais

As provisões para contingências judiciais são reconhecidas para obrigações presentes (legais ou não formalizadas) resultantes 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).

4.18.3. - 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.

4.19. - 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.

4.20. - Capital social

Representa as ações ordinárias e as ações preferenciais integralizadas e é classificado no patrimônio líquido.

4.21. - Juros sobre o capital próprio e dividendos

A Companhia possui Política de Distribuição de Dividendos que, alinhada ao Estatuto Social, 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 pagamento de dividendos.

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

4.22. - 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;
- d) Ajuste de avaliação patrimonial relativo à efetiva parcela de ganhos ou perdas de instrumentos de *hedge* em *hedge* de fluxo de caixa; e
- e) Impacto de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre os itens registrados em outros resultados abrangentes.

4.23. - Reconhecimento de receita

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

Os contratos de concessão de transmissão foram considerados como ativos contratuais e registrados de acordo com a norma CPC 47/IFRS 15.

4.23.1. - Receita relacionada aos ativos de transmissão de energia elétrica

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.

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 líquidos de transmissão e ativos de contrato foram reconhecidos.

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

Na relação estabelecida entre a Eletrobras e os agentes/fornecedores do PROINFA, a Companhia concluiu 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 CPC 30/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.

4.23.3. - Venda de energia e serviços

a) Geração

A receita de venda de energia 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.

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

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.

4.23.4. - Receita de dividendos

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.

4.23.5. - Receita de juros

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.

4.24. - Arrendamentos

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 financeiro está classificado no Ativo Não Circulante sendo amortizado durante a sua vida útil (Nota 24).

A norma vigente está sendo divulgada conforme nota 4.3.3.

4.25. - 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 à distribuição de dividendos.

4.26. - 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 todas as Empresas 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 controladas 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.

4.27. - Demonstração do valor adicionado - DVA

A legislação societária brasileira exige para as companhias abertas a elaboração da Demonstração do Valor Adicionado – DVA e sua divulgação como parte integrante do conjunto das demonstrações financeiras. Essas demonstrações foram preparadas de acordo com o CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, aprovado pela Deliberação CVM 557/08. O IFRS não exige a apresentação desta demonstração.

Esta demonstração tem como objetivo apresentar informações relativas à riqueza criada pela Companhia e a forma como tais riquezas foram distribuídas.

4.28. - 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 substancialmente pelo valor justo, conforme o CPC 15 - Combinações de Negócios.

Em resumo, o ágio é mensurado como o excesso entre o valor pago pelo negócio e os ativos líquidos adquiridos. As participações não controladoras, são, inicialmente, mensuradas pelo valor justo ou com base na parcela proporcional das participações não controladoras nos valores reconhecidos dos ativos líquidos identificáveis da adquirida.

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 e o correspondente ganho ou perda, se houver, é reconhecido no resultado.

Se a contabilização inicial de alocação dos valores pagos de uma combinação de negócios for provisória no encerramento do período no qual essa combinação ocorreu, 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.

NOTA 5 – 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:

5.1 - Ativo e passivo fiscais 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 11).

5.2 - 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. 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 verificarem 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.

Diversos eventos incertos também compõem as premissas utilizadas pela Companhia, dentre elas: 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.

5.3 - Provisão para desmobilização de ativos

A Companhia reconhece provisão para obrigações com a desativação de ativos relativos às suas usinas termonucleares. 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 31). 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.

5.4 - 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 29).

5.5 - Provisão para riscos trabalhistas, tributários e cíveis

As provisões para riscos trabalhistas, tributários e cíveis são reconhecidas quando há obrigações presentes (legais ou presumidas) resultantes 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. 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 30).

5.6 - Provisão para Perda Estimada em Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD

A Companhia adotou a abordagem simplificada e calcula a perda esperada, com base na expectativa de risco de inadimplência que ocorre ao longo da vida útil do instrumento financeiro de acordo com o IFRS 9, que estabeleceu uma matriz de cálculo com base nas taxas de perda esperadas de clientes.

Considera-se um ativo financeiro inadimplente quando: (i) é improvável que o credor pague integralmente suas obrigações de crédito com a Companhia sem recorrer a ações como a garantia (se houver); ou (ii) o ativo financeiro expirou de acordo com as regras atuais.

5.7 - 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 destes fluxos e taxas de desconto. A Nota 43 apresenta as informações sobre as principais premissas

utilizadas na determinação do valor justo de instrumentos financeiros, bem como a análise de sensibilidade dessas premissas. A Administração da Companhia e suas controladas acredita que as técnicas de avaliação selecionadas e as premissas utilizadas são adequadas para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros.

5.8 - Contratos onerosos

A Companhia e as controladas utilizam-se de premissas relacionadas aos custos e benefícios econômicos de cada contrato para a determinação da existência ou não de um contrato oneroso. No caso de compromissos de longo prazo como compra e venda de energia, uma das estimativas críticas na determinação do montante de provisão para a venda futura do contrato é o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio histórico aprovado pela Administração da Companhia como premissa para o cálculo da provisão do contrato oneroso, exclusivamente para fins contábeis, assim como a taxa de desconto utilizada para os fluxos de caixa. Os valores reais do PLD e/ou dos elementos considerados dentro da taxa de desconto ao longo dos anos podem ser superiores ou inferiores aos das premissas utilizadas pela Companhia. Adicionalmente, a Companhia pode ter contratos onerosos em concessões onde o atual custo esperado para a operação e manutenção não é coberto integralmente pelas receitas (Nota 33).

5.9 - Avaliação dos ativos contratuais de transmissão

A Administração da Companhia utilizou as seguintes principais premissas para avaliar os ativos contratuais de transmissão: (i) a data de renovação da concessão como medida inicial dos contratos de concessão renovados; (ii) data de assinatura do contrato como a melhor estimativa da data de início da operação para os novos contratos de concessão; (iii) RAP estabelecida no contrato de concessão como base para computar o fluxo de caixa da concessão; (iv) o montante esperado de investimentos e custos a serem feitos na concessão como base para atribuição de margens de construção e de Operação e Manutenção (O&M); (v) data de início da operação, conforme estabelecido nos contratos de concessão; (vi) prazo da concessão a ativos residuais como melhor estimativa para cálculo de indenização ao final do prazo da concessão; (vii) taxa de juros de mercado compatível com a taxa que reflete o risco de crédito da contraparte; (viii) receita de construção calculada de acordo com o contrato de concessão e investimento de referência; e (ix) custo de construção conforme incorrido. As melhores estimativas da Companhia são baseadas em todas as informações disponíveis no momento em que foram registradas. No entanto, os valores e as circunstâncias reais podem ser diferentes e essas estimativas podem ser atualizadas à medida que novas informações se tornam disponíveis.

5.10 - Mensuração dos ativos de transmissão da RBSE

A Administração da Companhia mensurou a parcela dos ativos de RBSE com as principais premissas: (i) estimativa do fluxo financeiro da Receita Anual Permitida (RAP) com os critérios estabelecidos na Portaria MME 120 e nos cálculos da ANEEL; (ii) prazo de recebimento inicial de 8 anos, conforme estabelecido pela ANEEL; e (iii) taxa de desconto baseada na taxa WACC regulatório (Vide nota 17). As melhores estimativas da Companhia são baseadas em todas as informações disponíveis no momento em que foram registradas. No entanto, os valores e as circunstâncias reais podem ser diferentes e essas estimativas podem ser atualizadas à medida que novas informações se tornam disponíveis.



NOTA 6 – CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E CAIXA RESTRITO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
a) Caixa e Equivalentes de Caixa				
Caixa e Bancos	18.185	47.395	183.917	194.968
Aplicações Financeiras	17	5	151.390	388.384
	<u>18.202</u>	<u>47.400</u>	<u>335.307</u>	<u>583.352</u>
b) Caixa Restrito				
Comercialização - Itaipu	1.356.513	836.872	1.356.513	836.872
Comercialização - PROINFA	1.553.049	553.105	1.553.049	553.105
PROCEL	188.004	108.782	188.004	108.782
Conta Garantia - SPEs	100.000	-	100.000	-
Recursos da RGR	29.970	61.329	29.970	61.329
	<u>3.227.536</u>	<u>1.560.088</u>	<u>3.227.536</u>	<u>1.560.088</u>
	<u>3.245.738</u>	<u>1.607.488</u>	<u>3.562.843</u>	<u>2.143.440</u>

a) As aplicações financeiras são de liquidez imediata, substancialmente com remuneração CDI/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.

b) 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 7 – TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

A Resolução nº 3.284 do Banco Central do Brasil, estabelece 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 (CEF) 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, nos fundos nos quais a Companhia aplica seus recursos, se dá como se segue:

CONTROLADORA					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2019	31/12/2018
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Prefixado	4.658.121	3.565.431
LTN	CEF	Após 90 dias	Prefixado	72.811	56.578
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Prefixado	435.948	3.165
Op. Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	1.615.818	394.086
Op. Compromissadas	CEF	-	-	4.438	14.982
Total Circulante				<u>6.787.137</u>	<u>4.034.242</u>

NÃO CIRCULANTE		
Titulos	31/12/2019	31/12/2018
Partes Beneficiárias (a)	372.841	291.701
Outros	1.760	1.808
Total Não Circulante	<u>374.601</u>	<u>293.509</u>

CONSOLIDADO

CIRCULANTE					
Titulos Livres	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2019	31/12/2018
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Prefixado	5.643.180	4.467.274
LTN	CEF	Após 90 dias	Prefixado	510.379	139.442
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Prefixado	504.418	40.136
LFT	CEF	Após 90 dias	Prefixado	172.670	49.357
Títulos de Renda Fixa	Banco do Brasil	-	-	1.018.235	694.769
Títulos de Renda Fixa	CEF	-	-	490.037	375.970
Op. Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	1.803.988	394.086
Op. Compromissadas	CEF	-	-	37.311	14.982
Outros	-	-	-	155.477	168.665
Subtotal				10.335.695	6.344.681
Títulos Restritos - FEN (b)	CEF	-	Prefixado	90.675	63.423
Total Circulante				10.426.370	6.408.104

NÃO CIRCULANTE		
Titulos	31/12/2019	31/12/2018
Partes Beneficiárias (a)	372.841	291.701
Outros	34.230	2.132
Total Não Circulante	407.071	293.833

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 Lajeado Energia, Paulista Lajeado e CEB Lajeado, 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.

b) Fundo de Energia do Nordeste (FEN)

Fundo setorial, criado pela Medida Provisória nº 677/2015, convertida em Lei nº 13.182, de 03/11/2015. Os recursos revertidos para o fundo são calculados pela 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 SPEs. A Chesf usará os recursos deste fundo para a aquisição/formação destas SPEs podendo sua participação acionária ser de até 49% do capital próprio dessas sociedades.

NOTA 8 – CLIENTES

	CONSOLIDADO					
	31/12/2019			31/12/2018		
	A vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos + de 90 dias	Créditos Renegociados	Total	Total
Circulante						
Suprimento/Fornecimento de Energia (a)	2.057.408	361.252	539.994	122.378	3.081.032	2.199.618
Energia Elétrica de Curto Prazo - CCEE (b)	790.367	153.334	324.424	-	1.268.125	1.045.952
Uso da Rede Elétrica (c)	825.966	23.107	42.291	-	891.364	877.873
Conexão/Disponibilização ao Sistema de Transmissão PROINFRA	328.999	12.131	108.005	-	449.135	422.295
Parcelamento	246.773	206.756	-	-	453.528	359.210
(-) PECLD (d)	-	-	-	-	-	79.391
	(53.182)	(100.496)	(601.964)	(106.210)	(861.852)	(905.119)
	4.196.331	656.084	412.750	16.168	5.281.333	4.079.221
Não Circulante						
Suprimento/Fornecimento de Energia (a)	9.187	-	9.548	1.034.928	1.053.663	507.115
Energia Elétrica de Curto Prazo - CCEE (b)	-	-	293.560	-	293.560	293.560
Uso da Rede Elétrica (c)	-	-	4.348	-	4.348	4.348
(-) PECLD (d)	-	-	(307.456)	(758.764)	(1.066.220)	(796.610)
	9.187	-	-	276.164	285.351	8.413
	4.205.518	656.084	412.750	292.332	5.566.684	4.087.634

(a) Suprimento/Fornecimento de Energia

Créditos a receber decorrentes da venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O aumento no saldo de Suprimentos decorreu principalmente devido à desverticalização da Amazonas Distribuidora, na qual quatro usinas térmicas a gás foram transferidas para a controlada Amazonas GT, acarretando um incremento de faturamento e recebimento referente aos PIES. Além disso, foi iniciado o fornecimento do Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR da usina Mauá 3, também da controlada Amazonas GT. Os efeitos correspondentes destes aumentos também podem ser observados nas notas 38 e 39.

(b) Energia Elétrica de Curto prazo – CCEE

Créditos a receber decorrentes da liquidação das diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados e os montantes de geração ou consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes da CCEE.

(c) Uso de Rede Elétrica

Créditos a receber decorrentes do uso da rede de transmissão pelos usuários conectados à rede.

(d) Provisão para Perda Estimada em Créditos de Liquidação Duvidosa – PECLD Clientes

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.

As movimentações na provisão nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018 são as seguintes:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Saldo Inicial	1.701.729	1.688.795
(+) Adoção Inicial CPC48/IFRS 9	-	79.823
(+) Constituição	290.736	1.776.727
(-) Reversão	(22.801)	(602.444)
(-) Baixa	(41.592)	(178.213)
(-) Classificação - Mantido pra Venda	-	(1.062.959)
Saldo Final	1.928.072	1.701.729

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

A classificação de "Mantido pra Venda" em 31 de dezembro de 2018, refere-se aos saldos de PECLD da Ceal e Amazonas Distribuidora, vide nota 47.

NOTA 9 – FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

	Tx. Média		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
ITAIPU	7,04	7,08	5.843.724	7.989.717	5.843.724	7.989.716
CGTEE	4,79	6,33	411.054	3.431.079	-	-
FURNAS	6,14	6,26	2.510.010	2.944.335	-	-
AMAZONAS GT	6,50	7,52	2.470.505	2.306.554	-	-
ELETRONUCLEAR	7,01	7,10	1.822.991	1.701.740	-	-
ELETRONORTE	5,81	5,82	1.133.212	1.327.699	-	-
CEAL*	7,28	6,70	1.564.724	2.081.397	1.564.724	-
ELETROSUL	5,00	5,03	778.691	838.975	-	-
CHESF	-	9,63	-	269.483	-	-
ELETROPAULO	6,96	10,00	1.314.107	1.491.811	1.314.107	1.491.811
AMAZONAS D*	7,38	-	3.949.748	-	3.949.748	-
CEPISA	5,42	6,60	746.427	1.803.454	746.427	1.803.454
CERON	-	7,21	-	312.993	-	312.993
ELETROACRE	-	7,43	-	372.040	-	372.040
BOA VISTA	5,49	6,72	160.309	171.542	160.309	171.542
CELPA	5,96	5,95	6.236	11.998	6.236	11.998
EQUATORIAL MARANHÃ D	0,25	0,34	92.986	107.988	92.986	107.988
REPASSE RGR	5,00	5,00	1.101.161	1.858.070	1.101.161	1.858.070
OUTRAS	-	-	129.952	62.559	130.037	62.984
(-) PECLD	-	-	(632.643)	(307.655)	(632.643)	(307.655)
Total			23.403.194	28.775.779	14.276.816	13.874.941

* As distribuidoras CEAL e Amazonas Distribuidora foram classificadas como mantido para venda a partir de 2018 e foram alienadas em março de 2019 e em abril de 2019, respectivamente, vide nota 48.1.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Circulante	5.120.734	8.257.761	3.473.393	3.903.084
Encargos	293.481	995.950	215.929	209.715
Principal	4.827.253	7.261.811	3.257.464	3.693.369
Não Circulante	18.282.460	20.518.018	10.803.423	9.971.857
Total	23.403.194	28.775.779	14.276.816	13.874.941

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

Todos os financiamentos e empréstimos concedidos estão respaldados por contratos formais firmados com as mutuárias. Os recebimentos destes valores, em sua maioria, estão previstos em parcelas mensais, amortizáveis em um prazo médio de 10 anos, sendo a taxa média de juros, ponderada pelo saldo da carteira, de 6,75% ao ano.

A controladora possui um empréstimo com Itaipu com cláusula de atualização cambial que representa 41% do total da carteira consolidada (30% em 31 de dezembro de 2018). Já os demais financiamentos e empréstimos preveem atualização com base em índices que representam o nível de preços internos no Brasil e atingem 59% do saldo da carteira consolidada (70% em 31 de dezembro de 2018).

A controladora possui um empréstimo com a Amazonas Distribuidora de Energia no montante de R\$ 3,9 bilhões que representam substancialmente os recebíveis não capitalizados no processo de alienação do controle societário. Esses contratos foram renegociados com cláusula de carência de até 3 anos para amortização do principal, durante esta carência somente há o recebimento de juros. Adicionalmente, a renegociação considerou o prazo de 18 meses para apresentação de garantias reais que deverão ser previamente apreciadas e aprovadas pela Administração da Eletrobras.

Além dos financiamentos acima citados, a Eletrobras, até 30 de abril de 2017, foi responsável pela gestão da Reserva Global de Reversão (RGR), fundo setorial, tendo sido responsável pela concessão de financiamentos, com a utilização desses recursos, para implementação de diversos programas setoriais. A partir de maio de 2017, com a edição da Lei 13.360/2016, houve a assunção pela CCEE dessa atividade. Entretanto, ainda existem financiamentos realizados antes desta data, devidos por terceiros, geridos pela Eletrobras.

De acordo com o Decreto 9.022/2017, que regula a lei acima citada, a Eletrobras não é garantidora dessas operações tomadas por terceiros, porém, é responsável pela gestão contratual dos contratos de financiamento com recursos da RGR celebrados até 17 de novembro de 2016, que deverão ser repassados à RGR, no prazo de até cinco dias, contados da data do pagamento efetivo pelo agente devedor.

9.1 – Repasse RGR

Com o processo de alienação das distribuidoras concluído, a transferência da gestão dos recursos da RGR para a CCEE conforme a Lei 13.360/2016 e alinhado ao que dispõe o Decreto nº 9.022/2017, a partir de junho de 2019, a Companhia revisou a forma de apresentar os montantes captados e repassados a terceiros, com recursos da RGR, de modo a apresentar mais adequadamente os recursos de responsabilidade da Eletrobras daqueles empréstimos e financiamentos que não constituem dívida da Eletrobras e deverão ser quitados por terceiros junto à RGR, sendo a Eletrobras responsável apenas pela gestão contratual desses empréstimos. Desta forma, os valores de 31 de dezembro de 2019 referentes aos recebíveis de empréstimos e financiamentos concedidos com recursos da RGR para terceiros foram segregados dos demais recebíveis da Eletrobras e possuem passivos equivalentes (vide Nota 22).

CONTROLADORA E CONSOLIDADO			
Repasse RGR	31/12/2019		
	Encargos	Circulante	Não circulante
AMAZONAS D	19.278	62.525	16.128
ELMA	10.648	3.143	-
ENERLESTE	1.529	1.424	-
GLOBAL	136.547	44.100	-
CELPA	15.799	6.795	662.478
CEMIG	-	10.688	8.412
COELCE	-	6.885	7.413
RGE-SUL	-	3.044	2.838
OUTROS	-	31.911	49.577
	183.801	170.513	746.847
Passivo			
RGR CCEE	183.801	170.513	746.847

9.2 - Provisão para Perda Estimada em Créditos de Liquidação Duvidosa – PECLD Empréstimos a receber

A Companhia reconheceu até 31 de dezembro de 2019 provisões para créditos de liquidação duvidosa, no valor de R\$ 632.643 (R\$ 307.655 em 31 de dezembro de 2018). Tal volume de provisão é julgado suficiente pela administração da Companhia para fazer face a perdas esperadas nestes ativos, com base em análise do comportamento da carteira.

As movimentações na provisão dos financiamentos e empréstimos concedidos da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018 são as seguintes:

CONTROLADORA E CONSOLIDADO		
	31/12/2019	31/12/2018
Saldo inicial	307.655	268.920
(+) Complemento	894.870	407.734
(-) Reversões	(569.882)	(369.000)
Saldo final	632.643	307.655

A constituição e a reversão da PECLD foram registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais (vide nota 40.b).

NOTA 10 – REMUNERAÇÃO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Circulante				
Controladas				
Eletronorte	1.344.233	1.858.834	-	-
Chesf	1.170.627	162.490	-	-
Furnas	759.926	248.120	-	-
CGTEE	110.775	104.544	-	-
Eletror Sul	40.664	31.240	-	-
Eletror par	-	2.619	-	-
Coligadas				
CTEEP	32.324	-	32.928	-
CEE Geração	30.040	-	30.040	-
Chapecoense	-	-	29.090	26.457
Lajeado Energia	23.975	11.278	23.975	11.278
CEB Lajeado	18.707	11.102	18.707	11.102
Transenergia São Paulo	-	-	17.271	18.031
Paulista Lajeado	16.221	15.223	16.221	15.223
Belo Monte Transmissora	-	-	13.810	12.503
Enerpeixe	-	-	12.236	16.382
Goiás Transmissão	-	-	11.668	11.985
EMAE	10.999	10.813	11.175	10.813
Manaus Construtora	-	-	9.178	9.178
TSLE	-	-	8.065	8.694
EAPSA	-	-	6.675	-
Retiro Baixo Energético	-	-	6.357	5.616
Paranaíba Transmissora de Energia	-	-	5.985	8.567
MGE Transmissão	-	-	5.616	5.616
Transenergia Renovável	-	-	4.492	-
Sete Gameleiras	4.176	4.176	4.176	4.176
Caldas Novas Transmissão	-	-	1.231	998
Equatorial Maranhão Distribuidora	-	61	-	61
Uirapuru	-	3.059	-	-
Tijoa Participações e Investimentos	-	-	-	16.468
Outros	29.836	11.000	31.003	26.747
	<u>3.592.503</u>	<u>2.474.558</u>	<u>299.899</u>	<u>219.895</u>

NOTA 11 – TRIBUTOS A RECUPERAR E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

11.1 - Tributos a recuperar

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Ativo circulante:				
IRRF	767.055	450.636	1.083.278	984.828
PIS/PASEP/COFINS compensáveis	40.095	37.955	203.541	175.923
ICMS a recuperar	-	-	128.329	12.869
Outros	-	-	59.514	42.641
	<u>807.150</u>	<u>488.591</u>	<u>1.474.662</u>	<u>1.216.261</u>
Ativo não circulante:				
ICMS a recuperar	-	-	38.231	34.533
PIS/COFINS a recuperar	-	-	178.655	193.613
IR/CS	-	-	154.389	-
Outros	-	-	49.095	37.659
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>420.370</u>	<u>265.805</u>

11.2 - Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Ativo circulante:				
Antecipações/ Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	309.033	817.417	2.382.899	2.420.165
Ativo não circulante:				
IRPJ e CSLL Diferidos	-	-	463.451	553.409
Passivo não circulante:				
IRPJ e CSLL Diferidos	628.904	432.582	3.978.754	8.315.386

11.3 - Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

a) Impostos diferidos por controladas

	31/12/2019			31/12/2018		
	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)
Ativo diferido						
Eletronorte	2.039.253	(1.596.809)	442.445	1.868.051	(1.314.642)	553.409
Amazonas GT	21.006	-	21.006	-	-	-
Total	2.060.259	(1.596.809)	463.451	1.868.051	(1.314.642)	553.409
Passivo diferido						
Eletrosul	546.089	(895.263)	(349.174)	443.849	(894.572)	(450.723)
Eletrobras	-	(628.904)	(628.904)	-	(432.582)	(432.582)
Furnas	2.541.558	(5.126.228)	(2.584.670)	969.179	(5.230.099)	(4.260.920)
Chesf	1.258.550	(1.662.708)	(404.159)	918	(3.166.663)	(3.165.745)
Eletropar	-	(11.847)	(11.847)	-	(5.416)	(5.416)
Eletronuclear	777.235	(777.235)	-	679.409	(679.409)	-
Total	5.123.432	(9.102.185)	(3.978.754)	2.093.355	(10.408.741)	(8.315.386)
TOTAL	7.183.691	(10.698.994)		3.961.408	(11.723.383)	

A controlada Furnas reconheceu créditos tributários diferidos neste exercício no montante de R\$ 1.219.273 derivados de diferenças entre a base contábil e a tributária (diferenças temporárias). No caso da controlada Chesf, o reconhecimento no montante de R\$ 2.397.342 foi decorrente do reconhecimento de ativo fiscal diferido no montante de R\$ 899.843 e a redução do passivo fiscal diferido no montante de R\$ 1.497.499.

b) Impostos diferidos por categoria de tributos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Impostos diferidos ativos:				
Créd. Tributário s/ Prejuízo Fiscal e Base Negativa	-	-	743.924	2.178.837
Provisões Operacionais	-	-	2.693.087	909.887
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	-	-	521.867	41.694
Provisão para Contingências	-	-	1.530.541	233.215
Provisão de créditos de liquidação duvidosa	-	-	1.052.746	208.758
Outros	-	-	641.526	389.017
Total Ativo	-	-	7.183.691	3.961.408
Impostos diferidos passivos:				
Remuneração de Rede Básica de Sistemas Existentes	-	-	7.806.665	9.380.308
Débito tributário	-	-	546.444	484.228
Instrumentos Financeiros VJORA	628.904	432.582	628.904	432.582
Depreciação acelerada	-	-	225.806	192.457
Outros	-	-	1.491.175	1.233.808
Total Passivo	628.904	432.582	10.698.994	11.723.383

As controladas que possuem histórico de realização de impostos diferidos preparam suas projeções de lucros tributáveis futuros, os quais são projetados a se realizar no prazo de até 10 anos. Os montantes reconhecidos refletem a melhor estimativa quanto a sua realização, cuja base é formada pelo prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social de cada entidade. A controlada Eletronorte possui ativo diferido derivado de prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social, cuja realização por exercício futuro é como segue:

	31/12/2019
2020	108.233
2021	119.966
2022	155.840
2023	176.677
2024	183.208
	<u>743.924</u>

Adicionalmente, algumas controladas da Companhia não possuem perspectiva de lucro tributável futuro e, desta forma, possuem crédito tributário diferido de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social não registrados no valor de R\$ 2.840.157 em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 2.121.250 em 31 de dezembro de 2018). Em função da operação de incorporação da CGTEE e Eletrosul (nota 50.1), o crédito tributário derivado de prejuízo fiscal e de base negativa de CSLL no valor de R\$ 1.603.154 poderá vir a ser reconhecido caso sejam identificadas evidências de resultado tributário futuro.

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Impostos diferidos				
Decorrente de receitas e despesas reconhecidas em outros resultados abrangentes:				
Ajuste ganhos e perdas atuariais	-	-	917.389	-
Remensuração do valor justo de instrumentos financeiros por meio de ORA	(196.322)	(37.624)	(196.322)	(19.297)
Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de controle compartilhado	-	-	-	(18.327)
Total do imposto de renda e da contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes	(196.322)	(37.624)	721.067	(37.624)

NOTA 12 – DIREITOS E OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Ativo circulante:				
CCC	-	-	48.458	454.139
Ativo não circulante:				
CCC	9.063.900	6.259.871	9.096.614	8.827.501
Provisão CCC - PECLD	(3.681.066)	(3.025.329)	(3.681.067)	(3.025.329)
	<u>5.382.834</u>	<u>3.234.542</u>	<u>5.415.547</u>	<u>5.802.172</u>
Total de direitos de ressarcimento	<u>5.382.834</u>	<u>3.234.542</u>	<u>5.464.005</u>	<u>6.256.311</u>
Passivo circulante:				
PROINFA	1.796.753	1.250.619	1.796.753	1.250.619
Total de obrigação de ressarcimento	<u>1.796.753</u>	<u>1.250.619</u>	<u>1.796.753</u>	<u>1.250.619</u>

PROINFA - As operações de comercialização de energia elétrica no âmbito PROINFA geraram um saldo líquido positivo de R\$ 546.134 no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 96.041 negativo no exercício findo em 31 de dezembro de 2018), não produzindo efeito no resultado líquido do exercício da Companhia, sendo este valor incluído na rubrica Obrigações de Ressarcimento.

Ativos Conta de Consumo de Combustíveis - CCC

Em decorrência da conclusão do processo de alienação das distribuidoras de energia, a Eletrobras reconheceu os créditos da CCC que estavam registrados no ativo das distribuidoras conforme as condições estabelecidas pelo Conselho do Programa de Parcerias de Investimento - CPPI.

Adicionalmente, a Eletrobras reconheceu provisão de recuperabilidade em alguns destes ativos, classificados como operação descontinuada, notadamente em razão da diferença entre tais créditos e a sua perspectiva de realização, com base no resultado da fiscalização dos desembolsos da CCC realizada pela ANEEL e notas técnicas aprovadas pela ANEEL em março de 2020, vide nota 50.5, assim como em pleitos realizados pelas distribuidoras e Eletrobras julgados como de provável aceitação pela ANEEL.

Para a parcela de "ineficiência" do período de maio de 2016 a junho de 2017 a Companhia reviu sua expectativa de realização e, registrou provisão no montante de R\$ 747 milhões, classificado como operação descontinuada, face a caducidade da MP 879. A Administração da Eletrobras irá avaliar outras medidas que visem garantir em sua plenitude a realização dos créditos assumidos.

A Companhia registra provisões sobre direitos de ressarcimento da CCC com base na expectativa de recebimento, considerando os critérios de avaliação das fiscalizações de asseguarção realizadas pela Aneel.

NOTA 13 – ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR

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

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Circulante		
Elementos prontos	538.827	510.638
	<u>538.827</u>	<u>510.638</u>
Não circulante		
Elementos prontos	251.811	373.108
Concentrado de urânio	204.116	187.394
Em curso - combustível nuclear	384.623	267.908
	<u>840.550</u>	<u>828.410</u>
TOTAL	<u>1.379.377</u>	<u>1.339.048</u>

Na etapa inicial de formação do combustível nuclear, são adquiridos o minério de urânio e os serviços necessários à sua fabricação, e classificados contabilmente no ativo não circulante, nas contas de estoque de concentrado de urânio e serviço em curso - combustível nuclear, respectivamente. Depois de concluído o processo de fabricação, tem-se o elemento de combustível nuclear pronto (Elementos prontos), cujo valor é classificado em dois grupos contábeis: no ativo circulante, é registrada a parcela relativa à previsão do consumo para os próximos 12 meses e, no não circulante, a parcela restante.

NOTA 14 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

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

	CONTROLADORA				
	Saldo em 31/12/2018	Adições	Capitalizações	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2019
Controladas:					
CGTEE (a)	1.069.774	246.544	(1.376.315)	72.761	12.764
Eletronuclear (b)	-	700.000	-	-	700.000
Furnas	58.241	-	-	3.463	61.704
Hermenegildo III	11.834	-	(11.834)	-	-
Outros investimentos	883	-	(883)	-	-
Total	<u>1.140.732</u>	<u>946.544</u>	<u>(1.389.032)</u>	<u>76.224</u>	<u>774.468</u>

	CONSOLIDADO					
	Saldo em 31/12/2018	Adições	Devoluções	Capitalizações	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2019
Investimentos avaliados por equivalência patrimonial:						
Energia Sustentável do Brasil (c)	337.200	138.400	-	(337.200)	-	138.400
TDG Transmissora Delmiro Gouveia (d)	101.000	-	-	(101.000)	-	-
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A.	13.010	41.310	-	(13.004)	-	41.316
Vamcruz I Participações S.A.	5.929	-	(5.027)	(1.751)	849	-
Outros investimentos	2.424	-	-	(883)	-	1.541
Total	<u>459.563</u>	<u>179.710</u>	<u>(5.027)</u>	<u>(453.838)</u>	<u>849</u>	<u>181.257</u>

	CONTROLADORA				
	Saldo em 31/12/2017	Adições	Oper. Descontinuada e Mantidas para venda	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2018
Controladas:					
Furnas	54.727	-	-	3.514	58.241
CGTEE	781.790	227.375	-	60.609	1.069.774
Hermenegildo III	8.494	11.834	(8.494)	-	11.834
Ceal	180.142	-	(191.710)	11.568	-
Cepisa	346.357	-	(362.185)	15.828	-
Eletroacre	77.115	-	(86.513)	9.398	-
Boa Vista	89.975	-	(95.753)	5.778	-
Amazonas Distribuidora	129.189	-	(137.085)	7.896	-
Outros investimentos	33.486	-	(33.486)	883	883
Total	<u>1.701.275</u>	<u>239.209</u>	<u>(915.226)</u>	<u>115.474</u>	<u>1.140.732</u>

CONSOLIDADO						
	Saldo em 31/12/2017	Adições	Capitalizações	Atualização monetária	Transferência	Saldo em 31/12/2018
Investimentos avalidos por equivalência patrimonial:						
Energia Sustentável do Brasil	734.400	138.000	(535.200)	-	-	337.200
TDG Transmissora Delmiro Gouveia	101.000	-	-	-	-	101.000
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A.	37.467	13.005	(37.462)	-	-	13.010
Vamcruz I Participações S.A.	9.800	-	(3.871)	-	-	5.929
Geradora eólica Itaguaçu da Bahia SPE S.A.(e)	72.814	-	-	-	(72.814)	-
Outros investimentos(f)	4.357	-	(2.497)	883	(319)	2.424
Total	959.838	151.005	(2.497)	883	(73.133)	459.563

(a) CGTEE

Em dezembro de 2019, em Assembleia Geral Extraordinária, ocorreu a capitalização de dívidas e AFAC, aonde foi autorizada a capitalização de R\$ 1.376.315 de seus AFACs.

(b) Eletronuclear

Em julho de 2019 a Eletrobras aprovou a concessão de recursos à controlada Eletronuclear sob a forma de AFAC, no valor de R\$ 500.000, com recursos destinados ao ressarcimento dos gastos e para gerenciamento das obrigações referentes ao empreendimento de Angra 3. Os valores já foram liberados entre agosto e novembro de 2019.

Em setembro de 2019 a Eletrobras aprovou outra concessão de recursos à controlada Eletronuclear sobre a forma de AFAC, no valor de R\$ 350.000, com a mesma destinação dos recursos, porém a Eletrobras realizou em 9 de dezembro de 2019 a liberação da primeira parcela no valor de R\$ 200.000.

(c) Energia Sustentável do Brasil

Os aportes de recursos ocorrem de acordo com os cronogramas aprovados nas reuniões do Conselho de Administração. Esses recursos são transferidos pelos acionistas da Coligada na forma de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital.

Em abril de 2019, foi aprovado o aumento de Capital subscrito na coligada Energia Sustentável do Brasil, mediante a emissão de novas ações ordinárias, todas sem valor nominal, subscritas e integralizadas em sua totalidade pelos acionistas da investida, na proporção de suas participações. Logo, as controladas Chesf e Eletrosul, integralizaram o valor de R\$168.600 cada.

Em dezembro de 2019, a Eletrosul antecipou o AFAC de R\$ 6.000 referente a janeiro de 2020. Tal fato ocorreu por conta da previsão da incorporação da Eletrosul pela CGTEE, que ocorreu no dia 2 de janeiro de 2020.

(d) TDG Transmissora Delmiro Gouveia

Em 31 de outubro de 2019, foi aprovada a capitalização dos AFACs realizados pela Chesf, no valor de R\$ 101 milhões e em seguida a aquisição, pela Chesf, da participação acionária da ATP na TDG pelo valor de R\$ 34 milhões. Desde então a TDG passou a ser uma controlada integral da Chesf, conforme nota 42.

(e) Geradora eólica Itaguaçu da Bahia SPE S.A.

Devido cessão não onerosa das participações de Furnas nos Complexos Fortim e na Itaguaçu da Bahia, os saldos dos AFACs referentes a estas Companhias foram transferidos para a Brasil Ventos.

NOTA 15 – INVESTIMENTOS
Avaliados por Equivalência Patrimonial

a) Controladas	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Fumas	21.462.772	20.754.919	-	-
Chesf	17.612.978	15.310.867	-	-
Eletrosul	6.023.072	6.019.757	-	-
Eletronorte	17.777.911	17.324.305	-	-
Eletropar	147.674	156.902	-	-
Eletronuclear	2.000.283	2.300.626	-	-
CGTEE (*)	333.505	-	-	-
	65.358.195	61.867.376	-	-
b) Controlada em conjunto	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Norte Energia (Belo Monte)	2.110.038	2.036.157	7.030.651	6.863.523
Energia Sustentável do Brasil S.A.	-	-	3.662.120	3.363.219
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	-	-	1.701.956	1.603.211
Madeira Energia S.A.	-	-	1.595.099	2.004.915
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	-	-	1.511.061	1.377.984
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	-	-	890.833	1.082.843
Teles Pires Participações S.A.	-	-	753.865	727.840
Companhia Energética Sinop S.A.	-	-	704.110	479.280
Empresa de Energia São Manoel S.A.	-	-	657.106	644.735
Mata de Santa Genebra	-	-	570.803	482.329
Chapecoense Geração S.A.	-	-	409.864	395.841
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	-	373.363	342.776
Enerpeixe S.A.	-	-	254.272	260.599
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	-	-	214.643	233.594
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	-	-	213.480	165.749
Goiás Transmissão S.A.	-	-	204.859	188.574
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	-	-	193.968	184.358
Transenergia Renovável S.A.	-	-	146.387	143.185
Retiro Baixo Energética S.A.	-	-	144.796	134.277
MGE Transmissão S.A.	-	-	139.176	127.583
Transnorte Energia S.A.	-	-	134.778	139.814
Rouar S.A.	109.643	124.448	109.643	124.448
Triângulo Mineiro Transmissora	-	-	112.865	91.698
Vale do São Bartolomeu	-	-	60.305	51.173
Outros	201.721	193.921	508.839	531.266
	2.421.402	2.354.526	22.298.842	21.744.814
c) Coligadas	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
CTEEP	3.613.866	3.951.302	3.681.099	4.024.671
Lajeado Energia	67.230	79.923	67.230	79.923
CEB Lajeado	63.047	52.804	63.047	52.804
Paulista Lajeado	29.967	30.241	29.967	30.241
Equatorial Maranhão D	1.031.514	989.425	1.031.514	989.425
Energética Águas da Pedra S.A.	-	-	233.604	218.301
Outros	1.082.257	1.157.926	1.096.516	1.170.265
	5.887.881	6.261.621	6.202.977	6.565.630
SUBTOTAL	73.667.478	70.483.523	28.501.819	28.310.442
Provisão para perdas em investimentos	(181)	(181)	(1.445.890)	(1.774.244)
TOTAL	73.667.297	70.483.342	27.055.929	26.536.198

(*) Equivalência Patrimonial após a capitalização do AFAC conforme nota 15.7.

Mensurados a valor justo

	VALOR PATRIMONIAL	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	(*)				
	31/12/2019	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
AES Tietê	37.667	509.019	312.908	509.019	312.908
Coelce	52.340	301.218	244.042	301.218	244.042
Energisa S.A.	77.867	449.718	298.284	449.718	298.283
Cesp	122.284	214.488	134.146	214.488	134.146
Celipa	15.059	81.376	52.077	81.376	52.077
Celesc	144.069	213.556	206.795	213.556	206.795
CELPE	10.365	30.225	33.854	30.225	33.854
Energisa MT	2.845	12.796	8.140	12.796	8.140
COPEL	44.247	105.776	45.617	105.776	45.617
CGEEP	3.924	20.982	16.845	20.982	16.845
CEB	11.861	18.439	10.218	18.439	10.218
Outros	14.516	12.886	25.534	99.397	84.225
	537.045	1.970.479	1.388.460	2.056.990	1.447.150

(*) Valor patrimonial conforme participação da Eletrobras do capital social das empresas.

15.1 - Provisões para perdas em investimentos

A Companhia estima o valor recuperável de seus investimentos nas SPEs com base em seu valor para o acionista, calculado a partir do fluxo de caixa descontado, ou seu valor de mercado, para os casos em que houve alguma transação sob condições de mercado para alguma SPE.

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 em dados históricos das SPEs. As principais premissas são descritas 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 cada SPE, respeitando a estrutura de capital e custo da dívida de cada uma, utilizando o WACC, valendo-se dos mesmos indicadores utilizados para o cálculo das taxas de desconto das UGCs corporativas mencionadas em maiores detalhes na nota 20;
- Receitas projetadas de acordo com os contratos, sem previsão de prorrogação da concessão/autorização;
- Despesas considerando o Plano de Negócios de cada SPE e os valores históricos realizados;

* O uso de taxas de desconto pós-impostos, na determinação dos valores em uso, não resulta em valores recuperáveis materialmente diferentes caso taxas antes dos impostos fossem utilizadas.

O saldo das provisões para perda de investimentos é demonstrado a seguir:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	80.312	278.726
Empresa de Energia São Manoel S.A.	128.694	293.670
Madeira Energia S.A.	76.168	152.674
Norte Brasil Transmissora S.A.	-	267.595
Mata de Santa Genebra	-	120.645
Energia Sustentável do Brasil S.A	821.276	386.772
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	34.740	70.691
Transnorte Energia S.A.	94.805	118.665
Companhia Energética Sinop	201.100	17.166
Teles Pires Participações S.A.	-	13.332
Inambari	274	274
Outros	8.521	54.034
	1.445.890	1.774.244

15.2 - Mutação dos investimentos

Segue abaixo a movimentação dos investimentos mais relevantes da Companhia:

Controladas, coligadas e controladas em conjunto	Saldo em 31/12/2018	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ajustes de investidas	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Transferência (*)	Saldo em 31/12/2019
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA								
Furnas	20.754.919	(1.166.835)	-	(125.298)	(1.199.705)	3.199.691	-	21.462.772
Chesf	15.310.867	(24.730)	-	-	(1.170.627)	3.497.468	-	17.612.978
Eletrosul	6.019.757	(40.307)	-	-	(127.598)	171.220	-	6.023.072
Eletronorte	17.324.305	(24.570)	-	(100.048)	(1.344.233)	1.922.457	-	17.777.911
Eletronuclear	2.300.626	179.336	-	-	-	(479.679)	-	2.000.283
Eletropar	156.902	(41.374)	-	52.334	(18.191)	(1.997)	-	147.674
Norte Energia (Belo Monte)	2.036.157	-	-	-	-	73.881	-	2.110.038
CGTEE	-	(7.680)	4.673.951	-	-	(786.906)	(3.545.860)	333.505
Rouar S.A.	124.448	5.029	-	-	(21.060)	1.226	-	109.643
CTEEP	3.951.302	(14.856)	-	(363.685)	(352.023)	393.128	-	3.613.866
Lajeado Energia	79.923	(67)	-	4.838	(78.566)	61.102	-	67.230
Equatorial Maranhão D	989.425	-	-	(32.633)	(118.980)	193.702	-	1.031.514
CEB Lajeado	52.804	(18)	-	-	(17.232)	27.493	-	63.047
Paulista Lajeado	30.241	-	-	-	(7.259)	6.985	-	29.967
Outros	1.351.849	(77.231)	-	(32.314)	(237.547)	279.220	-	1.283.978
TOTAL DE INVESTIMENTOS	70.483.525	(1.213.303)	4.673.951	(596.806)	(4.693.021)	8.558.990	(3.545.860)	73.667.478

(*) Transferência do passivo a descoberto da CGTEE antes da capitalização do AFAC conforme nota 15.7.

Controladas, coligadas e controladas em conjunto	Saldo em 31/12/2018	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ajustes de investidas	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2019
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO								
Norte Energia (Belo Monte)	6.863.523	-	-	-	-	-	167.128	7.030.651
CTEEP	4.024.671	-	(15.133)	-	(363.685)	(358.579)	393.825	3.681.099
Lajeado Energia	79.923	-	(67)	-	4.838	(78.566)	61.102	67.230
CEB Lajeado	52.804	-	(18)	-	-	(17.232)	27.493	63.047
Paulista Lajeado	30.241	-	-	-	-	(7.259)	6.985	29.967
Rouar S.A.	124.448	-	5.029	-	-	(21.060)	1.226	109.643
Equatorial Maranhão D	989.425	-	-	-	(32.633)	(118.980)	193.702	1.031.514
Madeira Energia S.A.	2.004.915	-	-	-	-	-	(409.816)	1.595.099
Energia Sustentável do Brasil S.A.	3.363.219	-	-	337.200	-	-	(38.299)	3.662.120
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	1.377.984	-	-	-	-	-	133.077	1.511.061
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	1.082.843	-	-	-	(208.593)	(22.211)	38.794	890.833
Enerpeixe S.A.	260.599	-	-	-	-	(54.430)	48.103	254.272
Teles Pires Participações S.A.	727.840	55.962	-	-	-	-	(29.937)	753.865
Chapecoense Geração S.A.	395.841	-	-	-	-	(108.460)	122.483	409.864
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	1.603.211	-	-	-	(14.936)	(2.613)	116.294	1.701.956
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	342.776	-	-	-	-	(5.897)	36.484	373.363
Mata de Santa Genebra	482.329	130.289	-	-	-	-	(41.815)	570.803
Energética Águas da Pedra S.A.	218.301	-	-	-	-	(41.939)	57.242	233.604
Goiás Transmissão S.A.	188.574	-	-	-	-	(5.072)	21.357	204.859
Empresa de Energia São Manoel S.A.	644.735	19.333	-	-	-	-	(6.962)	657.106
Companhia Energética Sinop S.A.	479.280	264.568	-	-	-	-	(39.738)	704.110
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	165.749	-	-	-	-	(16.044)	63.775	213.480
Transnorte Energia S.A.	139.814	-	-	-	(73)	-	(4.963)	134.778
MGE Transmissão S.A.	127.583	-	-	-	-	-	11.593	139.176
Transenergia Renovável S.A.	143.185	-	-	-	-	(15.713)	18.915	146.387
Retiro Baixo Energética S.A.	134.277	-	-	-	-	(3.277)	13.796	144.796
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	184.358	-	-	-	-	(2.986)	12.596	193.968
Vale do São Bartolomeu	51.173	4.926	-	-	(1)	-	4.207	60.305
Triângulo Mineiro Transmissora	91.698	1.406	-	-	-	-	19.761	112.865
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	233.594	-	-	-	-	195	(19.146)	214.643
Outros	1.701.529	(132.841)	(77.231)	114.005	(46.434)	(262.961)	309.288	1.605.355
TOTAL DE INVESTIMENTOS	28.310.442	343.643	(87.420)	451.205	(661.517)	(1.143.084)	1.288.550	28.501.819

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
MUTAÇÃO 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)	126.690	-	-	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
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
Outros	3.459.829	(599.002)	(70.519)	(4.687)	69.957	(163.061)	377.130	1.960.391	(2.688.764)	2.341.274
TOTAL DE INVESTIMENTOS	64.898.158	(599.002)	(768.055)	136.013	2.678.786	(3.343.208)	8.209.206	1.960.391	(2.688.764)	70.483.525

Controladas, coligadas e controladas em conjunto	Saldo em 31/12/2017	Alienação de participação	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	Transferência de SPEs (**)	Mantido para venda	Saldo em 31/12/2018
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO												
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
Madeira Energia S.A. (MESA)	2.077.575	-	678.069	-	-	-	-	-	(750.729)	-	-	2.004.915
Interligação Elétrica do 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
Enerpeixe S.A.	292.002	-	-	-	-	-	-	(71.273)	39.870	-	-	260.599
Teles 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
Goiás 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	-	-	139.814
MGE Transmissão S.A.	115.039	-	-	-	-	-	3.827	-	8.717	-	-	127.583
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
Paranaíba 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
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
Outros	8.640.015	(599.002)	(1.881.243)	(376.559)	577.351	(18.043)	30.381	(217.759)	(109.838)	1.896.902	(1.888.034)	6.054.173
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

(**) Transferência de SPEs da Eletrosul, Chesf, Furnas e Eletronorte para a Eletrobras em 2018.

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

31/12/2019							
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	ATIVO					Total Ativo
		Circulante		Não Circulante		Total Ativo	
		Caixa e equivalente de caixa	Outros ativos	Ativo financeiro, Ativo contratual, intangível e imobilizado	Outros ativos		
Norte Energia S.A.	49,98%	194.147	908.468	43.279.924	657.221	45.039.760	
ESBR Participações	40,00%	122.422	606.459	19.232.356	1.304.520	21.265.757	
Madeira Energia S.A.	43,00%	77.538	672.399	19.915.145	1.764.490	22.429.572	
CTEEP	36,05%	593.663	2.035.404	10.298.397	6.091.347	19.018.811	
Belo Monte Transmissora de Energia	49,00%	36.481	765.981	6.434.399	130.392	7.367.253	
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	49,00%	276.806	624.764	5.291.424	89.644	6.282.638	
Teles Pires Participações	49,72%	43.031	116.616	4.670.067	417.570	5.247.284	
Belo Monte Transmissora	24,50%	36.481	765.981	6.434.400	130.391	7.367.253	
Companhia Energética Sinop	49,00%	85.459	89.213	2.178.234	594.036	2.946.942	
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	69.886	333.290	2.963.093	57.317	3.423.586	
Empresa de Energia São Manoel	33,00%	112.935	111.788	3.366.191	370.104	3.961.018	
Chapecoense Geração S.A.	40,00%	240.645	138.713	2.650.780	93.675	3.123.813	
Mata de Santa Genebra	50,00%	33.616	12.688	2.544.168	289.562	2.880.034	
Enerpeixe S.A.	40,00%	287.831	135.784	1.417.723	189.993	2.031.331	
Serra do Facão Energia S.A.	49,00%	4	236.243	1.645.917	145.010	2.027.174	
Paranaíba Transmissora	24,50%	20.338	158.220	1.733.299	25.943	1.937.800	
Energética Águas da Pedra S.A.	49,00%	64.007	42.099	656.075	28.372	790.553	
EMAE	40,44%	397.457	187.942	77.804	763.499	1.426.702	
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	3.770	121.017	1.022.777	11.882	1.159.446	
Transmissora Sul Litorânea de Energia	51,00%	17.073	46.475	2.583	930.468	996.599	
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	65.277	171.005	476.807	36.349	749.438	
Goiás Transmissão S.A.	49,00%	10.745	55.556	566.134	8.624	641.059	
Transenergia Renovável S.A.	49,00%	14.673	55.273	346.901	5.490	422.337	
Vale do São Bartolomeu	39,00%	32	9.121	481.746	7.781	498.680	
Triângulo Mineiro Transmissora	49,00%	7.270	6.678	464.986	13.057	491.991	
Retiro Baixo Energética S.A.	49,00%	55.676	12.506	333.502	9.453	411.137	
Rouar	50,00%	68.184	5.463	326.407	17.956	418.010	
MGE Transmissão S.A.	49,00%	14.468	4.149	351.683	4.225	374.525	
Transenergia São Paulo S.A.	49,00%	4.497	17.429	170.344	1.861	194.131	
Baguari Energia S.A.	31,00%	8.828	50.749	185.593	1.918	247.088	
Manaus Construtora Ltda	49,50%	-	88.136	-	1	88.137	
Fronteira Oeste	51,00%	22.173	4.649	14	145.614	172.450	
Tijoa Participações e Investimentos	50,00%	20.353	56.472	42.906	180	119.911	
Manaus Construção	19,50%	30.082	344	-	58.548	88.974	
Caldas Novas Transmissão	50,00%	2.277	585	33.205	783	36.850	
Construtora Integração Ltda	49,00%	256	44.214	-	657	45.127	
Lago Azul Transmissão	50,00%	6.941	900	36.756	271	44.868	
CSE Centro de Soluções Estratégicas	50,00%	9.041	1.156	899	18	11.114	
Amapari Energia S.A.	49,00%	45.200	997	473	-	46.670	
Energia Olímpica S.A.	50,00%	2.235	3.233	-	-	5.468	
Inambari Geração de Energia	20,00%	51	254	-	-	305	

31/12/2019							
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	PASSIVO					
		Circulante		Não Circulante		Total Passivo	Patrimônio líquido
		Empréstimos, financiamentos e debêntures	Outros passivos	Empréstimos, financiamentos e debêntures	Outros passivos		
Norte Energia S.A.	49,98%	2.860.815	1.551.300	25.218.056	1.378.009	31.008.180	14.031.580
ESBR Participações	40,00%	446.741	479.396	10.035.991	1.148.330	12.110.458	9.155.299
Madeira Energia S.A.	43,00%	284.507	892.490	15.675.160	1.872.655	18.724.812	3.704.760
CTEEP	36,05%	658.553	772.231	403.959	5.389.749	7.224.492	11.794.319
Belo Monte Transmissora de Energia	49,00%	224.852	83.288	3.080.320	490.516	3.878.976	3.488.277
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	49,00%	251.430	221.127	1.623.559	1.102.724	3.198.840	3.083.798
Teles Pires Participações	49,72%	213.094	110.465	2.861.799	519.778	3.705.136	1.542.148
Belo Monte Transmissora	24,50%	224.853	83.287	3.080.320	490.516	3.878.976	3.488.277
Companhia Energética Sinop	49,00%	26.823	30.414	1.330.892	84.741	1.472.870	1.474.072
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	223.237	81.438	901.994	394.305	1.600.974	1.822.612
Empresa de Energia São Manoel	33,00%	116.689	47.023	1.752.728	73.241	1.989.681	1.971.337
Chapecoense Geração S.A.	40,00%	138.759	313.044	913.308	734.044	2.099.155	1.024.658
Mata de Santa Genebra	50,00%	95.074	36.407	1.207.619	431.139	1.770.239	1.109.795
Enerpeixe S.A.	40,00%	195.808	418.639	467.505	313.698	1.395.650	635.681
Serra do Facão Energia S.A.	49,00%	50.473	175.026	251.507	1.505.919	1.982.925	44.249
Paranaíba Transmissora	24,50%	60.398	43.667	580.451	461.579	1.146.095	791.705
Energética Águas da Pedra S.A.	49,00%	35.430	54.367	211.088	14.795	315.680	474.873
EMAE	40,44%	-	119.000	-	317.477	436.477	990.225
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	33.399	22.812	186.232	155.034	397.477	761.969
Transmissora Sul Litorânea de Energia	51,00%	29.386	38.772	360.282	147.291	575.731	420.868
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	23.644	49.609	55.122	185.388	313.763	435.675
Goiás Transmissão S.A.	49,00%	17.842	33.788	156.462	41.290	249.382	391.677
Transenergia Renovável S.A.	49,00%	15.384	14.692	80.523	26.529	137.128	285.209
Vale do São Bartolomeu	39,00%	22.721	12.078	74.801	11.958	121.558	377.122
Triângulo Mineiro Transmissora	49,00%	23.004	12.280	77.554	9.729	122.567	369.424
Retiro Baixo Energética S.A.	49,00%	13.703	20.236	68.468	9.198	111.605	299.532
Rouar	50,00%	12.716	1.314	164.083	20.643	198.756	219.254

31/12/2019

Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	PASSIVO					
		Circulante		Não Circulante		Total Passivo	Patrimônio líquido
		Empréstimos, financiamentos e debêntures	Outros passivos	Empréstimos, financiamentos e debêntures	Outros passivos		
MGE Transmissão S.A.	49,00%	9.364	16.538	57.755	23.981	107.638	266.887
Transenergia São Paulo S.A.	49,00%	4.437	6.216	28.421	43.778	82.852	111.279
Baguari Energia S.A.	31,00%	-	15.571	-	4.533	20.104	226.984
Manaus Construtora Ltda	49,50%	-	2.263	23.769	23.298	49.330	38.807
Fronteira Oeste	51,00%	-	1.895	-	81.010	82.905	89.545
Tijoa Participações e Investimentos	50,00%	-	63.676	-	29.799	93.475	26.436
Manaus Construção	19,50%	-	2.418	-	47.067	49.485	39.489
Caldas Novas Transmissão	50,00%	1.374	2.733	7.484	2.234	13.825	23.025
Construtora Integração Ltda	49,00%	-	1.247	-	-	1.247	43.880
Lago Azul Transmissão	50,00%	-	3.610	-	1.410	5.020	39.848
CSE Centro de Soluções Estratégicas	50,00%	-	3.977	-	126	4.103	7.011
Amapari Energia S.A.	49,00%	-	3.552	-	46.317	49.869	(3.199)
Energia Olímpica S.A.	50,00%	-	2.974	-	-	2.974	2.494
Inambari Geração de Energia	20,00%	-	280	-	-	280	25

31/12/2018

Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	ATIVO				
		Circulante		Não Circulante		Total Ativo
		Caixa e equivalente de caixa	Outros ativos	Ativo financeiro, intangível e imobilizado	Outros ativos	
Norte Energia S.A.	49,98%	252.763	1.222.598	41.608.558	1.075.826	44.159.745
ESBR Participações	40,00%	95.767	453.419	19.362.325	1.508.356	21.419.867
Madeira Energia S.A.	42,46%	68.645	549.585	20.787.932	1.665.469	23.071.631
CTEEP	36,05%	6.224	2.436.439	37.325	15.306.539	17.786.527
Belo Monte Transmissora de Energia	49,00%	36.725	732.197	6.239.595	102.468	7.110.985
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	49,00%	182.192	474.127	5.110.465	181.899	5.948.683
Teles Pires Participações	49,44%	27.857	139.167	4.803.349	370.501	5.340.874
Belo Monte Transmissora	24,50%	36.725	175.099	6.786.725	112.436	7.110.985
IEMADEIRA	24,50%	182.192	474.127	5.110.465	181.899	5.948.683
Companhia Energética Sinop	49,00%	64.563	70.034	2.204.358	288.075	2.627.030
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	138.473	362.877	3.541.588	57.153	4.100.091
Empresa de Energia São Manoel	33,33%	46.025	74.060	3.362.567	438.080	3.920.732
Chapecoense Geração S.A.	40,00%	184.003	161.734	2.732.454	118.866	3.197.057
Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,50%	73.448	186.326	38.873	2.664.935	2.963.582
Mata de Santa Genebra	49,90%	19.568	10.931	2.181.111	153.550	2.365.160
Enerpeixe S.A.	40,00%	307.780	192.726	1.471.006	154.532	2.126.044
Serra do Fação Energia S.A.	49,47%	3	156.883	1.747.814	153.643	2.058.343
Paranaíba Transmissora	24,50%	13.931	19.164	1.812.949	58.402	1.904.446
Energética Águas da Pedra S.A.	49,00%	26.547	44.273	683.503	28.829	783.152
EMAE	40,44%	216.626	184.307	72.957	784.520	1.258.410
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	37.490	93.081	1.018.264	14.241	1.163.076
Transmissora Sul Litorânea de Energia	51,00%	25.017	134.734	845.532	42.450	1.047.733
Chapada Piauí II Holding S.A.	49,00%	17.671	20.052	759.287	27.268	824.278
Chapada Piauí I Holding S.A.	49,00%	21.770	19.908	746.512	29.464	817.654
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	13.204	224.958	477.011	27.672	742.845
Goiás Transmissão S.A.	49,00%	8.804	6.220	626.825	8.286	650.135
Vamcruz I	49,00%	79.544	19.567	453.165	-	552.276
Serra das Vacas Holding	49,00%	13.981	7.417	483.119	14.427	518.944
Transenergia Renovável S.A.	49,00%	20.042	6.681	403.512	5.667	435.902
Vale do São Bartolomeu	39,00%	1.716	7.401	438.758	7.222	455.097
Triângulo Mineiro Transmissora	49,00%	2.039	5.026	435.814	12.509	455.388
Retiro Baixo Energética S.A.	19,61%	35.582	11.412	343.504	10.631	401.129
Rouar	50,00%	92.982	6.416	315.590	19.962	434.950
MGE Transmissão S.A.	49,00%	12.855	2.803	355.902	4.239	375.799
TDG	49,00%	31.814	33.118	295.944	8.338	369.214
Transnorte Energia S.A.	49,00%	7.283	8.395	-	279.180	294.858
Transenergia São Paulo S.A.	49,00%	2.511	1.765	182.015	1.972	188.263
Baguari Energia S.A.	30,61%	5.942	35.858	194.769	9.320	245.889
Manaus Construtora Ltda	49,50%	1	87.794	-	1	87.796
Livramento	78,00%	3.725	2.349	159.904	3.402	169.380
Fronteira Oeste	51,00%	1.273	14.386	121.928	13.819	151.406
Banda de Couro	1,70%	10.379	1.709	127.029	2.054	141.171
BARAÚNAS I	49,00%	3.128	1.375	118.510	4.253	127.266
Mussambê	49,00%	3.925	1.293	115.806	5.409	126.433
Morro Branco I	49,00%	2.627	1.679	116.042	3.272	123.620
7 Gameleiras	49,00%	1.848	4.046	87.527	12.090	105.511
S P do Lago	49,00%	1.774	3.337	85.395	16.736	107.242
Tijoa Participações e Investimentos	49,90%	35.973	30.021	37.123	72	103.189
Pedra Branca	49,00%	2.535	5.320	78.501	9.232	95.588
Baraúnas III	1,50%	13.031	1.951	84.961	1.532	101.475
Manaus Construção	19,50%	1	460	-	87.430	87.891
Caldas Novas Transmissão	49,90%	2.023	530	33.938	748	37.239
Construtora Integração Ltda	49,00%	1	45.781	-	5.559	51.341
Lago Azul Transmissão	49,90%	5.389	824	58.082	271	64.566
CSE Centro de Soluções Estratégicas	49,90%	6.649	2.864	887	165	10.565
Amapari Energia S.A.	40,07%	4.127	115	-	1.943	6.185
Energia Olímpica S.A.	49,90%	2.235	3.233	-	-	5.468
Inambari Geração de Energia	19,61%	51	254	-	-	305

31/12/2018

Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	PASSIVO					
		Circulante		Não Circulante		Total Passivo	Patrimônio líquido
		Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos		
Norte Energia S.A	49,98%	2.348.330	1.341.796	25.578.153	1.166.966	30.435.245	13.724.500
ESBR Participações	40,00%	402.315	487.343	10.409.556	1.712.606	13.011.820	8.408.047
Madeira Energia S.A.	42,46%	169.178	1.112.155	14.795.974	2.337.731	18.415.038	4.656.593
CTEEP	36,05%	280.729	250.411	940.564	5.246.176	6.717.880	11.068.647
Belo Monte Transmissora de Energia	49,00%	342.809	123.745	2.436.758	961.328	3.864.640	3.246.345
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	49,00%	173.943	115.077	1.375.483	1.471.970	3.136.473	2.812.210
Teles Pires Participações	49,44%	214.126	160.783	3.053.391	419.885	3.848.185	1.492.689
Belo Monte Transmissora	24,50%	384.299	82.255	2.990.508	407.578	3.864.640	3.246.345
IEMADEIRA	24,50%	173.943	115.077	1.375.483	1.471.970	3.136.473	2.812.210
Companhia Energética Sinop	49,00%	47.959	66.549	1.029.711	251.384	1.395.603	1.231.427
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	75.482	180.497	730.024	912.399	1.898.402	2.201.689
Empresa de Energia São Manoel	33,33%	113.773	60.485	1.767.900	77.351	2.019.509	1.901.223
Chapecoense Geração S.A.	40,00%	138.706	285.757	1.045.401	737.591	2.207.455	989.602
Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,50%	75.063	149.959	647.885	653.237	1.526.144	1.437.438
Mata de Santa Genebra	49,90%	33.964	90.642	934.650	339.312	1.398.568	966.592
Enerpeixe S.A.	40,00%	176.508	414.211	573.087	310.740	1.474.546	651.498
Serra do Facão Energia S.A.	49,47%	50.744	166.834	289.710	1.524.799	2.032.087	26.256
Paranaíba Transmissora	24,50%	55.968	48.631	612.854	434.414	1.151.867	752.579
Energética Águas da Pedra S.A.	49,00%	35.573	51.051	244.875	15.805	347.304	435.848
EMAE	40,44%	-	129.976	-	259.579	389.555	868.855
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	33.400	26.958	218.523	165.413	444.294	718.782
Transmissora Sul Litorânea de Energia	51,00%	55.275	28.916	499.213	6.303	589.707	458.026
Chapada Piauí II Holding S.A.	49,00%	24.451	28.561	539.513	116.032	708.557	115.721
Chapada Piauí I Holding S.A.	49,00%	25.533	30.858	530.657	112.289	699.337	118.317
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	22.481	49.004	78.733	132.855	283.073	459.772
Goiás Transmissão S.A.	49,00%	17.694	32.784	172.648	42.165	265.291	384.844
Vamcruz I	49,00%	18.108	14.761	216.177	35.693	284.739	267.537
Serra das Vacas Holding	49,00%	19.276	12.636	248.051	57.868	337.831	181.113
Transenergia Renovável S.A.	49,00%	13.553	7.294	95.699	27.141	143.687	292.215
Vale do São Bartolomeu	39,00%	22.050	11.622	95.529	6.940	136.141	318.956
Triângulo Mineiro Transmissora	49,00%	22.368	2.330	100.381	6.096	131.175	324.213
Retiro Baixo Energética S.A.	19,61%	13.651	18.523	81.905	8.985	123.064	278.065
Rouar	50,00%	12.004	1.206	166.479	6.404	186.093	248.858
MGE Transmissão S.A.	49,00%	9.342	15.626	66.173	24.284	115.425	260.374
TDG	49,00%	3.393	20.007	154.366	126.467	304.233	64.981
Transnorte Energia S.A.	49,00%	-	727	-	10.459	11.186	283.672
Transenergia São Paulo S.A.	49,00%	4.424	2.903	32.755	49.033	89.115	99.148
Baguari Energia S.A.	30,61%	-	9.213	-	4.706	13.919	231.970
Manaus Construtora Ltda	49,50%	-	2.317	-	47.067	49.384	38.412
Livramento	78,00%	3.540	4.700	35.422	180.569	224.231	(54.851)
Fronteira Oeste	51,00%	-	22.886	-	25.510	48.396	103.010
Banda de Couro	1,70%	2.783	6.672	62.335	35.886	107.676	33.495
BARAÚNAS I	49,00%	5.644	2.408	62.218	21.902	92.172	35.094
Mussambê	49,00%	5.155	2.618	56.805	21.883	86.461	39.972
Morro Branco I	49,00%	5.909	2.430	65.079	21.853	95.271	28.349
7 Gameleiras	49,00%	5.216	1.567	49.704	3.597	60.084	45.427
S P do Lago	49,00%	5.374	3.156	55.545	4.035	68.110	39.132
Tijoa Participações e Investimentos	49,90%	-	51.350	-	30.751	82.101	21.088
Pedra Branca	49,00%	5.204	2.737	49.560	2.037	59.538	36.050
Baraúnas III	1,50%	3.420	4.401	43.326	22.979	74.126	27.349
Manaus Construção	19,50%	-	2.317	-	47.067	49.384	38.507
Caldas Novas Transmissão	49,90%	1.341	3.202	8.888	2.283	15.714	21.525
Construtora Integração Ltda	49,00%	-	2.706	-	103	2.809	48.532
Lago Azul Transmissão	49,90%	-	7.942	-	-	7.942	56.624
CSE Centro de Soluções Estratégicas	49,90%	-	5.411	-	-	5.411	5.154
Amapari Energia S.A.	40,07%	-	32.688	-	3.275	35.963	(29.778)
Energia Olímpica S.A.	49,90%	-	2.974	-	-	2.974	2.494
Inambari Geração de Energia	19,61%	-	280	-	-	280	25

31/12/2019

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	4.214.481	51.962	(1.691.603)	(945)	209.628	(1.121.301)
CTEEP	2.617.843	416.240	(599.248)	(344.718)	1.762.631	(18.603)
ESBR Participações	2.568.049	11.050	(980.479)	55.929	(95.748)	(816.959)
Madeira Energia S.A.	3.197.523	131.422	(1.683.378)	9.574	(951.833)	(868.899)
Chapecoense Geração S.A.	884.034	16.526	(164.565)	(152.201)	306.209	(86.931)
Teles Pires Participações	831.628	9.811	(285.650)	51.220	(63.933)	(179.889)
Belo Monte Transmissora de Energia	790.313	12.389	(331.461)	(119.145)	237.334	(370)
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	682.133	19.823	(169.314)	(110.410)	271.588	(6.951)
Enerpeixe S.A.	407.564	34.258	(108.923)	3.017	120.259	(52.728)
EMAE	405.996	40.334	(1.545)	(29.474)	92.636	(1.674)
Empresa de Energia São Manoel	382.499	12.124	(187.155)	6.754	(13.216)	(130.107)
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	350.239	10.903	(110.237)	(8.382)	56.902	-
Serra do Facão Energia S.A.	339.013	9.680	(165.130)	1.805	8.669	(100.478)
Mata de Santa Genebra	337.116	2.204	(91.572)	43.156	(83.797)	(70)
Energética Águas da Pedra S.A.	255.879	4.348	(23.152)	(21.566)	114.721	(29.326)
Companhia Energética Sinop	241.413	7.910	(31.962)	18.504	(43.982)	(24.748)
Tijoa Participações e Investimentos	177.363	1.438	(370)	(27.614)	54.005	(595)

31/12/2019

Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Receita operacional líquida	Receita financeira	Despesa financeira	Impostos sobre o lucro	Lucro líquido (prejuízo)	Depreciação e amortização
Paranaíba Transmissora	175.055	3.402	(57.556)	(39.028)	51.313	(32)
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	106.975	2.891	(9.767)	(20.563)	130.154	-
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	93.118	3.479	(17.972)	6.398	74.458	-
Transmissora Sul Litorânea de Energia	79.693	2.375	(51.587)	2.961	(10.447)	(109)
Goiás Transmissão S.A.	71.525	1.006	(15.540)	(2.681)	43.588	(102)
Retiro Baixo Energética S.A.	70.341	2.989	(8.175)	(3.301)	28.154	(10.498)
Baguari Energia S.A.	68.432	4.232	(669)	(16.581)	32.282	(8.867)
Triângulo Mineiro Transmissora	66.378	791	(5.306)	(4.573)	40.329	(38)
Transenergia Renovável S.A.	63.810	1.869	(9.037)	(2.624)	38.601	(77)
MGE Transmissão S.A.	42.815	879	(5.367)	(1.675)	23.659	(23)
Fronteira Oeste	25.809	409	(874)	(14.746)	(38.965)	-
Transenergia São Paulo S.A.	23.485	366	(3.024)	(965)	16.633	(20)
Rouar	16.965	822	11.814	3.670	(2.495)	(20.325)
CSE Centro de Soluções Estratégicas	11.474	336	(132)	(479)	1.857	(745)
Caldas Novas Transmissão	3.452	133	(759)	(140)	1.967	(7)
Lago Azul Transmissão	2.955	351	(7)	(226)	1.404	(3)
Construtora Integração Ltda	46	741	(22)	(5.040)	(4.294)	-
Manaus Construção	-	1.491	(54)	(257)	982	-
Amapari Energia S.A.	-	1.922	(1.977)	-	(3.492)	-
Energia Olímpica S.A.	-	166	(9)	544	440	-
Inambari Geração de Energia	-	-	(9)	-	(159)	-

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
Norte Energia S.A	4.241.678	128.548	(1.162.825)	(228.373)	1.284.948	(106.049)
Madeira Energia S.A.	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	1.509.358	9.972	(319.121)	(318.570)	647.395	(570)
Chapecoense Geração S.A.	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)
IE Madeira	637.388	23.401	(195.668)	(18.705)	304.037	(5.381)
Mata de Santa Genebra	514.591	4.877	(64.384)	2.685	(5.070)	(71)
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	352.817	9.786	(117.078)	(42.912)	161.741	-
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)
Empresa de Energia São Manoel	285.835	8.258	(166.007)	45.701	(88.809)	(125.861)
EMAE	285.819	37.560	(4.825)	19.557	101.517	(1.378)
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	182.192	474.127	5.110.465	181.899	5.948.683	173.943
Paranaíba Transmissora	165.260	4.511	(62.488)	(32.898)	51.141	(35)
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	154.227	2.521	(13.576)	(16.966)	106.034	(1.722)
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)
Transmissora Sul Litorânea de Energia	100.280	3.325	(57.842)	8.788	35.620	(108)
ESBR Participações	95.767	453.419	19.362.325	1.508.356	21.419.867	402.315
Chapada Piauí I Holding S.A.	71.755	1.523	(56.314)	(2.204)	(31.878)	-
Retiro Baixo Energética S.A.	71.137	1.953	(10.511)	(2.835)	26.472	(10.482)
Baguari Energia S.A.	67.778	1.887	(916)	(3.451)	39.327	(8.099)
Companhia Energética Sinop	64.563	70.034	2.204.358	288.075	2.627.030	47.959
Goiás Transmissão S.A.	60.005	1.236	(17.023)	(2.941)	32.003	(70)
Transenergia Renovável S.A.	55.723	1.583	(9.962)	(2.344)	22.182	(25)
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	45.873	2.384	(29.343)	(3.617)	2.441	(9)
Triângulo Mineiro Transmissora	41.130	789	(5.458)	(1.422)	(10.639)	(37)
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)
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)
Fronteira Oeste	33.185	125	(257)	11.909	(7.584)	-
Vale do São Bartolomeu	31.180	721	(3.602)	(1.103)	(11.899)	(28)
Energética Águas da Pedra S.A.	26.547	44.273	683.503	28.829	783.152	35.573
Livramento	22.901	298	(5.896)	(585)	12.870	(10.352)
Pedra Branca	22.843	737	(5.100)	(957)	5.176	(5.750)
7 Gameleiras	20.312	954	(5.039)	(1.004)	1.843	(5.290)
Transenergia São Paulo S.A.	19.567	1.925	(3.538)	(1.302)	12.629	(2)
Rouar S.A.	17.329	183	12.298	3.027	(1.948)	19.748
CSE Centro de Soluções Estratégicas	15.669	336	(104)	(681)	995	(245)
Banda de Couro	11.526	462	(7.306)	(540)	(3.495)	(5.996)
Mussambê	10.770	297	(5.269)	(426)	(2.838)	-
Baraúnas I	10.636	268	(5.595)	(413)	(3.420)	(6.094)
Morro Branco I	10.518	250	(5.880)	(402)	(3.759)	-
Transenergia Goiás	9.983	1.327	(28)	(655)	4.609	(15)

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
Baraúnas III	8.923	561	(4.057)	(494)	(1.207)	(125)
Chapada Piauí II Holding S.A.	7.217	(241)	(21.289)	(501)	(22.359)	-
Transporte Energia S.A.	7.150	449	(62)	(1.462)	2.434	-
Lago Azul Transmissão	6.028	347	(5)	1.142	6.052	(3)
Caldas Novas Transmissão	4.064	123	(809)	(180)	1.497	(8)
S P do Lago	468	262	(1.424)	(59)	(3.406)	-
Manaus Construção	-	-	(167)	(9)	(188)	-
Construtora Integração Ltda	-	-	(359)	-	(518)	-
Amapari Energia S.A.	-	362	(1.942)	-	(1.753)	-
Energia Olímpica S.A.	-	166	(9)	544	440	-
Inambari Geração de Energia	-	-	(9)	-	(159)	-

15.4 - Informações do valor de mercado das investidas avaliadas pelo método de equivalência patrimonial que possuem cotação em bolsa de valores

Empresas de capital aberto	Participação	Valor Justo (*)	
		31/12/2019	31/12/2018
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial			
CTEEP	36,05%	5.389.526	4.031.053
EQUATORIAL MARANHÃO D.	33,55%	2.624.872	1.760.599
CEEE-GT	32,59%	1.268.004	663.577
EMAE	39,02%	532.395	263.386
CEEE-D	32,59%	315.467	118.344

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

15.5 - Sociedades de Propósito Específico

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

Em 2018, a Companhia realizou diversas transações com suas controladas para a transferência de ações de algumas SPEs de geração e transmissão que posteriormente foram alienadas. No final do ano de 2018 e ao longo do ano de 2019 essas SPEs foram transferidas conforme divulgado na nota 48.

15.6 - Ações em garantia

Tendo em vista que a Companhia possui diversas ações no âmbito do Poder Judiciário, onde figura como ré (vide nota 30), são oferecidos em garantia, nos recursos dessas ações judiciais, ativos que representam 9,24% na Controladora e 24,02% no Consolidado em 31 de dezembro de 2019 (9,89% na Controladora e 25,39% no Consolidado em 31 de dezembro de 2018) do total dos saldos de investimentos, conforme abaixo:

CONTROLADORA			
31/12/2019			
PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	VALOR DO INVESTIMENTO	PERCENTUAL DE BLOQUEIO	INVESTIMENTO BLOQUEADO
CTEEP	3.613.866	90,45%	3.268.742
EQUATORIAL MARANHÃO D.	1.031.514	91,35%	942.288
CEEE - GT	776.526	100,00%	776.526
EMAE	386.386	100,00%	386.386
AES TIETE	509.019	95,28%	484.993
ENERGISA S.A.	449.718	78,87%	354.693
COELCE	301.218	83,82%	252.481
CESP	214.488	97,85%	209.877
CELESC	213.556	74,70%	159.526
CEB	18.439	99,97%	18.433
CELPA	81.376	100,00%	81.376
CELPE	30.225	100,00%	30.225
CGEEP	20.982	64,89%	13.615
ENERGISA MT	12.796	100,00%	12.796
TOTAL	7.660.109		6.991.957

15.7 - Provisão para passivo a Descoberto

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia mantém registrada uma provisão para passivo a descoberto de controladas de R\$ 119.223 (R\$ 3.883.600 em 31 de dezembro de 2018). A movimentação das empresas que apresentam passivos a descoberto está demonstrada a seguir:

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2018	Outros Resultados Abrangentes	Equivalência patrimonial	Capitalização de AFAC (*)	Transferência para Investimento	Saldo em 31/12/2019
Mutação Provisão para Passivo a Descoberto						
CGTEE	3.545.861	7.680	786.904	(4.673.951)	333.505	-
Amazonas GT	337.739	863	(219.379)	-	-	119.223
Total de Provisão para Passivo a Descoberto	3.883.600	8.543	567.525	(4.673.951)	333.505	119.223

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2017	Adoção inicial IFRS 9	Outros Resultados Abrangentes	Equivalência patrimonial	Transferência para Investimento	Classificação - mantido para venda	Saldo em 31/12/2018
Mutação Provisão para Passivo a Descoberto							
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	79.823	(2.120)	(1.461.246)	-	(10.106.453)	-
Ceal	1.054.046	-	1.339	(34.121)	-	(1.021.264)	-
Total de Provisão para Passivo a Descoberto	21.656.617	79.823	416.660	(9.442.409)	(2.300.626)	(11.127.717)	3.883.600

(*) Capitalização de R\$ 4.673.951, através da conversão de dívidas e passivos devidos pela CGTEE à Companhia em capital social. A operação tem como intuito o saneamento financeiro e reestruturação da CGTEE, nos termos do Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG 2019-2023).

15.8 - Empresas de Geração e Transmissão:

a) CGTEE – tem por principal objeto social realizar estudos, projetos, construções e operações de usinas produtoras de energia elétrica, de instalações de transmissão e de transformação de energia elétrica, estando essas atividades regulamentadas. A controlada apresenta em 31 de dezembro de 2019 um capital circulante líquido negativo de R\$ 339.242 (R\$ 1.849.262 negativo em 31 de dezembro de 2018).

Em 2 de janeiro de 2020, foi realizada a incorporação da subsidiária Eletrosul pela CGTEE. A empresa resultante passou a ser denominada de Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil – CGT Eletrosul, de acordo com o previsto no PDNG 2019-2023, conforme nota 50.1.

b) Amazonas GT – tem como atividades principais a geração e transmissão de energia elétrica no estado do Amazonas. Em 31 de dezembro de 2019, a investida apresenta capital circulante líquido positivo de R\$ 26.186 (R\$ 1.067.641 negativo em 31 de dezembro de 2018) e um passivo a descoberto de R\$ 119.223 (R\$ 337.739 em 31 de dezembro de 2018). A entidade apresentava perdas sucessivas em sua operação, notadamente até 2018, antes da entrada em operação de Mauá 3. Todavia, há expectativa de reversão do cenário deficitário em virtude dos recursos oriundos da entrada em operação da Usina de Mauá 3.

c) Eletronuclear – tem por principal objetivo a 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 apresenta em 31 de dezembro de 2019 um capital circulante líquido negativo de R\$ 674.316 (R\$ 889.658 negativo em 31 de dezembro de 2018).

d) Além das controladas acima, que apresentam provisão para passivo a descoberto, a Companhia também detém participações, através de suas controladas, nas SPes Madeira Energia S.A., Norte Energia S.A., Energia Sustentável do Brasil S.A. e Teles Pires Participações S.A. que apresentam em 31 de dezembro de 2019 capital circulante líquido negativo nos respectivos montantes de R\$ 427.060, R\$ 3.309.499, R\$ 197.256 e R\$ 163.912 (R\$ 663.103, R\$ 2.762.388, R\$ 314.358 e R\$ 207.885 respectivamente em 31 de dezembro de 2018).

NOTA 16 – IMOBILIZADO

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

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 se originam das controladas Eletronorte e Chesf. A seguir demonstramos a movimentação do imobilizado:

	CONSOLIDADO						
	Saldo em 31/12/2018	Adoção inicial IFRS 16	Adições	Transferência	Baixas	Impairment	Saldo em 31/12/2019
Geração / Comercialização							
Em serviço	47.517.007	-	516.684	1.799.348	(3.732)	-	49.829.307
Depreciação acumulada	(25.547.961)	-	(1.482.961)	8.871	984	-	(27.021.067)
Em curso	15.387.242	-	1.842.068	(1.959.882)	(9.460)	-	15.259.968
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (Impairment) (1)	(6.920.862)	-	-	-	-	73.763	(6.847.099)
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(526.248)	-	(190.827)	(8.329)	-	-	(725.404)
	<u>29.909.178</u>	<u>-</u>	<u>684.964</u>	<u>(159.992)</u>	<u>(12.208)</u>	<u>73.763</u>	<u>30.495.705</u>
Administração							
Em serviço	2.446.802	-	908	69.241	(11.710)	-	2.505.241
Depreciação acumulada	(1.536.672)	-	(96.743)	48.638	8.623	-	(1.576.154)
Em curso	566.693	-	110.948	(40.152)	(1.702)	-	635.787
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(8.329)	-	-	8.329	-	-	-
	<u>1.468.494</u>	<u>-</u>	<u>15.113</u>	<u>86.056</u>	<u>(4.789)</u>	<u>-</u>	<u>1.564.874</u>
Arrendamento Mercantil (2)							
Em serviço	1.730.922	340.225	172.513	-	(111.289)	-	2.132.371
Depreciação acumulada	(738.202)	-	(138.874)	-	-	-	(877.076)
	<u>992.720</u>	<u>340.225</u>	<u>33.639</u>	<u>-</u>	<u>(111.289)</u>	<u>-</u>	<u>1.255.295</u>
TOTAL	<u>32.370.392</u>	<u>340.225</u>	<u>733.716</u>	<u>(73.936)</u>	<u>(128.286)</u>	<u>73.763</u>	<u>33.315.874</u>

	CONSOLIDADO						
	Saldo em 31/12/2017	Adições	Transferência	Baixas	Mantido para Venda (3)	Impairment	31/12/2018
Geração / Comercialização							
Em serviço	50.062.347	64.032	283.396	(236.866)	(2.655.902)	-	47.517.007
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	13.897.354	1.916.813	(273.252)	(23.554)	(130.119)	-	15.387.242
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (Impairment)	(13.804.579)	-	-	-	297.920	6.585.797	(6.920.862)
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(607.383)	(1.660)	-	6.903	75.891	-	(526.249)
	<u>25.218.110</u>	<u>469.368</u>	<u>1.056.422</u>	<u>(143.554)</u>	<u>(2.284.245)</u>	<u>6.585.797</u>	<u>30.901.898</u>
Distribuição							
Arrendamento Mercantil	1.730.922	-	(1.730.922)	-	-	-	-
Depreciação acumulada	(680.505)	-	680.505	-	-	-	-
	<u>1.050.417</u>	<u>-</u>	<u>(1.050.417)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
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)
	<u>1.697.310</u>	<u>(30.114)</u>	<u>(20.150)</u>	<u>(52.812)</u>	<u>(125.740)</u>	<u>-</u>	<u>1.468.494</u>
TOTAL	<u>27.965.837</u>	<u>439.254</u>	<u>(14.145)</u>	<u>(196.366)</u>	<u>(2.409.985)</u>	<u>6.585.797</u>	<u>32.370.392</u>

(1) Maiores detalhes podem ser observados na nota 20.

(2) Os saldos de arrendamento até 31 de dezembro de 2018 referiam-se apenas aos contratos dos Produtores Independentes Energia (PIEs) da Controlada Amazonas GT, a partir de 1 de janeiro de 2019, com a aplicação do CPC 06 (R2) / IFRS 16, novos contratos foram enquadrados como arrendamentos sendo estes referentes a imóveis, terrenos, veículos e equipamentos conforme descrito na nota 4.3.3.

(3) Os ativos das controladas Santa Vitória do Palmar, Hermenegildo I, Hermenegildo II, Hermenegildo III e Chuí IX foram classificadas para mantidas para venda, vide nota 47.

Taxa média de depreciação:

	Taxa média de depreciação	CONSOLIDADO	
		Depreciação acumulada	
		31/12/2019	31/12/2018
Geração			
Hidráulica	2,27%	17.559.436	16.968.891
Nuclear	3,33%	5.848.344	5.324.411
Térmica	3,07%	4.218.591	3.779.187
Eólica	4,40%	254.904	205.100
Transmissão	2,73%	16.868	8.574
		<u>27.898.143</u>	<u>26.286.163</u>
Administração	5,58%	1.576.154	1.536.672
Total		<u>29.474.297</u>	<u>27.822.835</u>

NOTA 17 – ATIVOS FINANCEIROS E CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Concessões de Transmissão		
RBSE (a)	34.288.071	36.277.549
Concessões de Geração		
Concessões Indenizáveis (a)	2.070.912	2.033.078
Ativo Financeiro Itaipu (b)	1.202.493	1.803.717
Total	<u>37.561.476</u>	<u>40.114.344</u>
Circulante	5.927.964	6.013.891
Não Circulante	31.633.512	34.100.453
Total	<u>37.561.476</u>	<u>40.114.344</u>

a) Concessões de Geração Indenizáveis

A rubrica de concessões indenizáveis e RBSE, no montante de R\$ 36.358.983 em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 38.310.627 em 31 de dezembro de 2018), refere-se ao ativo a realizar detido pelas Empresas Eletrobras.

- RBSE

Corresponde aos ativos das instalações componentes da Rede Básica existentes em 31 de maio de 2000, não depreciados e que, portanto, são devidos às concessionárias que renovaram suas concessões à luz da Lei nº 12.783/2013. O ativo foi reconhecido considerando a interpretação da Portaria MME 120/2016 e da 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, a Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro – ABIVIDRO e a Associação Brasileira dos Produtores de Ferroligas e de Silício Metálico – ABRAFE, “Ação Abrace”, entre outros ingressaram 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, 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”. A referida liminar foi replicada na grande maioria dos processos envolvendo o tema.

Assim, em cumprimento às decisões liminares, 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.

A partir de novembro de 2019, vem sendo proferidas sentenças nas ações que discutem a RBSE no sentido de julgar integralmente improcedente as ações interpostas e cassar as liminares concedidas, garantindo às transmissoras o pagamento integral do valor devido, incluindo a remuneração.

Vale dizer que ações em comento estão submetidas ao duplo grau de jurisdição obrigatório, bem como que as apelações interpostas foram recebidas apenas no efeito devolutivo, motivo pelo qual estão sendo realizadas interações com a Aneel, capitaneadas pela Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica - ABRATE, no sentido de que os valores sejam recebidos pelas transmissoras a partir da próxima revisão tarifária.

- Alteração de estimativa contábil dos ativos da RBSE

Com a adoção inicial do IFRS 09, o componente RBSE foi mensurado a valor justo por meio do resultado, ao longo dos exercícios de 2018 e 2019. A Administração identificou que a mensuração utilizando marcação a mercado por NTN-B resultou em grande volatilidade no resultado devido às oscilações da taxa NTN-B, descolando da realidade econômica e financeira deste ativo e modelo de negócio no qual prevê a manutenção de recebimento dos fluxos de caixa deste ativo. Abaixo seguem os índices da NTN-B consideradas nos fechamentos trimestrais e os respectivos resultados trimestrais apurados.

Data-base	NTN-Bs	Valor Justo
01/01/2018 a 31/03/2018	4,56%	1.532.663
01/04/2018 a 30/06/2018	5,72%	(2.897.829)
01/07/2018 a 30/09/2018	5,88%	(699.405)
01/10/2018 a 31/12/2018	4,60%	1.143.358
01/01/2019 a 31/03/2019	4,10%	1.101.175
01/04/2019 a 30/06/2019	3,09%	716.218
01/07/2019 a 30/09/2019	2,60%	(191.227)

Na mensuração inicial, o uso da NTN-B se justificou por ser uma taxa observável em contratos de empréstimo com a União, considerada como contraparte e por haver ausência do risco de demanda dos ativos financeiros da transmissão, e o ente governamental como garantidor final desses ativos. Apesar de haver a mitigação do risco de demanda desses ativos, o pagamento se faz substancialmente via usuários da Rede Básica de energia, Geradoras, Distribuidoras, Consumidores Livres e Potencialmente Livres, e Comercializadoras que importam e exportam energia elétrica.

Entretanto, ao observar o descolamento da taxa NTN-B e do valor mensurado deste ativo, foi identificada a necessidade de adequação na mensuração do valor justo que substancialmente se reflete pela taxa de desconto considerada. Desta forma, a Companhia passou a considerar uma taxa de desconto próxima à regulatória para a mensuração deste ativo.

A alteração apresentada visa refletir de melhor maneira a essência econômica deste ativo financeiro que não apresenta oscilações constantes em seu valor e tampouco possui mercado ativo. Logo, de forma a afastar a oscilação que a NTN-B representa na mensuração por um risco não associado ao ativo financeiro avaliado e considerando que o fluxo financeiro é de origem substancialmente dos grandes usuários da rede, o componente de remuneração regulatório se apresenta mais adequado para a mensuração a valor justo.

Adicionalmente, em novembro de 2019, a decisão liminar acima relatada que excluía a parcela da remuneração foi cassada. Logo, a Companhia entende que os valores a serem pagos a título de RBSE deverão ser recalculados, a fim de incluir a parcela prevista no artigo 1º, parágrafo terceiro, da Portaria MME 120/2016 e considerando esse cenário a Companhia estima que a parcela referente ao Ke será incluída no próximo ciclo tarifário com recebimento pelo prazo remanescente de 05 anos.

Diante deste cenário a Eletrobras revisou o tema e alterou suas estimativas considerando o cenário jurídico e regulatório atual, as seguintes estimativas foram ajustadas:

- Atualização da parcela remuneração "Ke" pelo WACC regulatório da transmissão e IPCA até a data de mensuração;
- Alteração da taxa de desconto para refletir a remuneração regulatória; e
- Prazo do "Ke" – início do recebimento/amortização – ciclo tarifário 21/22 – início do recebimento em junho de 2021 pelo prazo da Portaria 120, até junho de 2025.

Tais alterações foram efetuadas visando aproximar o cenário jurídico atual da RBSE e adequar seus fluxos de caixa, aproximando da expectativa de realização.

- Efeitos da alteração de estimativa

Efeito no Resultado e patrimonial:

Resultado	31/12/2019 - Anterior	31/12/2019 - Remensurada	Impactos
Furnas	2.891.211	2.464.370	(426.841)
Chesf	1.440.382	1.276.310	(164.072)
Eletronorte	783.795	491.091	(292.704)
Eletrosul	371.806	208.982	(162.824)
	<u>5.487.194</u>	<u>4.440.753</u>	<u>(1.046.441)</u>

Valor do ativo	31/12/2019 - Anterior	31/12/2019 - Remensurada	Impactos
Furnas	17.936.143	17.509.302	(426.841)
Chesf	9.899.842	9.735.770	(164.072)
Eletronorte	5.455.307	5.162.603	(292.704)
Eletrosul	2.043.220	1.880.396	(162.824)
	<u>35.334.512</u>	<u>34.288.071</u>	<u>(1.046.441)</u>

Em 31 de dezembro de 2019, a movimentação dos ativos referentes à RBSE é demonstrada a seguir:

- Patrimonial:

	Furnas	Chesf	Eletronorte	Eletrosul	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2017	19.679.665	10.868.543	5.544.767	2.145.040	38.238.015
Ajuste adoção inicial IFRS 09	370.152	257.689	454.788	55.916	1.138.545
Atualizações - Receita Financeira	2.492.439	1.013.071	739.940	216.810	4.462.260
Ajuste de mensuração (Recebimento)	(815.930)	5.951	(124.654)	13.420	(921.213)
	<u>(3.401.741)</u>	<u>(1.856.228)</u>	<u>(964.537)</u>	<u>(417.552)</u>	<u>(6.640.058)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2018	<u>18.324.585</u>	<u>10.289.026</u>	<u>5.650.304</u>	<u>2.013.634</u>	<u>36.277.549</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2018	18.324.585	10.289.026	5.650.304	2.013.634	36.277.549
Atualizações - Receita Financeira	2.241.887	791.278	830.424	209.404	4.072.993
Ajuste de mensuração (Recebimento)	222.483	485.032	(339.333)	(422)	367.760
	<u>(3.279.653)</u>	<u>(1.829.566)</u>	<u>(978.792)</u>	<u>(342.220)</u>	<u>(6.430.231)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2019	<u>17.509.302</u>	<u>9.735.770</u>	<u>5.162.603</u>	<u>1.880.396</u>	<u>34.288.071</u>
Ativo Circulante	3.641.821	1.725.579	1.051.757	201.325	6.620.482
Ativo Não Circulante	13.867.481	8.010.191	4.110.846	1.679.071	27.667.589

- Fluxo de caixa:

O fluxo de caixa estimado, não inflacionado, considerando as premissas da Companhia segue abaixo demonstrado:

Anos	Fluxo de caixa
2020	6.354.434
2021	7.614.166
2022	8.873.899
2023	7.799.544
2024	6.725.190
2025	3.362.595
	<u>40.729.828</u>

b) Ativo (Passivo) Financeiro de Itaipu

	CONTROLADORA	
	31/12/2019	31/12/2018
Contas a Receber	3.074.190	3.355.804
Direito de Ressarcimento	2.248.043	2.003.493
Fornecedores de Energia - Itaipu	(3.028.920)	(2.985.619)
Obrigações de ressarcimento	(2.996.427)	(3.173.079)
Total Ativo / Passivo circulante	(703.114)	(799.401)
Contas a Receber	922.703	1.216.926
Direito de Ressarcimento	3.479.337	4.553.380
Obrigações de ressarcimento	(2.496.433)	(3.167.188)
Total Ativo / Passivo não circulante	1.905.607	2.603.118
Total	1.202.493	1.803.717

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

17.1 - Fator de ajuste

Os saldos decorrentes do fator de ajuste de Itaipu Binacional, inseridos nas rubricas de Ativo e Passivo Financeiros estão apresentados na tabela a seguir:

	31/12/2019		31/12/2018	
	R\$ mil	USD mil	R\$ mil	USD mil
Ativo Regulatório - Ativo circulante	2.248.044	557.730	2.003.494	517.057
Ativo Regulatório - Ativo não circulante	3.479.337	863.209	4.553.380	1.175.126
Total do ativo	5.727.380	1.420.939	6.556.873	1.692.184
Obrigação de ressarcimento - União - Passivo circulante	(1.410.466)	(349.931)	(1.232.250)	(318.016)
Obrigação de ressarcimento - União - Passivo não circulante	(2.496.433)	(619.355)	(3.167.188)	(817.381)
Total do passivo	(3.906.899)	(969.286)	(4.399.438)	(1.135.398)
Ativo Financeiro Líquido	1.820.481	451.654	2.157.435	556.786

O passivo da Companhia 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. Desta forma a Companhia possui um ativo financeiro líquido de Itaipu deste componente no montante de R\$ 1.820.481, equivalentes a US\$ 451.654 mil (R\$ 2.157.436 em 31 de dezembro de 2018, equivalentes a US\$ 556.786 mil).

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

17.2 - Comercialização de energia elétrica de Itaipu

A 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 findo em 31 de dezembro de 2019, a atividade foi deficitária em R\$ 321.328 (superavitária em R\$ 319.318 em 31 de dezembro de 2018), sendo a obrigação decorrente considerada como parte da rubrica de ativo financeiro.

NOTA 18 – ATIVO CONTRATUAL DE TRANSMISSÃO

As concessões de transmissão da Companhia são classificadas como ativos contratuais. A movimentação destes ativos no exercício é como segue:

	Chesf	Eletronorte	Furnas	Eletrosul	Amazonas GT	CONSOLIDADO
Saldo inicial antes da adoção do CPC 47/IFRS 15 em 31 de dezembro de 2017	5.478.176	4.558.559	2.649.345	1.315.078	328.943	14.330.101
Ajuste de adoção inicial do CPC 47/IFRS 15	(954.190)	89.337	174.437	183.130	(73.882)	(581.168)
Saldos em 1 de janeiro de 2018	4.523.986	4.647.896	2.823.782	1.498.208	255.061	13.748.933
Adição - Receita de construção	184.697	63.614	297.373	628.722	32.920	1.207.326
Receita Financeira contratual (Recebimento)	166.987	250.632	153.127	107.868	11.746	690.360
Baixas e transferências	(225.411)	(328.323)	(178.865)	(190.673)	(117.181)	(1.040.453)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	4.650.259	4.599.461	3.095.417	2.044.125	182.534	14.571.796
Adição - Receita de construção	117.195	41.156	290.823	67.922	4.252	521.348
Receita Financeira contratual (Recebimento)	248.765	249.963	141.664	142.151	10.696	793.239
Baixas e transferências	(278.435)	(338.525)	(217.215)	(222.596)	(24.614)	(1.081.385)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	4.758.255	4.560.926	3.310.452	2.057.784	172.868	14.860.285

	Chesf 31/12/2019	Eletronorte 31/12/2019	Furnas 31/12/2019	Eletrosul 31/12/2019	Amazonas GT 31/12/2019	CONSOLIDADO 31/12/2019	CONSOLIDADO 31/12/2018
Ativo Contratual de Transmissão - Circulante	411.921	438.928	115.572	108.045	41.543	1.116.009	1.302.959
Ativo Contratual de Transmissão - Não Circulante	4.346.334	4.121.998	3.194.880	1.949.739	131.325	13.744.276	13.268.837
	4.758.255	4.560.926	3.310.452	2.057.784	172.868	14.860.285	14.571.796

Abaixo segue a estimativa da Companhia de realização desses componentes contratuais:

	Chesf 31/12/2019	Eletronorte 31/12/2019	Furnas 31/12/2019	Eletrosul 31/12/2019	Amazonas GT 31/12/2019	CONSOLIDADO 31/12/2019
Realização do ativo Contratual	31/12/2019	31/12/2019	31/12/2019	31/12/2019	31/12/2019	31/12/2019
Ativo contratual - RAP (i)	4.071.259	3.837.987	2.829.740	1.643.731	41.543	12.424.260
Ativo contratual - Indenização (ii)	686.996	722.939	480.712	414.053	131.325	2.436.025

Ao longo da operação da concessão o ativo contratual é realizado por dois fluxos de caixa, (i) pelo recebimento de RAP para a parcela que será amortizada até o término da concessão e (ii) mediante indenização após a reversão da infraestrutura não amortizada ao Poder Concedente.

NOTA 19 – ATIVO INTANGÍVEL

A movimentação do ativo intangível no exercício é como segue:

	CONSOLIDADO					SALDO EM 31/12/2019
	SALDO EM 31/12/2018	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS	Impairment	
Vinculados à Concessão - Geração	68.990	1.219	(12.220)	239.510	5.736	303.235
Em serviço	55.131	(867)	(2.819)	223.912	5.736	281.093
Custo	287.663	2.046	(2.819)	15.100	-	301.990
Amortização acumulada	(17.056)	(2.913)	-	5.519	-	(14.450)
Obrigações especiais	(8)	-	-	-	-	(8)
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (Impairment)	(215.468)	-	-	203.293	5.736	(6.439)
Em curso	13.859	2.086	(9.401)	15.598	-	22.142
Custo	32.585	2.086	(9.401)	(3.128)	-	22.142
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (Impairment)	(18.726)	-	-	18.726	-	-
Vinculados à Concessão - Transmissão	15.929	30	-	(13.867)	-	2.092
Em serviço	14.628	-	-	(13.837)	-	791
Custo	9.108	-	-	(8.317)	-	791
Amortização acumulada	5.520	-	-	(5.520)	-	-
Em curso	1.301	30	-	(30)	-	1.301
Custo	1.301	30	-	(30)	-	1.301
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis) - Administração	564.731	75.886	(17.194)	(198.305)	(64.310)	349.714
Em serviço	321.904	(56.994)	-	(104.807)	(64.310)	95.793
Custo	948.962	5.662	-	98.727	-	1.053.351
Amortização acumulada	(578.614)	(62.656)	-	-	-	(641.270)
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (Impairment)	(48.444)	-	-	(203.534)	(64.310)	(316.288)
Em curso	242.827	66.440	(8.597)	(46.749)	-	253.921
Custo	295.758	66.440	(8.597)	(46.749)	-	306.852
Outros	(52.931)	-	-	-	-	(52.931)
TOTAL	649.650	77.135	(29.414)	27.338	(58.574)	655.041

	CONSOLIDADO						
	SALDO EM 31/12/2017	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS	CLASSIFICAÇÃO - MANTIDO PRA VENDA	Impairment	SALDO EM 31/12/2018
Vinculados à Concessão - Geração	185.521	(11.109)	(2.673)	208.146	(96.067)	(214.828)	68.990
Em serviço	185.521	(24.456)	(2.673)	208.146	(96.067)	(215.340)	55.131
Custo	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)
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (Impairment)	(128)	-	-	-	-	(215.340)	(215.468)
Em curso	-	13.347	-	-	-	512	13.859
Custo	19.238	13.347	-	-	-	-	32.585
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (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)	-	-
Custo	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)	-	-	-
Custo	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
Custo	87.544	-	(1.444)	(76.992)	-	-	9.108
Amortização acumulada	(5.008)	-	-	10.528	-	-	5.520
Em curso	1.301	51	-	(51)	-	-	1.301
Custo	1.301	51	-	(51)	-	-	1.301
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis) - Administração	402.739	74.668	19.160	(94.377)	(53.268)	215.809	564.731
Em serviço	218.004	(35.525)	16.163	(56.288)	(36.259)	215.809	321.904
Custo	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)
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (Impairment)	(264.253)	-	-	-	-	215.809	(48.444)
Em curso	184.735	110.193	2.997	(38.089)	(17.009)	-	242.827
Custo	200.215	110.193	-	2.359	(17.009)	-	295.758
Outros	(15.480)	-	2.997	(40.448)	-	-	(52.931)
Total	749.762	(40.627)	13.330	114.005	(187.801)	981	649.650

Durante o exercício de 2018 o segmento de distribuição foi descontinuado. Maiores detalhes podem ser observados na nota 49.

NOTA 20 – VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

A Companhia estima o valor recuperável de seus ativos imobilizados e intangíveis 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.

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: 4,40% para geração não renovada (exceto Angra 3 vide abaixo), 4,36% para geração renovada, (5,92% para geração não prorrogadas, 5,86% para geração prorrogadas - exceto Angra 3 - e 5,86% para transmissão em 2018), 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 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.

* O uso de taxas de desconto pós-impostos, na determinação dos valores em uso, não resulta em valores recuperáveis materialmente diferentes caso taxas antes dos impostos fossem utilizadas.

Abaixo, destacamos os principais impactos decorrentes da avaliação do valor recuperável pela Companhia em dezembro de 2019.

➤ UTN Angra 3

O saldo de *impairment* referente ao empreendimento Angra 3 registrado na data base de 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 4.508.764. O novo resultado apresentado no presente teste de recuperabilidade do ativo altera o anterior, com base em dezembro de 2018, com seus principais efeitos, a seguir resumidos: (i) adiamento de 11 (onze) meses na entrada em operação (30 de novembro de 2026 – 2019 / ante 01 de janeiro de 2026 – 2018); (ii) atualização do orçamento de CAPEX do projeto; (iii) alterações na distribuição plurianual do Capex do empreendimento Angra 3, com base no “Plano de Aceleração da Linha Crítica”; (iv) alteração na taxa de desconto.

➤ UTE Santa Cruz, UHE Batalha e UHE Simplício

Após aplicação do teste de *impairment*, utilizando-se das metodologias e premissas acima elencadas, Furnas identificou uma diminuição nas perdas estimadas nas Unidades Geradoras de Caixa da UTE Santa Cruz e UHE Batalha e a reversão da perda estimada da UHE Simplício devido à redução do custo com PMSO de Furnas e em especial ao impacto do Plano de Demissão Consensual mais o impacto da redução da taxa de desconto.

➤ UHE Samuel

Entre os ativos avaliados, destaca-se a reversão de *impairment* da UHE Samuel, cujos principais fatores são: (i) preços de venda de energia que foram definidos pela Eletrobras; (ii) liquidação da sobra da energia além do que está contratado; e (iii) redução da taxa de desconto (custo de capital) definida pela Eletrobras.

A movimentação das provisões é como segue:

Geração

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2018	Adições	Reversões	Baixas	31/12/2019
UTN Angra 3	4.046.642	462.122	-	-	4.508.764
UTE Santa Cruz	731.988	-	(113.419)	-	618.569
UHE Batalha	377.005	-	(325)	-	376.680
Casa Nova I	345.893	-	-	-	345.893
Candiota Fase B	366.298	-	(45.892)	-	320.406
UTE Camaçari	247.263	-	(23.231)	-	224.032
Candiota Fase C	68.706	115.923	-	-	184.629
Livramento	326.698	6.508	(215.340)	-	117.866
UHE Samuel	306.866	-	(219.263)	-	87.603
UHE Simplício	198.940	-	(198.940)	-	-
Outros	138.753	22.528	(87.802)	(4.384)	69.095
Total	7.155.052	607.081	(904.212)	(4.384)	6.853.538

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	387.396	-	(41.503)	-	345.893
UTE Santa Cruz	693.560	38.428	-	-	731.988
UHE Simplício	279.515	-	(80.575)	-	198.940
UTE Camaçari	247.263	-	-	-	247.263
Eólica Chuí IX	27.159	-	-	(27.159)	-
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
Outros	468.834	13.695	(343.776)	-	138.753
Total	13.823.945	920.039	(7.294.821)	(294.111)	7.155.052

Administração

Intangível - Administração	31/12/2018	Adições	31/12/2019
Ágio de rentabilidade Futura (Livramento)	-	233.989	233.989
UGC LT Salto Santiago - Ivaiporã - Cascavel	-	33.855	33.855
Outros	48.444	-	48.444
Total	48.444	267.844	316.288

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

Seguem abaixo as posições de *impairment* no exercício:

	31/12/2019		
	Geração	Administração	Total
Imobilizado	6.847.099	-	6.847.099
Intangível	6.439	316.288	322.727
Total	6.853.538	316.288	7.169.826

	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

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

As UGCs que não tiveram *impairment* têm 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. 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. Nenhuma UGC apresentou risco de *impairment*.

UGC	Taxa de desconto	Valor Contábil (VC)	Valor Recuperável (VR)	VR/VC-1	VR/VC-1 (5% var)	VR/VC-1 (10% var)	Risco de <i>Impairment</i>
UHE Balbina	4,40%	310.580	782.300	151,9%	150,3%	148,7%	-
UTE Aparecida Complexo	4,40%	118.325	339.282	186,7%	183,7%	180,7%	-
UTE Maua 3	4,40%	1.380.606	5.201.818	276,8%	272,7%	268,6%	-
Geração Boa Esperança	4,36%	48.326	392.751	712,7%	693,6%	675,0%	-
Geração Complexo PA + Moxotó	4,36%	148.582	5.909.885	3877,5%	3791,3%	3707,7%	-
Geração Curemas	4,40%	4.063	5.710	40,5%	39,4%	38,3%	-
Geração Funil	4,36%	2.293	71.310	3009,9%	2906,9%	2807,2%	-
Geração Pedra	4,36%	7.302	27.563	277,5%	264,9%	252,6%	-
Geração Sobradinho	4,36%	257.575	3.320.327	1189,1%	1166,9%	1145,3%	-
Geração Xingó	4,36%	31.717	3.363.150	10503,7%	10285,9%	9974,8%	-
UHE Itaparica	4,36%	72.555	1.776.678	2348,7%	2296,0%	2244,9%	-
UHE Curuá-Una	4,40%	45.267	95.069	110,0%	103,2%	96,6%	-
UHE Tucuruí	4,40%	5.024.906	16.477.856	227,9%	225,6%	220,7%	-
EOL Cerro Chato I	4,40%	94.790	135.197	42,6%	39,9%	37,4%	-
EOL Cerro Chato II	4,40%	94.790	141.721	49,5%	46,7%	44,0%	-
EOL Cerro Chato III	4,40%	94.790	140.132	47,8%	45,0%	42,3%	-
UHE Gov. Jayme C. Júnior	4,40%	685.938	1.074.451	56,6%	53,7%	50,8%	-
UHE S. Domingos	4,40%	372.590	447.883	20,2%	18,3%	16,4%	-
UHE Passo S. João	4,40%	456.066	487.501	6,9%	5,0%	3,2%	-
EOL Coxilha Seca	4,40%	138.566	160.938	16,1%	13,8%	11,5%	-
EOL Capão do Inglês	4,40%	47.238	55.074	16,6%	14,1%	11,8%	-
UHE de Itumbiara	4,40%	584.354	2.253.003	285,6%	285,0%	284,5%	-
UHE de Mascar Moraes	4,40%	385.910	2.996.108	676,4%	669,7%	663,1%	-
UHE de Serra da Mesa	4,40%	1.288.263	3.724.930	189,1%	180,6%	172,3%	-
UHE de Manso	4,40%	498.649	1.247.872	150,3%	144,9%	139,7%	-
UHE Símplicio	4,40%	2.452.111	2.813.257	14,7%	12,5%	10,3%	-

NOTA 21 – FORNECEDORES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Circulante				
Bens, Materiais e Serviços	84.862	99.214	2.355.091	2.523.449
Energia Comprada para Revenda	409.271	470.004	728.643	835.607
CCEE - Energia de curto prazo	-	-	11.735	1.494
	<u>494.133</u>	<u>569.218</u>	<u>3.095.469</u>	<u>3.360.550</u>
Não circulante				
Bens, Materiais e Serviços	-	-	18.143	16.555
	<u>494.133</u>	<u>569.218</u>	<u>3.113.612</u>	<u>3.377.105</u>

NOTA 22 – FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

A composição dos empréstimos e financiamentos devidos pela Eletrobras e suas controladas é divulgada a seguir:

	31/12/2019							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
Instituições financeiras								
Moeda Estrangeira								
Banco Mundial	2,41%	3.096	107.789	323.669	2,41%	3.096	107.789	323.669
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	4,49%	-	-	-	4,95%	469	30.428	334.706
BNP Paribas	2,65%	230	141.578	141.578	2,65%	230	141.578	141.578
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KFW	2,46%	18	14.398	220.937	2,46%	18	14.398	220.937
Corporación Andino de Fomento - CAF	4,38%	1.496	148.643	-	4,38%	1.496	148.643	-
		4.840	412.408	686.184		5.308	442.836	1.020.889
Bônus								
Vencimento 27/10/2021	5,75%	83.693	-	7.053.725	5,75%	83.693	-	7.053.725
		83.693	-	7.053.725		83.693	-	7.053.725
		88.533	412.408	7.739.909		89.001	442.836	8.074.614
Moeda Nacional								
RGR Devolução (a)	5,00%	-	250.802	1.383.629	5,00%	-	250.802	1.383.629
RGR Controladas (b)	5,00%	-	-	863.645	5,00%	-	-	863.645
RGR CCEE (c)	5,00%	183.801	170.513	746.847	5,00%	183.801	170.513	746.847
BNDES	-	-	-	-	9,25%	23.164	513.582	5.574.689
Caixa Econômica Federal	5,26%	955	416.400	756.992	5,26%	48.545	1.137.149	5.007.814
Banco do Brasil	5,26%	1.528	666.240	1.211.188	5,26%	22.866	1.053.945	2.504.620
Petrobras	4,62%	373.146	1.924.074	6.631.614	4,62%	373.146	1.924.074	6.631.614
BR Distribuidora	5,05%	5.079	423.464	198.589	5,05%	5.079	423.464	198.589
Repactuação Dívida Controladas	4,40%	-	397.183	2.714.084	4,40%	-	-	-
State Grid	-	-	-	-	10,00%	-	45.590	379.982
Banco do Nordeste do Brasil	-	-	-	-	10,14%	5.703	38.265	750.519
BASA	-	-	-	-	8,50%	1.133	27.862	324.011
Cigás	-	-	445.037	268.611	-	-	445.039	268.611
Outras Instituições Financeiras	-	-	-	-	-	24.674	386.400	1.594.545
		564.509	4.693.713	14.775.200		688.111	6.416.685	26.229.116
		653.042	5.106.122	22.515.109		777.112	6.859.521	34.303.730

Em fevereiro de 2020, a Companhia concluiu a emissão no mercado internacional das *Notes* com vencimento em 2025 e 2030. Os recursos provenientes desta emissão foram utilizados, principalmente, para rolagem da dívida referente ao contrato de Bônus com vencimento em 27 de outubro de 2021, maiores detalhes na nota 50.3.

	31/12/2018							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
Instituições financeiras								
Moeda Estrangeira								
Banco Mundial	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	2,46%	18	14.107	230.582	2,46%	18	14.107	230.582
Corporación Andino de Fomento - CAF	5,10%	3.263	142.894	142.894	5,10%	3.263	142.894	142.894
		6.712	293.103	1.060.869		7.280	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		217.977	4.197.154	8.192.780
Moeda Nacional								
RGR Controladas (b)	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		369.254	11.697.658	42.305.886

(a) RGR Devolução

Além dos financiamentos devidos pela Eletrobras, em 2017, através do processo administrativo que fiscalizou a gestão da Eletrobras da RGR, no período de 1998 a 2011, a ANEEL, determinou a devolução, pela Eletrobras, de cerca de R\$ 2 bilhões, em 10 anos, atualizado pela SELIC, conforme artigo 21-A e 21-B da Lei 12.783/2013. A Eletrobras vem cumprindo esta obrigação e o saldo a devolver, em 31 de dezembro de 2019, era de R\$ 1.634.431 apresentado na rubrica "devolução RGR".

(b) RGR Controladas

Nos financiamentos acima mencionados constam as dívidas tomadas pelas controladas da Eletrobras junto à RGR, com juros de 5%, sendo que, considerando que foram tomadas antes de 17 de novembro de 2016, ainda são administrados pela Eletrobras, posto que ainda não foram repassados para a CCEE, conforme Decreto nº 9.022/2017. Essas obrigações são apresentadas como "RGR Controladas" no montante de R\$ 863.645.

(c) RGR CCEE

Referem-se aos montantes repassados de recursos da RGR de responsabilidade de terceiros, e possuem contrapartida no ativo, conforme nota 9.1. A Eletrobras atua apenas como agente repassador e é responsável pela gestão contratual desses financiamentos, não sendo tais recursos exigíveis da Eletrobras, enquanto o agente devedor não efetuar o pagamento.

De acordo com o Decreto 9.022/2017, a Eletrobras deverá repassar os recursos à RGR, no prazo de até cinco dias, contados da data do pagamento efetivo pelo agente devedor.

Em 31 de dezembro de 2019, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo e repassados a terceiros, excluídos aqueles devidos pelas Empresas Eletrobras, conforme nota 9.1, totaliza R\$ 1.101.161.

22.1 - Movimentação dos empréstimos e financiamentos

A movimentação apresentada a seguir compreende os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Empréstimos e Financiamentos				
Moeda Nacional				
Saldo inicial	15.407.768	12.591.725	41.764.887	33.709.463
Captação	-	5.666.505	992.950	15.947.038
Juros, Variações monetária e cambial incorridos	1.810.093	767.341	2.561.519	2.279.329
Juros Pagos	(606.452)	(807.014)	(1.817.748)	(2.104.774)
Amortização do Principal	(5.570.727)	(2.810.790)	(8.081.855)	(5.679.750)
Transferência (a)	11.077.939	-	(645)	198.587
Baixas	(2.085.197)	-	(2.085.197)	-
Classificação como mantido para venda	-	-	-	(2.585.007)
Saldo final	20.033.424	15.407.767	33.333.911	41.764.887
Moeda Estrangeira				
Saldo inicial	12.227.081	11.060.789	12.607.912	11.412.328
Juros, Variações monetária e cambial incorridos	1.017.425	2.587.177	1.045.501	2.660.094
Juros Pagos	(799.989)	(738.485)	(813.035)	(751.047)
Amortização do Principal	(4.203.668)	(682.400)	(4.233.926)	(711.884)
Classificação como mantido para venda	-	-	-	(1.580)
Saldo final	8.240.849	12.227.081	8.606.452	12.607.912
Total	28.274.273	27.634.849	41.940.363	54.372.798

(a) A Companhia assumiu em 2019 determinadas dívidas de empresas vendidas pela Eletrobras conforme nota 48.

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

	2021	2022	2023	2024	2025	Após 2025	Total
Controladora	11.151.899	3.720.270	2.718.410	2.403.937	787.456	1.733.137	22.515.109
Consolidado	12.700.556	5.229.153	3.988.053	2.946.113	1.228.336	8.211.519	34.303.730

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

	CONTROLADORA				
	Empréstimos e Financiamentos	Dividendos/JCP a pagar	AFAC	Outros passivos	Total
Empréstimos e financiamentos obtidos	5.000.000	-	-	-	5.000.000
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	(9.712.469)	-	-	-	(9.712.469)
Pagamento de remuneração aos acionistas	-	(1.219.194)	-	-	(1.219.194)
Recebimento de adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	3.660.215	-	3.660.215
Pagamento de arrendamentos financeiros	-	-	-	(40.998)	(40.998)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	(4.712.469)	(1.219.194)	3.660.215	(40.998)	(2.312.446)

	CONSOLIDADO				
	Empréstimos e Financiamentos	Dividendos/JCP a pagar	AFAC	Outros passivos	Total
Empréstimos e financiamentos obtidos / debêntures obtidas	6.779.312	-	-	-	6.779.312
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	(12.463.148)	-	-	-	(12.463.148)
Pagamento de remuneração aos acionistas	-	(1.183.146)	-	-	(1.183.146)
Recebimento de adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	3.660.215	-	3.660.215
Pagamento de arrendamentos financeiros	-	-	-	(547.226)	(547.226)
Outros	-	-	-	(51.412)	(51.412)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	(5.683.836)	(1.183.146)	3.660.215	(598.638)	(3.805.405)

	CONTROLADORA			
	Empréstimos e Financiamentos	Dividendos/JCP a pagar	Debêntures	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	Debêntures	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	1.024.168	(6.438.820)	-	(149.148)	(5.563.800)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	1.024.168	(6.438.820)	-	(149.148)	(5.563.800)

22.3 - Garantias

A Companhia participa na qualidade de interveniente garantidora de diversos empreendimentos de suas investidas controladas e não controladas. A exposição total em garantias é composta pelas garantias fornecidas para investidas não controladas no montante de R\$ 30.577.167, em 31 de dezembro de 2019, e são apresentadas no quadro abaixo:

EMPRESAS NÃO CONTROLADAS									
Garantidora	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação societária %	Valor do Financiamento/Valor Garantido	Saldo Devedor em 31/12/2019	Término da Garantia		
Eletrobras	UHE Belo Monte - Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	2.427.574	15/01/2042		
		CEF	SPE	15,00%	1.050.000	1.351.985	15/01/2042		
		BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	386.281	15/01/2042		
		BNDES	SPE	19,98%	2.697.300	3.233.528	15/01/2042		
		CEF	SPE	19,98%	1.398.600	1.800.844	15/01/2042		
		BTG Pactual	SPE	19,98%	399.600	514.527	15/01/2042		
		BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	2.427.574	15/01/2042		
		CEF	SPE	15,00%	1.050.000	1.351.985	15/01/2042		
		BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	386.281	15/01/2042		
							11.245.500	13.880.578	
Eletrobras	UHE Santo Antônio	BNDES Direto Original	SPE	43,06%	1.329.920	1.667.767	15/03/2034		
		BNDES Direto Suplementar	SPE	43,06%	428.402	543.799	15/03/2034		
		BNDES Repasse Original	SPE	43,06%	1.310.835	1.782.038	15/03/2034		
		BNDES Repasse Suplementar	SPE	43,06%	428.402	517.499	15/03/2034		
		BASA	SPE	43,06%	216.750	229.675	10/03/2034		
		Emissão de Debêntures	SPE	43,06%	180.833	205.217	15/03/2034		
		Emissão de Debêntures	SPE	43,06%	301.389	414.926	15/03/2034		
		Fumas	Emissão de Debêntures	SPE	43,06%	680.188	1.543.695	15/03/2034	
							4.876.719	6.904.616	

Garantidora	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação societária %	Valor do Financiamento/Valor Garantido	Saldo Devedor em 31/12/2019	Término da Garantia
Eletrobras	UHE Jirau - ESBR	BNDES	SPE	20,00%	727.000	816.587	15/08/2034
		BNDES	SPE	20,00%	232.500	234.152	15/01/2035
		BNDES REPASSE	SPE	20,00%	717.000	834.301	15/08/2034
		BNDES REPASSE	SPE	20,00%	232.500	227.231	15/01/2035
		BNDES	SPE	20,00%	727.000	816.587	15/08/2034
		BNDES	SPE	20,00%	232.500	234.152	15/01/2035
		BNDES REPASSE	SPE	20,00%	717.000	834.301	15/08/2034
		BNDES REPASSE	SPE	20,00%	232.500	227.231	15/01/2035
					3.818.000	4.224.542	
Eletrobras	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES	SPE	24,50%	412.825	436.802	15/08/2032
		BNDES REPASSE	SPE	24,50%	214.375	231.936	15/08/2032
		BNDES REPASSE	SPE	24,50%	214.375	231.936	15/08/2032
		BNDES	SPE	24,50%	412.825	436.802	15/08/2032
Eletronorte	Fumas	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	142.100	159.373	15/08/2032
Emissão de Debêntures		SPE	24,50%	142.100	159.373	15/06/2033	
					1.538.600	1.656.222	
Eletrobras	UHE Teles Pires	BNDES	SPE	24,50%	296.940	299.580	15/02/2036
		BNDES/Banco do Brasil	SPE	24,50%	294.000	296.803	15/02/2036
		Emissão de Debêntures	SPE	24,72%	160.680	158.375	30/05/2032
		BNDES	SPE	24,50%	296.940	299.580	15/02/2036
		BNDES/Banco do Brasil	SPE	24,50%	294.000	296.803	15/02/2036
		Emissão de Debêntures	SPE	24,72%	160.680	158.375	30/05/2032
					1.503.240	1.509.516	
Eletrobras	UHE Sinop	BNDES	SPE	24,50%	256.270	275.578	15/06/2038
		BNDES	SPE	24,50%	256.270	275.578	15/06/2038
Chesf	Eletronorte	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	57.820	63.781	15/06/2032
Emissão de Debêntures		SPE	24,50%	57.820	63.781	15/06/2032	
					628.180	678.718	
Eletrobras	Empresa de Energia São Manoel	BNDES	SPE	33,33%	437.996	515.693	15/12/2038
		Emissão de Debêntures	SPE	33,33%	113.322	107.384	15/12/2031
					551.318	623.077	
Eletrobras	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	49,00%	514.500	359.939	15/12/2029
		Emissão de Debêntures	SPE	49,00%	98.000	144.431	15/09/2026
					612.500	504.370	
Eletrobras	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	49,50%	198.495	112.860	15/12/2026
		BASA	SPE	49,50%	123.750	128.263	15/07/2031
		BASA	SPE	49,50%	74.250	72.766	15/02/2029
					396.495	313.890	
Eletrobras	IE Garanhuns S/A	BNDES	SPE	49,00%	175.146	107.807	15/12/2028
Chesf	TDG	BNB	SPE	49,00%	29.764	23.793	30/03/2031
		BNB	SPE	49,00%	58.346	51.475	01/08/2032
					88.110	75.268	
Eletrobras	Rouar	CAF	SPE	50,00%	39.364	39.364	30/10/2020
Eletrobras	Mangue Seco 2	BNB	SPE	49,00%	40.951	32.029	14/10/2031
Eletrobras	Livramento Holding	BNDES	SPE	49,00%	29.255	17.632	15/06/2030
Eletrobras	Centroeste de Minas	BNDES	SPE	49,00%	13.827	5.119	15/04/2023
Eletrobras	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	2.536	937	15/03/2023
		BNDES	SPE	49,90%	5.536	3.484	15/03/2028
					8.072	4.420	
Garantias empresas não controladas					25.565.276	30.577.167	

As garantias fornecidas para as investidas controladas são apresentadas de forma segregada por já constarem seus saldos registrados em financiamentos e empréstimos a pagar.

O montante garantido para as investidas controladas é de R\$ 15.789.524 em 31 de dezembro de 2019 são apresentadas no quadro abaixo.

EMPRESAS CONTROLADAS							
Garantidora	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação societária %	Valor do Financiamento/Valor Garantido	Saldo Devedor em 31/12/2019	Término da Garantia
Eletrobras	Angra III	BNDES	Corporativo	100,00%	6.181.048	3.471.811	15/06/2036
Eletronuclear		CEF	Corporativo	100,00%	3.800.000	3.204.663	06/06/2038
					9.981.048	6.676.475	
Eletrobras	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	State Grid Brazil S.A.	Corporativo	100,00%	294.700	425.568	28/07/2029
		State Grid Brazil S.A.	Corporativo	100,00%	294.700	425.572	28/07/2029
					589.400	851.139	
Eletrobras	Projetos Corporativos Eletrosul	FIDC DI	Corporativo	100,00%	690.000	548.819	20/01/2022
		Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	250.000	111.330	15/11/2023
					940.000	660.148	

Garantidora	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação societária %	Valor do Financiamento/Valor Garantido	Saldo Devedor em 31/12/2019	Término da Garantia
Eletrobras	Diversos	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	750.000	762.122	02/10/2023
Eletrobras	Estação Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	505.477	298.566	15/11/2028
		BASA	Corporativo	100,00%	221.789	197.710	15/10/2031
		BASA	Corporativo	100,00%	221.789	168.186	10/07/2031
					949.055	664.462	
Eletrobras	Projetos Corporativos Chesf	CEF	Corporativo	100,00%	200.000	87.868	06/09/2021
		BNDES	Corporativo	100,00%	475.454	151.628	15/06/2029
		BNDES	Corporativo	100,00%	727.560	291.981	15/06/2029
		Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	500.000	17.247	28/02/2020
					1.903.014	548.724	
Eletrobras	UHE Simplício	BNDES	Corporativo	100,00%	1.034.410	454.045	15/07/2026
Eletrobras	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BNDES	SPE	61,75%	249.458	234.787	16/06/2031
		BRDE	SPE	61,75%	123.501	118.055	16/06/2031
		Emissão de Debêntures	SPE	61,75%	55.575	63.637	15/06/2028
					428.533	416.479	
Eletrobras	Diversos	Emissão de Debêntures	Corporativo	100,00%	450.000	450.633	18/11/2024
Eletrobras	Eólicas Hermenegildo	BNDES	SPE	99,99%	93.358	76.511	15/06/2032
		BRDE	SPE	99,99%	40.699	33.564	15/06/2032
		BNDES	SPE	99,99%	109.579	89.804	15/06/2032
		BRDE	SPE	99,99%	47.770	39.396	15/06/2032
		BNDES	SPE	99,99%	109.555	90.199	15/06/2032
		BRDE	SPE	99,99%	47.759	39.382	15/06/2032
					448.720	368.855	
Eletrobras	Reforço à Estrutura de Capital de Giro 2	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	405.262	332.666	07/06/2024
Fumas	Modernização da UHE Fumas e UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho	BID	Corporativo	100,00%	427.511	365.134	15/12/2031
Eletrobras	Complexo Eólico Livramento - Entorno II	KFW	Corporativo	100,00%	282.083	294.352	20/06/2028
Eletrosul	Transmissora Sul Litorânea de Energia	BNDES	SPE	51,00%	252.108	198.731	15/02/2029
		Debêntures	SPE	51,00%	76.500	79.232	15/12/2030
					328.608	277.963	
Eletrobras	Financiamento corporativo	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	400.000	207.488	06/12/2023
Eletrobras	Complexo São Bernardo	KFW	Corporativo	100,00%	29.854	55.823	30/12/2038
		KFW	Corporativo	100,00%	136.064	179.512	30/12/2042
					165.918	235.335	
Eletrobras	UHE Mauá	BNDES	Corporativo	100,00%	182.417	103.095	15/01/2028
		BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	182.417	103.108	15/01/2028
					364.834	206.203	
Eletrobras	Implantação do PAR e PMIS	BNDES	Corporativo	100,00%	361.575	186.943	15/12/2023
Eletrobras	Porto Velho Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	283.411	192.020	15/08/2028
Eletrobras	Plano de Investimentos 2012-2014	BNDES	Corporativo	100,00%	441.296	175.353	15/06/2029
Eletrobras	Linha Verde Transmissora	BASA	Corporativo	100,00%	185.000	170.044	10/11/2032
Eletrobras	Eólicas Casa Nova II e III	BNB	Corporativo	100,00%	158.420	159.982	25/07/2031
Eletrobras	Projetos Corporativos de Transmissão	BNB	Corporativo	100,00%	155.817	73.481	15/11/2031
Eletrobras	Rolagem BASA 2008	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	208.312	112.861	28/12/2020
Eletrobras	UHE São Domingos	BNDES	Corporativo	100,00%	207.000	130.746	15/06/2028
Eletrobras	Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Emissão de Debêntures	SPE	100,00%	77.550	116.474	15/09/2026
Eletrobras	UHE Batalha	BNDES	Corporativo	100,00%	224.000	102.676	15/12/2025
Eletrobras	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	183.330	89.622	15/07/2026
		BNDES	Corporativo	100,00%	14.750	7.407	15/07/2026
					198.080	97.029	
Eletrobras	Projetos de Inovação	FINEP	Corporativo	100,00%	268.503	92.482	15/11/2023
Eletrobras	Rio Branco Transmissora	BNDES	Corporativo	100,00%	138.000	79.230	15/03/2027
Eletrobras	Projetos Corporativos Fumas	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	35.000	17.505	28/12/2020
		Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	25.007	28/12/2020
					85.000	42.511	
Eletrobras	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	126.221	18.441	15/06/2021
		BNDES	Corporativo	100,00%	41.898	22.613	15/03/2027
		BNDES	Corporativo	100,00%	9.413	5.626	15/08/2027
		BNDES	Corporativo	100,00%	12.000	5.825	15/08/2027
					189.532	52.505	

Garantidora	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação societária %	Valor do Financiamento/Valor Garantido	Saldo Devedor em 31/12/2019	Término da Garantia
Eletrobras	Ribeiro Gonç./Balsas	BNB	Corporativo	100,00%	70.000	44.691	03/06/2031
Eletrobras	Eólica Chuí IX S/A	BNDES BRDE	SPE SPE	99,99% 99,99%	31.558 13.757	25.865 11.346	15/06/2032 15/06/2032
					45.314	37.212	
Eletrobras	Cerro Chato I, II e III	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	223.419	16.328	15/07/2020
Eletrobras	UHE Baguari	BNDES	Corporativo	100,00%	60.153	25.318	15/07/2026
Eletrosul	Ampliação do Sistema Sul de Transmissão	BNDES	Corporativo	100,00%	29.074	21.191	15/09/2029
Eletrobras	Ampliação da Subestação Lechuga	BNDES	Corporativo	100,00%	35.011	17.502	15/10/2028
Eletrosul	Interligação Brasil x Uruguai	BNDES	Corporativo	100,00%	21.827	15.908	15/09/2029
Eletrobras	Subestação Miramar/Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	31.000	14.549	15/08/2028
Eletrobras	Lechuga/J. Teixeira	BASA	Corporativo	100,00%	25.720	14.777	15/10/2028
Eletrobras	Miranda II	BNDES	Corporativo	100,00%	47.531	8.785	15/11/2024
Eletrobras	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	67.017	7.381	15/03/2021
Eletrobras	Subestação Nobres	BNDES	Corporativo	100,00%	10.000	4.322	15/03/2028
Eletrobras	São Luis II e III	BNDES	Corporativo	100,00%	13.653	5.000	15/11/2024
	Garantias empresas controladas				23.709.613	15.789.524	

22.4 - Movimentação de Provisão para Garantias

Para fazer frente a uma eventual execução de garantia a Eletrobras provisiona 1% do saldo devedor garantido para as investidas controladas e não controladas.

Abaixo podem ser observadas as movimentações das garantias do exercício:

CONTROLADORA		
	31/12/2019	31/12/2018
Saldo inicial	549.436	512.690
Adições de Garantias	13.690	66.495
Atualização	5.889	11.542
Baixas	(105.239)	(41.291)
Saldo final	463.776	549.436

As principais variações das garantias ocorridas em 2019 devem-se aos seguintes fatores: (a) baixa no 2º trimestre de garantias então prestadas à Amazonas Distribuidora, antiga controlada da Eletrobras, cujo controle acionário foi transferido em 10 de abril de 2019, resultando em um impacto no montante de R\$ 60.210; (b) baixa no 3º trimestre de garantias remanescentes prestadas à Amazonas Distribuidora, com impacto de R\$ 16.832, resultante da quitação de dívidas pela empresa junto a um credor; e (c) exoneração no 4º trimestre de garantias então prestadas à SPE IE Madeira com impacto no montante de R\$ 9.512.

22.5 - Obrigações Assumidas - Covenants

As Empresas Eletrobras possuem cláusulas de *covenants* em alguns de seus contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures. Os principais *covenants* são referentes a: atendimento de certos índices financeiros (Dívida Líquida sobre EBITDA, índice de cobertura sobre serviço da dívida, entre outros), existência de garantias corporativas, requisitos para alteração de controle societário, conformidade às licenças e autorizações necessárias e limitação à venda significativa de ativos.

A Companhia não identificou nenhum evento de não conformidade em 31 de dezembro de 2019.

NOTA 23 – DEBÊNTURES

23.1 – Composição das Debêntures

Emissora	Data de Emissão	Tx de juros	Vencimento	31/12/2019	31/12/2018
Estação Transmissora de Energia S.A. - ETE (Eletronorte)	06/2011	TJLP + 1,65% a .a.	10/07/2031	197.711	201.754
Transmissora Sul Brasileira de Energia - TSBE (Eletrosul)	09/2014	IPCA + 6,80% a.a.	15/09/2028	116.474	114.341
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A. (CHESF)	04/2017	IPCA + 7,0291% a.a.	15/01/2029	150.322	152.133
Eletrobras (a)	05/2019	Taxa DI + 0,70% a.a. (Série 1)	25/04/2022	1.106.991	-
		Taxa DI + 1,00% a.a. (Série 2)	25/04/2024	2.214.791	-
		Taxa DI + 1,20% a.a. (Série 3)	25/04/2026	1.006.967	-
		IPCA + 5,18% a.a. (Série 4)	15/05/2029	715.479	-
Furnas (b)	11/2019	CDI 117,60% a.a (Série 1)	15/11/2024	450.543	-
Total				5.959.278	468.228
Total do Passivo Circulante				78.527	36.073
Total do Passivo Não Circulante				5.880.751	432.155

a) Debêntures Eletrobras

A Eletrobras concluiu em 24 de maio de 2019 a oferta de debêntures, em quatro séries, no valor total de R\$ 5 bilhões.

b) Debêntures Furnas

A controlada Furnas concluiu em 20 de dezembro de 2019 a oferta de debêntures, não conversíveis em ações com garantia fidejussória, no valor de R\$ 450 milhões.

23.2 – Movimentação das Debêntures

A movimentação apresentada a seguir compreende os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018.

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2019	31/12/2018
Circulante			
Saldo inicial	-	36.073	183.432
Captação	-	-	5.586
Encargos	201.627	242.167	41.512
Juros Pagos	(168.468)	(179.401)	-
Amortização do Principal	-	(49.373)	(60.100)
Custos de transação apropriado	-	598	-
Transferência	-	28.463	(131.833)
Classificação - Mantido pra Venda	-	-	(2.524)
Saldo final	33.159	78.527	36.073
Não Circulante			
Saldo inicial	-	432.155	287.347
Captação	5.000.000	5.450.000	109.832
Encargos	11.069	27.059	8.941
Amortização do Principal	-	-	(10.754)
Transferência	-	(28.463)	131.857
Classificação - Mantido pra Venda	-	-	(95.068)
Saldo final	5.011.069	5.880.751	432.155
Total	5.044.228	5.959.278	468.228

A parcela de longo prazo das debêntures tem seu vencimento assim programado:

	2021	2022	2023	2024	2025	Após 2025	Total
Controladora	-	1.100.000	-	2.200.000	-	1.711.069	5.011.069
Consolidado	47.067	1.150.905	54.021	2.702.273	75.042	1.851.443	5.880.751

A Companhia possui *covenants* relacionados as suas debêntures e não identificou nenhum evento de não conformidade para o exercício de 2019. Maiores detalhes na nota 22.5.

NOTA 24 – OPERAÇÃO DE ARRENDAMENTO

Os itens do passivo de arrendamento referem-se a contratos de arrendamento que correspondem a imóveis, veículos, equipamentos e aos contratos de suprimento de energia firmados com os PIEs em 2005 com vigência de 20 anos da Amazonas Distribuidora que foram repassados para a Amazonas GT durante o processo de desverticalização e, anteriormente à adoção do CPC 06 (R2) /IFRS 16, já classificados como arrendamentos financeiros. A movimentação destes itens é demonstrada no quadro a seguir:

	CONSOLIDADO
	31/12/2019
Saldo inicial em 31/12/2018	976.115
Adoção Inicial CPC 06 R(2)/IFRS 16	340.225
Adições	211.375
Juros Incorridos	338.163
Pagamentos	(547.226)
Baixas	(111.463)
Saldo final	1.207.189
Circulante	219.484
Não Circulante	987.705

	CONSOLIDADO
	31/12/2019
Saídas de caixa totais de arrendamentos	
Classificados no passivo de arrendamento	547.226
Não classificados no passivo de arrendamento	52.376
Total de Pagamentos	599.602

Os aluguéis fixos e variáveis, bem como aqueles relacionados a contratos de curto prazo e de baixo valor, foram os seguintes para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019:

	CONSOLIDADO
	31/12/2019
Arrendamentos de curto prazo	52.771
Arrendamentos de baixo valor	40.592
Despesas variáveis de arrendamento	3.822

Os vencimentos do saldo do não circulante estão demonstrados no quadro a seguir:

CONSOLIDADO	
Vencimentos	31/12/2019
2021	199.356
2022	207.895
2023	189.267
2024	187.226
2025	93.115
Após 2025	110.846
Total	987.705

A seguir é apresentado quadro indicativo do direito potencial de PIS/COFINS a recuperar embutido na contraprestação de arrendamento, conforme o período previsto para pagamento.

	CONSOLIDADO
	31/12/2019
Contraprestação do arrendamento	547.226
PIS/COFINS potencial (9,25%)	50.618

NOTA 25 – EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO

O empréstimo compulsório sobre o consumo de energia elétrica, instituído pela Lei 4.156/1962 com o objetivo de gerar recursos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, foi extinto pela Lei 7.181,

de 20 de dezembro de 1983, que fixou a data de 31 de dezembro de 1993 como o prazo final de arrecadação.

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

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.

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 - STJ, 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 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, respectivamente. Entretanto, existe um saldo remanescente de empréstimo compulsório ainda não convertido.

Os saldos do empréstimo compulsório remanescente, após a 4ª conversão em ações, relativos aos créditos constituídos de 1988 a 1994, estão registrados no passivo circulante e não circulante e são 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).

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Circulante		
Juros a Pagar	15.156	15.659
Não circulante		
Créditos arrecadados	470.600	477.459
TOTAL	485.756	493.118

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.

O passivo contingente relacionado ao tema do empréstimo compulsório está demonstrado na nota de provisões e passivos contingentes (Nota 30).

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

26.1- Tributos a recolher

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Passivo circulante:				
PASEP/ COFINS	87.548	123.983	755.102	778.966
IRRF/ CSRF	65.193	35.284	316.801	274.499
ICMS	-	-	252.972	62.431
INSS/ FGTS	4.899	4.649	112.937	77.996
PAES/ REFIS	-	-	23.191	22.566
ISS	-	-	14.549	12.424
Outros	43.876	2.607	100.106	48.169
Total	201.516	166.523	1.575.658	1.277.051
Passivo não circulante:				
PAES/ REFIS	-	-	190.365	207.673
PASEP/ COFINS	-	-	42.100	14.283
Outros	-	-	7.494	26.626
Total	-	-	239.959	248.582

26.2- Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Passivo circulante:				
Imposto de Renda corrente	-	674.578	1.693.623	2.031.674
Contribuição Social corrente	-	243.156	839.109	921.398
	-	917.734	2.532.732	2.953.072
Passivo não circulante:				
IRPJ/ CSLL diferidos	628.904	432.582	3.978.754	8.315.386

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

	CONTROLADORA			
	31/12/2019		31/12/2018	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro antes do IRPJ e CSLL	7.412.149	7.412.149	14.031.419	14.031.419
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(1.853.037)	(667.093)	(3.507.855)	(1.262.828)
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de Dividendos	25.354	9.127	15.820	5.695
Equivalência patrimonial	2.139.748	770.309	2.052.301	738.828
Provisões Operacionais	(458.459)	(165.045)	1.606.373	578.294
Variação Cambial	188.381	67.817	(201.679)	(72.605)
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(715)	(258)	(607.745)	(219.274)
Doações	(2.712)	(976)	(2.123)	(764)
Demais adições e exclusões	(38.560)	(13.881)	65.501	24.066
Total da despesa de IRPJ e CSLL	-	-	(579.407)	(208.588)
Alíquota efetiva	0,00%	0,00%	4,13%	1,49%

	31/12/2019		31/12/2018	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro antes do IRPJ e CSLL	6.368.606	6.368.606	15.930.518	15.930.518
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(1.592.151)	(573.175)	(3.982.630)	(1.433.747)
Efeitos de adições e exclusões:				
Indenização - RBSE	248.015	89.285	311.388	112.100
Receita de dividendos	353.564	127.283	16.073	5.786
Equivalência patrimonial	285.183	102.666	346.213	124.637
Variação Cambial	188.381	67.817	(201.679)	(72.605)
Compensação Prejuízo Fiscal/ Base Negativa	238.285	79.784	405.337	179.447
Constituição Créditos Tributários	2.457.113	322.783	433.571	156.086
Provisões Operacionais	(302.179)	136.349	1.727.581	621.930
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados (a)	(1.011.667)	(364.200)	(1.117.987)	(402.962)
Incentivos Fiscais (b)	658.136	3.588	435.279	-
Doações	(10.628)	(3.826)	(2.123)	(764)
Demais adições e exclusões	(327.784)	(82.359)	(69.480)	(75.166)
Total da despesa de IRPJ e CSLL	1.184.267	(94.005)	(1.698.458)	(785.259)
Alíquota efetiva	18,60%	1,48%	10,66%	4,93%

(a) Impostos diferidos não reconhecidos / baixados

É composto por diferenças temporárias entre resultado contábil, resultado tributável, prejuízo fiscal e base negativa de CSLL apurados no exercício, cujos benefícios tributários não foram reconhecidos devido à ausência de histórico de lucro tributável e/ou projeção de resultados tributários futuros.

(b) Incentivos Fiscais

A Medida Provisória nº 2.199-14, de 24/08/2001, alterada pela Lei nº 11.196, de 21/11/2005, possibilita que as empresas situadas nas regiões de atuação da Sudene que possuam empreendimentos no setor de infraestrutura, considerado em ato do Poder Executivo um dos setores prioritários para o desenvolvimento regional, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de instalação, ampliação, modernização ou diversificação.

A Chesf detém o direito à redução de 75% do Imposto de Renda e adicionais não restituíveis, calculados com base no lucro da exploração. Para os contratos da transmissão números 008/2005 e 007/2005 o direito ao incentivo da redução foi concedido para os anos de 2011 a 2020, e para o contrato número 010/2007, foi concedido para os anos de 2014 a 2023.

Para os contratos de concessão 006/2009, 20/2010, 007/2010, 012/2007, 007/2005, 019/2012, 017/2009, 014/2010, 010/2011, 019/2010, 005/2008, 018/2012 e 021/2010 e das Usinas de Xingó, Luiz Gonzaga, Funil, Complexo de Paulo Afonso, e Pedra, foram obtidos os Laudos constitutivos expedidos pela SUDENE para fruição do benefício nos anos de 2018 a 2027. Entretanto, a Companhia está aguardando posicionamento da Receita Federal do Brasil - RFB para ratificação da fruição do benefício fiscal, que se em 120 dias da data de protocolização do pedido na RFB, não houver posicionamento, a Chesf automaticamente estará em condições de usufruir o benefício conforme prevê o art. 60 da IN RFB Nº 267/2002.

Para os contratos com incentivo fiscal a alíquota do imposto de renda de 25%, sofre redução de 75%, calculado sobre o lucro da exploração dos empreendimentos incentivados.

O incentivo fiscal de redução do Imposto de Renda e Adicionais não restituíveis apurados são registrados no resultado do período como redução do imposto de renda, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 07 (R1) (IAS 20). A parcela do lucro decorrente desses incentivos fiscais, é objeto de destinação à Reserva de Lucro denominada Reserva de Incentivos Fiscais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei nº 6.404/1976, a qual somente poderá ser utilizada para aumento do capital social ou absorção de prejuízos.

Relativamente à controlada Eletronorte, a SUDENE e a SUDAM, por meio de laudos constitutivos, reconheceram o direito dessa controlada à redução de 75% do Imposto sobre a renda e adicionais não restituíveis, calculados sobre o lucro da exploração nas atividades de geração e transmissão de energia elétrica para os seguintes empreendimentos e períodos relacionados abaixo:

- Usina hidrelétrica Tucuruí, período de 2012 a 2021, Laudo 170/2014;
- Usina hidrelétrica Samuel, período de 2014 a 2023, Laudo 170/2014;
- Usina hidrelétrica Coaracy Nunes, período de 2015 a 2024, Laudo 009/2015;
- Usina hidrelétrica Curuá-Una, período de 2015 a 2024, Laudo 126/2015;
- Transmissão no Estado do Mato Grosso, de 2016 a 2025, Laudo 012/2016;
- Transmissão do Estado de Tocantins, período de 2016 a 2025, Laudo 001/2016;
- Transmissão do Estado de Boa Vista, período de 2016 a 2025, Laudo 060/2016;
- Transmissão do Estado do Acre, período de 2017 a 2026, Laudo 019/2017;
- Transmissão do Estado do Maranhão, período de 2017 a 2026, Laudo 063/2017;
- Transmissão do Estado de Rondônia, período de 2017 a 2026, Laudo 050/2017; e
- Transmissão do Estado do Pará, período de 2017 a 2026, Laudo 072/2017.

O incentivo fiscal de redução do Imposto de Renda e, adicionais não restituíveis, apurados são registrados no resultado do período como redução do imposto de renda, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 07. A parcela do lucro decorrente desses incentivos fiscais é objeto de destinação à Reserva de Lucro, denominada Reserva de Incentivos Fiscais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei nº 6.404/76, a qual somente poderá ser utilizada para aumento do capital social ou absorção de prejuízos.

Assim, no ano de 2019, a Chesf reconheceu, de acordo com os Laudos expedidos pela SUDENE, o direito ao uso do incentivo fiscal da redução de 75% do imposto de renda no valor de R\$ 300.418. Já a controlada Eletronorte, em 2019, realizou aproveitamento do incentivo para imposto de renda no total de R\$ 342.580.

NOTA 27 – ENCARGOS SETORIAIS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Circulante		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	397.125	425.669
Quota RGR	120.162	125.900
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	72.212	61.236
Quota CDE	16.579	16.400
Quota PROINFA	11.433	14.714
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	10.100	9.098
	<u>627.611</u>	<u>653.017</u>
Não circulante		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	730.246	698.917
Quota RGR	57	22.619
	<u>730.303</u>	<u>721.536</u>
TOTAL	<u>1.357.914</u>	<u>1.374.553</u>

27.1 - Reserva Global de Reversão - RGR

A contribuição para a formação da RGR é de responsabilidade das empresas concessionárias do serviço público de energia elétrica, mediante uma quota denominada Reversão e Encampação de Serviços de Energia Elétrica, de até 2,5% do valor dos investimentos dos concessionários e permissionários, limitado a 3% da receita anual. O valor da quota é computado como componente do custo do serviço das concessionárias. As transmissoras licitadas a partir de 12 de setembro de 2012 e as transmissoras e geradoras que tiveram suas concessões prorrogadas nos termos da lei 12.783/2013, são desobrigadas do recolhimento deste encargo.

27.2 - Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos

A compensação pelo uso dos recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica foi instituída pela Constituição Federal de 1988 e trata-se de um percentual de 6,75% que as concessionárias de geração hidrelétrica pagam pela utilização de recursos hídricos.

27.3 – Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e 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 projetos de pesquisa e desenvolvimento e programa de eficiência energética do setor elétrico, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

NOTA 28 – REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Dividendos do exercício de 2019	2.540.567	-	2.540.567	-
Dividendos do exercício de 2018	14.809	1.250.000	14.809	1.253.164
Dividendos não reclamados	4.053	7.502	4.760	7.502
Dividendos retidos exercícios anteriores	-	-	-	44.967
Dividendos mínimos obrigatórios do exercício de 2019	-	-	15.080	-
	<u>2.559.429</u>	<u>1.257.502</u>	<u>2.575.216</u>	<u>1.305.633</u>

NOTA 29 – BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

As Empresas 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 das Empresas Eletrobras, cada segmento patrocina seu próprio pacote de benefícios a empregados. De forma geral, as Empresas Eletrobras oferecem 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:

Empresa	Tipos de benefícios pós-emprego patrocinados pelas empresas da Eletrobras				
	Planos de benefícios previdenciários			Outros benefícios pós-emprego	
	Plano BD	Plano Saldado	Plano CD	Seguro de Vida	Plano de Saúde
Eletrobras	X		X		X
Amazonas GT	X		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 das Empresas Eletrobras.

Obrigações de benefício pós-emprego - valores reconhecidos no balanço patrimonial:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2019	2018	2019	2018
Planos de benefícios previdenciários	833.039	1.218.254	4.320.918	2.812.902
Planos de saúde e seguro de vida	4.347	7.368	194.261	246.207
Total das obrigações de benefício pós emprego	837.387	1.225.622	4.515.179	3.059.109
Circulante	14.875	29.336	161.773	164.160
Não circulante	822.512	1.196.286	4.353.406	2.894.949
	837.387	1.225.622	4.515.179	3.059.109

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	
	2019	2018	2019	2018
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	2.457.865	2.775.625	30.663.539	26.134.809
Valor justo dos ativos do plano	(1.655.206)	(1.612.919)	(27.385.218)	(24.149.547)
Passivo/(Ativo) líquido	802.659	1.162.706	3.278.321	1.985.262
Custo de serviço corrente líquido	(326)	(1.817)	55.849	(7.684)
Custo de juros líquidos	98.585	53.855	224.221	155.747
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	98.259	52.038	280.070	148.063

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2019	2018	2019	2018
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	4.347	7.368	196.180	246.207
Valor justo dos ativos do plano	-	-	-	-
Passivo/(Ativo) líquido	4.347	7.368	196.180	246.207
Custo de serviço corrente	1.174	164	7.253	10.827
Custo de juros líquidos	637	153	15.546	26.577
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	1.811	317	22.798	37.404

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	
	2019	2018	2019	2018
Valor das obrigações atuariais no início do ano	2.775.625	2.185.266	26.134.809	23.086.781
Controladas mantida para venda (*)	-	-	-	(170.122)
Custo de serviço corrente	2.748	3.530	95.428	97.890
Juros sobre a obrigação atuarial	227.154	196.566	2.209.849	2.115.384
Benefícios pagos no ano	(257.147)	(220.124)	(2.195.889)	(1.956.093)
Contribuições Normais do Participante	(954)	(2.417)	9.810	(64.413)
Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	(289.562)	612.805	4.409.531	3.025.383
Perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	326.153	209.045	6.067.232	2.613.642
Perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	(615.715)	403.760	(1.657.701)	411.741
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	2.457.865	2.775.625	30.663.539	26.134.809

*As obrigações atuariais das controladas Ceal e Amazonas Distribuidora foram reclassificadas para mantido para venda em 2018.

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	
	2019	2018	2019	2018
Valor justo dos ativos no início do ano	1.612.919	1.593.905	24.149.547	23.153.018
Controladas mantida para venda (*)	-	-	-	(266.176)
Benefícios pagos durante o exercício	(257.147)	(220.124)	(2.195.889)	(1.956.093)
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	2.120	2.930	30.462	41.170
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	30.912	31.046	289.086	294.978
Rendimento esperado dos ativos no ano	128.569	142.711	2.052.801	2.145.641
Ganho sobre os ativos do plano (excluindo as receitas de juros)	137.833	62.451	3.059.213	737.008
Valor justo dos ativos ao final do ano	1.655.206	1.612.919	27.385.218	24.149.547
Rendimento efetivo dos ativos no ano	266.401	205.162	5.112.013	2.882.650

* Os ativos a valor justo atuarial das controladas das controladas Ceal e Amazonas Distribuidora foram reclassificadas para mantido para venda em 2018.

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2019	2018	2019	2018
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados Programa Previdenciário	542.854	940.937	4.509.106	3.383.390
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício líquidos dos impostos diferidos - Programa Previdenciário	398.083	(492.020)	(1.125.716)	258.065

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	
	2019	2018	2019	2018
Valor das obrigações atuariais no início do ano	7.368	16.133	246.207	315.429
Controlada mantida para venda (*)	-	-	-	(33.733)
Custo de serviço corrente	1.174	164	7.253	10.827
Juros sobre a obrigação atuarial	637	153	15.546	26.577
Benefícios pagos no ano	(667)	(22.113)	(116.930)	(256.038)
Baixa Plano Saúde	-	(14.523)	(5.555)	(14.523)
Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	(4.165)	27.555	49.660	197.668
Perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	817	116	69.803	17.567
Perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	80	585	1.162	70.303
Perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	(5.062)	26.853	(21.306)	109.798
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	4.347	7.368	196.181	246.207

* As controladas Ceal e Amazonas Distribuidora foram reclassificadas para mantido para venda em 2018.

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2019	2018	2019	2018
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados - Outros benefícios pós-emprego	21.353	25.518	462.816	413.156

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2019	2018	2019	2018
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Outros benefícios pós-emprego	4.165	(27.555)	(49.660)	(197.668)

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		
	2019	2018
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	3,07% a 3,37%	4,54% a 4,78%
Projeção de aumento médio dos salários	1,00% a 2,00%	1,00% a 3,00%
Taxa média de inflação anual	3,68%	3,89%
Expectativa de retorno dos ativos do plano (i)	3,68%	3,89%

Hipóteses Demográficas		
	2019	2018
Taxa de rotatividade	0% a.a; Ex-Nucleos 2018; Tábua de rotatividade nula	T-1 Service (suavizada em 20%); GAMA - Exp. Rotatividade - NUCLEOS - 2015
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 (masculina); AT-2000 (segregada por sexo) suavizada em 10%; AT-2000 Basic suavizada em 5%, segregada por sexo	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%
Tábua de mortalidade de inválidos	RRB-1983; AT-49 segregada por sexo; AT-49 Desagravada em 2 anos Masculina; AT-83 IAM (masculina); MI-2006 (segregada por sexo) suavizada em 10%	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)
Tábua de invalidez	LIGHT (FRACA); ALVARO VINDAS (suavizada em 50%); TASA 1927	Light (Frac); Alvaro Vindas (suavizada em 50%); Alvaro Vindas; TASA 1927; 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 2019 foi de R\$ 266.401 (R\$ 205.162 em 2018) na Controladora e R\$ 5.112.013 (R\$ 2.882.650 em 2018) no Consolidado.

e) Contribuições patronais

Em 31 de dezembro de 2019, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano CD atingiram R\$ 293 (R\$ 343 em 2018) e R\$ 3.488 (R\$ 4.362 em 2018) no Consolidado.

Em 31 de dezembro de 2019, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano BD atingiram R\$ 30.912 (R\$ 31.046 em 2018) e R\$ 289.086 (R\$ 294.978 em 2018) no Consolidado.

A Controladora espera contribuir com R\$ 212.532 com o plano de benefício definido durante o próximo exercício e R\$ 2.013.660 no Consolidado.

A duração média ponderada da obrigação de benefício definido da Controladora é de 67 anos e a média do Consolidado ponderada pelas obrigações é de 64 anos.

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

Programa Previdenciário	CONTROLADORA						Total
	2020	2021	2022	2023	2024	2025 a 2029	
Em 31 de dezembro de 2019	212.532	210.122	203.727	199.502	191.331	1.241.050	2.258.263

Programa Previdenciário	CONSOLIDADO						Total
	2020	2021	2022	2023	2024	2025 a 2029	
Em 31 de dezembro de 2019	2.013.660	2.001.413	1.945.599	1.908.447	1.845.328	14.596.897	24.311.345

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\$ 246.023 ou aumento de R\$ 273.388, respectivamente.
- Se a expectativa de crescimento salarial sobre as obrigações aumentasse ou diminuísse, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 8.242 ou teria uma redução de R\$ 7.417, 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\$ 3.293.540 ou aumento de R\$ 3.639.685, respectivamente.
- Se a expectativa de crescimento salarial sobre as obrigações aumentasse ou diminuísse, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 336.960 ou teria uma redução de R\$ 350.480, 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 ocorra 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	
	2019	2018	2019	2018
Valores Disponíveis Imediatos	200	7	3.506	1.053
Realizáveis	73.476	57.051	1.022.989	570.218
Investimentos em Renda Fixa	1.522.443	1.178.883	20.627.305	16.019.282
Investimentos em Renda Variável	425.522	207.824	5.742.086	2.046.838
Investimentos Imobiliários	180.110	151.408	943.323	711.127
Investimentos Estruturados		13.506	808.415	286.682
Empréstimos e Financiamentos	84.694	78.855	538.542	527.564
Outros	3.039	2.346	30.527	(3.132)
(-) Recursos a receber do patrocinador	(3.805)	(6.605)	(504.822)	(109.839)
(-) Exigíveis Operacionais	(4.869)	(3.686)	(76.816)	(69.892)
(-) Exigíveis Contingenciais	(13.777)	(11.028)	(251.351)	(278.846)
(-) Fundos de Investimentos	(80.947)	(6.756)	(242.605)	(126.621)
(-) Fundos Administrativos	(68.642)	(48.886)	(199.179)	(141.706)
(-) Fundos Previdenciais	-	-	(11.440)	(9.964)
Total dos ativos	2.117.444	1.612.919	28.430.481	19.422.764

Os valores justos dos instrumentos de capital e de dívida são determinados com base em preços de mercado cotados em mercados ativos enquanto os valores justos de investimentos imobiliários não são baseados em preços de mercado cotados em mercados ativos.

NOTA 30 – PROVISÕES E PASSIVOS CONTINGENTES

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.

30.1 – Provisões

A Companhia constitui provisões em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e para as quais uma estimativa confiável possa ser realizada nos seguintes valores:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Circulante				
Cíveis	1.013.385	849.535	1.030.288	884.044
Trabalhistas	1.200	1.293	1.200	45.611
Tributárias	-	-	-	1.709
	1.014.585	850.828	1.031.488	931.364
Não Circulante				
Cíveis	16.564.019	17.115.956	22.104.428	21.327.263
Trabalhistas	360.152	488.774	1.774.297	1.522.207
Tributárias	-	-	336.213	346.825
	16.924.171	17.604.730	24.214.938	23.196.295
	17.938.756	18.455.558	25.246.426	24.127.659

Estas provisões tiveram, neste exercício, a seguinte evolução:

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Saldo em 31 de dezembro de 2018	18.455.558	24.127.659
Constituição de provisões	1.306.042	2.630.645
Reversão de provisões	(696.918)	(888.050)
Atualização Monetária	576.745	1.204.640
Baixas	-	(35.837)
Pagamentos	(1.702.671)	(1.792.631)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	17.938.756	25.246.426

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

Resumo dos principais processos:

30.1.1 - Cíveis

Em 31 de dezembro de 2019 a Companhia e suas controladas possuem ações judiciais cíveis de R\$ 23.134.716 (R\$ 22.211.307 em 31 de dezembro de 2018), 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

- Empréstimo Compulsório - Julgamento em Recurso Especial, pelo STJ

O Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica, instituído pela Lei 4.156/1962, teve por objetivo gerar recursos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, e 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.

Existe um contencioso judicial expressivo envolvendo a Companhia, no qual o maior número de ações tem 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. Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia possuía 3.975 processos relativos a este tema provisionados.

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

A divergência sobre os critérios de atualização monetária dos referidos créditos foi levada ao STJ, tendo a questão de mérito sido decidida por aquela Corte, através de recursos repetitivos consubstanciados nos Recursos Especial 1.003.955/RS e Recurso Especial 1.028.592/RS e Embargos de Divergência em Recurso especial 826.809/RS. Após o julgamento e publicação da decisão colegiada sobre o tema repetitivo pelo STJ, a mesma solução deve ser aplicada aos demais processos que tiverem teses idênticas.

A matéria, entretanto, é atualmente objeto de recursos junto ao Supremo Tribunal Federal - STF, que se encontram pendentes de julgamento.

A despeito da questão ter sido submetida ao STF, face aos precedentes 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 das mesmas, a Eletrobras tem sido alvo de execuções, sendo que há dissenso com os autores quanto à forma de apuração do valor devido, em especial no que se refere à aplicação dos juros remuneratórios de 6% a.a. após a Assembleia Geral de conversão desses créditos em ações e o prazo quinquenal para cobrança dos referidos juros.

A Eletrobras, no âmbito desses processos, tem registrado provisões referentes a: (i) diferença de principal decorrente de critério de correção monetária, (ii) juros remuneratórios reflexos; e (iii) aplicação de juros moratórios (substancialmente a Taxa SELIC).

	31/12/2019	31/12/2018
Principal	6.128.374	6.372.806
Juros remuneratórios	1.714.617	1.741.409
Juros moratórios	9.718.620	9.827.697
	17.561.611	17.941.912

A controvérsia mais relevante diz respeito à continuidade de aplicação dos juros remuneratórios reflexos de 6% ao ano, após a Assembleia Geral de conversão. De acordo com o atual precedente do STJ (recursos repetitivos Recurso Especial 1.003.955/RS e Embargos de Divergência em Recurso Especial 826.809/RS), os juros remuneratórios reflexos de 6% ao ano cessam na data da Assembleia Geral de conversão, observada a prescrição quinquenal.

Sobre a diferença de correção monetária apurada na data da Assembleia Geral de conversão (se houver), por se tratar de discussão judicial, passam a incidir os encargos próprios dos débitos judiciais, qual seja, IPCA-E até o início da incidência da SELIC. A taxa SELIC é aplicada sobre o montante do principal e dos juros remuneratórios reflexos, desde a Assembleia Geral de conversão ou da data da citação, o que for mais recente. A Companhia, salvo determinação judicial específica, adota este entendimento.

Através do recurso Embargo de Divergência em Agravo em Recurso Especial número 790.288/PR, pelo STJ, um contribuinte obteve, em 12 de junho de 2019, decisão favorável, por voto de 5 ministros, do total de 9 ministros votantes, para, no processo específico, ter a incidência dos juros remuneratórios de 6% ao ano, de forma continuada a partir da 143ª Assembleia Geral Extraordinária, de 30 de junho de 2005, até o efetivo pagamento, cumulando com a taxa SELIC. Sobre esta decisão, cabem recursos a serem interpostos pela Companhia.

Neste sentido, a Companhia já interpôs o recurso denominado de embargos declaratórios, esclarecendo a impossibilidade de cumulação de juros remuneratórios com a taxa SELIC e também informando que o julgamento acima mencionado, desfavorável à Eletrobras, não tem efeito de recurso repetitivo, nos termos do artigo 1.036 do Código de Processo Civil, ou seja, não tem efeito vinculante para os demais processos judiciais que tratam do tema, ao contrário do precedente proveniente do Recurso Especial 1.003.955/RS e dos Embargos de Divergência em Recurso Especial 826.809/RS. Esses dois últimos recursos, que são aqueles adotados pela Eletrobras para estimar sua provisão, foram julgados pelo STJ como recursos repetitivos, de repercussão geral, e, portanto, devem ser considerados para os demais processos judiciais que tratam deste tema específico, de acordo com a legislação brasileira.

Neste contexto, identificamos que, em julgamentos posteriores, em outros processos judiciais sobre o mesmo tema, foi mantido o entendimento de restrição da aplicação de juros remuneratórios de 6% até a data da Assembleia, o que reforça o entendimento da Companhia acima citado (Recurso Especial nº 1.818.653/RS, Recurso Especial nº 1.804.433/RS, Embargos de Declaração no Recurso Especial nº 1.659.030/RS, Agravo Interno no Agravo em Recurso Especial nº 785.344/PR (acórdão), Embargos de Declaração no Recurso Especial nº 1.702.937/RS e Embargos de Declaração no Agravo em Recurso Especial nº 866.941/PR, nos termos do precedente Recurso Especial nº 1.003.955/RS).

Logo, o citado processo Nº 790.288/PR, que teve decisão desfavorável para a Eletrobras, não é determinante para influir na estimativa feita pela administração da Companhia no que refere à provisão, ora reconhecida nestas informações financeiras intermediárias, e será objeto de recursos pela Companhia.

Consolidado

Eletronorte

- Ação indenizatória – Sul América Companhia Nacional de Seguros

Trata-se do ressarcimento de valores a Sul América devido ao pagamento feito a Albrás Alumínio Brasileiro S.A. pelo sinistro sofrido decorrente da interrupção do fornecimento de energia elétrica. Em sede de Recurso Especial a Eletronorte foi condenada à totalidade da obrigação. Dessa decisão foram opostos Embargos de Declaração, os quais estão pendentes de Julgamento. O saldo da provisão em 31 de dezembro de 2019 monta em R\$ 363.412 (R\$ 351.575 em 31 de dezembro de 2018).

Chesf

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

A Chesf é autora de uma ação na qual pede a declaração de nulidade parcial de aditivo (Fator K de correção analítica de preços) ao contrato de empreitada das obras civis da Usina Hidrelétrica Xingó, firmado com o consórcio formado pela Companhia Brasileira de Projetos e Obras - CBPO, Construções e Comércio e Mendes Júnior Engenharia S.A. - CONSTRAN S.A. (rés neste processo) 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 rés, além de contestarem o feito, pleitearam 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 e suspensão integral do pagamento do Fator K, no período de janeiro de 1994 a janeiro de 1996).

Após tramitação processual nas instâncias ordinárias, a ação da Chesf foi julgada improcedente e a reconvenção das rés julgada procedente, ambas as decisões proferidas pelo TJPE.

O processo está em tramitação no STJ por força de recurso da Chesf. 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), e também de segundos Embargos de Declaração de todas as partes, por iguais agora julgados 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 Chesf, apresentou no prazo legal recurso de Embargos de Divergência e Recurso Extraordinário: o Embargos de Divergência, 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 Embargos de Divergência aguarda apreciação pelo STJ; interposto na mesma oportunidade mas destinado ao STF, apenas será oportunamente apreciado após o esgotamento da apreciação do Embargos de Divergência em todas as suas instâncias internas do STJ.

Por outro lado, tramita em primeira instância, procedimento de “Cumprimento provisório de sentença”, proposto pelas mesmas partes adversas à Chesf no caso, onde:

- 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;
- Houve a apresentação pela Chesf de “seguro garantia” originalmente acolhido pelo juízo processante, mas, em sede recursal, recusado pelo TJPE;
- Até dezembro de 2016 houve a penhora de ativos financeiros bancários da Chesf em montante aproximado de R\$ 500 milhões; e
- A Chesf apresentou recursos de agravo e reclamação pendentes de apreciação pelo TJPE.

Em dezembro de 2016, em face de nova iniciativa recursal da Chesf em trâmite no STJ e referido àquele mesmo processo ordinário (ação de liquidação), obteve-se decisão 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, em favor da Chesf, a totalidade do valor até então bloqueado/penhorado. Foi iniciado o julgamento definitivo com um único voto proferido em desfavor da Chesf (o julgamento foi posteriormente suspenso).

A Chesf atualizou a provisão no montante de R\$ 1.287.047 (R\$ 1.293.550 em 31 de dezembro de 2018) e outros adicionais de R\$ 128.805 (R\$ 129.355 em 31 de dezembro de 2019) relativamente ao valor da condenação em honorários de sucumbência em favor dos patronos das partes adversas à Chesf. Tomando especialmente por referência, a decisão manifestada pelo TJPE em ação de liquidação, atualmente em curso perante o STJ, aguardando processamento e julgamento com atribuição de efeito suspensivo no recurso conforme acima referido, e os valores em torno dos quais há a convicção de descabimento/inaplicação ao caso. Inexiste previsão de tempo para o desfecho desta lide.

- GSF (*Generation Scalling Factor*) – Risco hidrológico

O GSF é um índice sistêmico que indica a quantidade de energia gerada por todas as usinas hidráulicas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) do Sistema Interligado Nacional (SIN) em relação à garantia física total do MRE. Em julho de 2015, a Chesf 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 Chesf 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 Mercado de Curto Prazo - MCP.

Desde então, independentemente do valor de GSF ocorrido nesse período, a Chesf 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 Chesf. Considerando que os riscos hidrológicos para as usinas não cotistas, pela legislação atual, são imputados aos geradores hidráulicos, a Chesf 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 Chesf na liquidação na CCEE decorrentes da limitação do GSF imposta pela referida liminar.

Foram apresentadas réplicas às contestações da Aneel e da União Federal, bem como interposto pela União Federal o agravo, contrarrazoado pela Chesf em julho de 2019. Em outubro de 2019, foi concedido o efeito suspensivo ativo em favor da União Federal. Em novembro de 2019, a Chesf interpôs embargos de declaração, cujo provisionamento foi negado, confirmando, no entanto, que os efeitos da decisão não seriam retroativos. Em dezembro de 2019, a Chesf ingressou com agravo interno. No primeiro grau, foi determinada a migração do processo para o Processo Judicial Eletrônico (PJe), estando o mesmo concluso para sentença. A Chesf possui no seu passivo não circulante, provisão para suportar eventual perda, no valor de R\$ 1.084.386 (R\$ 831.352 em 31 de dezembro de 2018).

30.1.2 - Tributárias

Em 31 de dezembro de 2019 a Companhia e suas controladas possuem ações tributárias de R\$ 336.213 (R\$ 348.534 em 31 de dezembro de 2018), 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.

30.1.3 - Trabalhista

Em 31 de dezembro de 2019 a Companhia e suas controladas possuem ações judiciais trabalhistas de R\$ 1.775.497 (R\$ 1.567.818 em 31 de dezembro de 2018), 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.

30.2 – Passivos Contingentes

Adicionalmente, a Companhia possui processos avaliados com perda possível nos seguintes montantes:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Cíveis	20.775.533	8.074.924	31.817.331	18.591.346
Trabalhistas	3.128.990	3.098.028	5.900.822	5.145.030
Tributárias	-	-	12.131.337	11.339.924
	<u>23.904.523</u>	<u>11.172.952</u>	<u>49.849.489</u>	<u>35.076.300</u>

30.2.1 - Cíveis

Em 31 de dezembro de 2019 a Companhia e suas controladas possuem ações judiciais cíveis de R\$ 31.817.331 (R\$ 18.591.346 em 31 de dezembro de 2018), sendo possível sua probabilidade de perda, onde não é realizada provisão.

Controladora

- Empréstimo Compulsório - Julgamento em Recurso Especial, pelo STJ

Não obstante o efeito restrito do processo acima mencionado na nota 30.1.1, a depender do seu resultado final, ele poderia gerar discussões judiciais reflexas sobre o recurso repetitivo vigente (Recurso Especial 1.003.955/RS), no qual a Eletrobras se baseia para realizar suas estimativas de provisão. 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 mensuração da provisão poderia vir a ser acrescida, na melhor estimativa da Companhia, com base nos atuais processos provisionados e informações disponíveis, em R\$ 11.070.703 em 31 de dezembro de 2019. A Companhia não efetuou provisão neste montante, por entender que a probabilidade de perda destes pedidos é possível.

- El Paso Rio Negro Energia

A Manaus Energia S.A, hoje Amazonas Distribuidora de Energia S.A, sucessora de direitos e obrigações daquela, firmou os contratos com os Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIE's) EI Paso Rio Negro Energia Ltda e EI Paso Amazonas Energia Ltda em janeiro de 2005, para o suprimento de energia elétrica ao sistema elétrico de Manaus, que findaram em janeiro de 2008 e tinham como garantidora a Eletrobras. A primeira ação monitoria distribuída foi ajuizada pela EI Paso Rio Negro, cujo processo foi autuado sob o nº 39286-87.2009.4.01.3400, em face exclusivamente da garantidora Eletrobras, visa o pagamento de R\$ 76.498. Deste valor, o montante de R\$ 73.940 é referente às faturas emitidas e não pagas - glosadas em função dos processos administrativos, e, R\$ 2.557 decorrentes de atualizações devidas em face de pagamento extemporâneo de faturas anteriores, valores estes atualizados apenas para a data do ajuizamento da ação, no ano de 2009.

Em primeiro grau o magistrado julgou parcialmente procedente o pedido, sendo que atualmente o processo tramita perante o segundo grau de jurisdição (Tribunal Regional Federal), aguardando julgamento. O valor atualizado em 31 de dezembro de 2019 da causa é de R\$ 435.243 (R\$ 423.929 em 31 de dezembro de 2018).

Consolidado

Eletronorte

- Cobrança pelo CNEC de correção monetária e juros por atraso de pagamento

Ação Judicial de cobrança ajuizada pelo CNEC – Consórcio Nacional de Engenheiros Consultores S.A., objetivando o recebimento de correção monetária e juros por atraso de pagamentos de faturas, em virtude da correção monetária desproporcional ao valor real da moeda, pela supressão e utilização de índices divorciados da realidade contratual. A Eletronorte sustenta que as partes realizaram composição de todas suas pendências firmando "Contrato de Reconhecimento, Consolidação e Pagamento de Débitos

e outras avenças”, e que o direito reclamado se encontra prescrito e quitado. Em 31 de dezembro de 2019 o valor atualizado da causa é de R\$ 503.653, visto que os cálculos periciais apuraram o valor de R\$ 460.427 (R\$ 1.154.122 em 31 de dezembro de 2018).

CGTEE

- Cobrança das obrigações oriundas dos empréstimos - Banco KfW

Postula o Banco KfW a cobrança das obrigações oriundas dos empréstimos em desfavor da CGTEE, a qual figurava como avalista do referido empréstimo, considerando as amortizações vencidas (contabilizadas as multas contratuais), juros de empréstimo vencidos, juros de mora sobre amortizações vencidas e indenização por danos.

A etapa seguinte será a manifestação do KfW acerca do recurso. Esta ação tem valor de R\$ 366.612 em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 389.749 em 31 de dezembro de 2018), não provisionados.

Chesf

- Danos ambientais - Associação de Pescadores do Povoado Cabeço e Saramém

Ação civil pública proposta contra a Companhia pela Associação Comunitária do Povoado do Cabeço e Adjacências, no valor de R\$ 368.548, 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.

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, também tramitava ação civil pública proposta contra a 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 abril de 2008 foi proferida sentença reconhecendo a competência da Justiça Federal para processar e julgar o feito. Em fevereiro de 2009 as duas ações foram consideradas processualmente conexas e passaram a tramitar juntas. Os dois laudos periciais foram disponibilizados para a Chesf em dezembro de 2015.

O parecer dos assistentes técnicos da Chesf, que impugnou os laudos periciais, foi apresentado em ambos os processos judiciais em maio de 2016. Por sua vez, as alegações finais da Chesf foram protocolizadas em setembro de 2016, estando os processos, em dezembro de 2018, conclusos para sentença e tendo sido providenciada a migração do processo para o sistema PJe em 24 de janeiro de 2019. Em 21 de maio de 2019, após a digitalização, juízo determinou que o feito fosse novamente concluso para sentença.

A Chesf classificou o risco de perda desta ação como possível, no montante estimado de R\$ 715.673 (R\$ 715.673 em 31 de dezembro de 2018).

- Nulidade do acordo sindical

Ação civil pública proposta pelo Ministério Público Federal - MPF onde, em síntese, persegue a obtenção de decreto judicial que declare a inexistência do Aditivo ao Acordo de 1986, celebrado no ano de 1991, firmado entre a Chesf e os representantes do Polo Sindical dos Trabalhadores Rurais do Submédio São Francisco. O valor atribuído à causa foi de R\$1.000.000. Foi proferida sentença que declarou a nulidade do acordo de 1991, entre a Chesf e o Polo Sindical, que alterou a forma de cálculo da VMT para o equivalente a 2,5 salários mínimos; bem como para determinou o pagamento das diferenças apuradas, desde 1991, entre a verba efetivamente paga e o valor de 2,5 salários mínimos, monetariamente corrigidos e acrescidos de juros moratórios para cada família que recebeu ou ainda recebe a VMT, pelo respectivo período que tenha recebido e que pertençam à competência territorial desta Subseção Judiciária, ressalvados os casos dos reassentados que celebraram os termos de acordos extrajudiciais 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 novembro de 2016 ao relator Desembargador Federal.

Em dezembro de 2016 encontrava-se concluso para relatório e voto. Essa posição permanece inalterada até 31 de dezembro de 2019, com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a Chesf classificou o risco de perda desta ação como possível, no montante estimado de R\$ 1 bilhão (R\$ 1 bilhão em 31 de dezembro de 2018).

- Cobrança de supostos prejuízos aos consumidores finais

Trata-se de ação civil pública manejada pela Aneel com o intuito de cobrar da Chesf supostos prejuízos que os consumidores finais de energia elétrica teriam tido com os atrasos das obras referentes às chamadas Instalações de Geração Compartilhada – ICGs. Esse prejuízo remontaria a R\$ 1.471 milhões. A Chesf recebeu a citação, tendo apresentado contestação ao feito em dezembro de 2015. Apresentada réplica pela Aneel, o juiz indeferiu produção de provas requeridas pela Chesf. O MM. Juízo determinou a intimação do MPF para manifestação a qual foi realizada. A Chesf peticionou para suspensão do processo, face estratégia de levar o caso à CCAF/AGU. Em dezembro de 2017 o pedido de suspensão foi deferido, pelo prazo de 6 meses. Foi protocolado requerimento para a CCAF/AGU em março de 2018. Houve audiência de conciliação, na qual as partes não demonstraram interesse em conciliar. O processo encontrava-se concluso para sentença desde dezembro de 2018. Em setembro de 2019, foi proferida sentença por meio da qual a demanda foi julgada parcialmente procedente para condenar a Chesf ao ressarcimento dos valores pagos pela CCEE. O Juízo sentenciante consignou que teria havido culpa da União pelo atraso, de modo que a referida responsabilidade da Chesf estaria limitada ao percentual de sua culpa pelos atrasos, o que seria aferido por perícia em fase de liquidação de sentença. Em novembro de 2019, foi interposta apelação pela Aneel. No mesmo mês, foi determinada a migração do processo para o PJe, não tendo sido ainda iniciada a contagem de prazo para recurso da Chesf, em virtude da ausência de publicação da sentença. Essa posição, se mantém inalterada em 31 de dezembro de 2019.

Não há condições de se avaliar, no presente momento, qual seria o desfecho da causa, vez que essa é a primeira ação no país a tratar do tema. Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a Chesf classificou o risco de perda desta ação como possível, no montante estimado de R\$ 1.470.885 (R\$ 1.470.885 em 31 de dezembro de 2018).

30.2.2 - Tributárias

Em 31 de dezembro de 2019 a Companhia e suas controladas possuem ações judiciais tributárias com probabilidade de perda possível no montante de R\$ 12.131.337 (R\$ 11.339.924 em 31 de dezembro de 2018).

Eletrosul

- Aspectos tributários da lei 12.783/2013

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 Eletrosul e a União pactuaram, em dezembro de 2012, a prorrogação da vigência do contrato de concessão nº 057/2001, mediante definição acerca do pagamento a realizar para a Eletrosul quanto à indenização dos ativos não amortizados. Indenização essa advinda dos recursos da RGR, 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.

Em março de 2019, face ao mandado de segurança impetrado de forma preventa à ação declaratória, por maioria foi deferida a suspensão da exigibilidade do crédito tributário da questão indenizatória, emitindo tutela para esta, sendo motivada também pelo aspecto de risco adicional à Eletrosul quanto à continuidade regular dos serviços públicos prestados.

Consubstanciada em opinião jurídica externa, a qual atribui grau de risco possível à perda, inclusive em âmbito judicial. A importância atualizada, em 31 de dezembro de 2019, é estimada em R\$ 574.213 (R\$ 539.000 em 31 de dezembro de 2018).

Furnas

- Processo administrativo

Transferência do processo administrativo nº 16682.720517/2011-98 (R\$ 1.474.099 em 31 de dezembro de 2018) para a esfera judicial, após decisão administrativa final desfavorável. Com essa mudança, foi dada nova numeração passando para Processo nº 5033017-06.2019.4.02.5101 (R\$ 1.858.049 em 31 de dezembro de 2019), que teve seu valor acrescido em 20% a título de encargos, razão pela qual o montante provisionado na citada ação anulatória é superior ao do processo administrativo em referência;

- PIS/COFINS

Processo nº 16682.720516/2011-43 no valor de R\$ 1.438.031 (R\$ 1.391.882 em 31 de dezembro de 2018), 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;

- IRPJ e CSLL – Crédito tributário

Processo nº 0085231-98.2015.4.02.5101 no valor de R\$ 863.086 (R\$ 827.830 em 31 de dezembro de 2018), 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;

- Auto de infração – prejuízo fiscal

Processo nº 16682.722946/2015-23 no valor de R\$ 673.225 (R\$ 717.044 em 31 de dezembro de 2018), 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;

- IRPJ e CSLL – Processo administrativo

Processo nº 16682.722216/2017-94 no valor de R\$ 528.363 (R\$ 501.427 em 31 de dezembro de 2018), referente ao Processo Administrativo relativo ao lançamento de ofício de valores de IRPJ e CSLL, do período de 01/2012 a 12/2012, acrescidos de multas de estimativa e de ofício.

Chesf

- Indenização referente à Usina de Xingó - ICMS

Ação movida pelo Município de Canindé do São Francisco, requerendo a declaração do 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 de Sergipe proceda a inclusão no Valor Adicionado do ano base de 2013 do montante de R\$ 2.925.318, recalculando o IPM em razão do complexo hidroelétrico Usina 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\$100.000,00; 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 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 Chesf, 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 os ajustes contábeis e financeiros necessários à inclusão no Valor Adicionado do ano base de 2013 do montante de R\$ 2.925.318.050,00, recalculando o IPM e participação do rateio de ICMS, em razão do complexo hidroelétrico Usina 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 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. O pedido de ilegitimidade passiva da União foi acolhido. Foi proferido despacho requerendo às partes que procedessem com a especificação de provas. Em março de 2018 a Chesf havia peticionado, requerendo a produção de prova pericial contábil, a ser realizada por especialista em contabilidade do setor elétrico. Em abril de 2018, o Município Requereu a suspensão do feito. Em setembro de 2018, a União Federal peticiona manifestando interesse no feito, tendo sido o Município intimado a se manifestar sobre o ingresso da União em outubro de 2018. O juízo estadual determinou a suspensão do feito enquanto não sobreviesse decisão da Justiça Federal sobre a competência. Pedido acolhido e o processo foi encaminhado para a Justiça Federal. Em julho de 2019 sobreveio decisão da Justiça Federal determinando novamente a remessa dos autos para a Justiça Estadual. Dessa decisão foram interpostos agravos de instrumento pela Chesf e pela União em setembro de 2019, os quais, em 31 de dezembro de 2019, ainda se encontram pendentes de julgamento.

Com base na avaliação de seus consultores jurídicos, a Chesf classificou o risco de perda desta ação como possível, no montante estimado de R\$ 2.925.318 (R\$ 2.925.318 em 31 de dezembro de 2018).

30.2.3 - Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2019 a Companhia e suas controladas possuem ações judiciais trabalhistas de R\$ 5.900.822 (R\$ 5.145.030 em 31 de dezembro de 2018), sendo possível sua probabilidade de perda, onde não é realizada provisão.

Eletronuclear

- Sindicato dos Engenheiros do Estado do RJ – SENGE

A controvérsia principal cujo valor envolvido em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 527.931 (R\$ 473.462 em 31 de dezembro de 2018) 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\$ 359.671, 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 novembro de 2017 foi publicada decisão judicial para as partes se manifestarem em relação ao laudo pericial que respondeu os quesitos apresentados pela Eletronuclear. 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.

Em março de 2018 foi publicado, destinada à parte autora, para que oferte manifestação em relação a petição apresentada pela parte Ré.

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 Eletronuclear foi isentada de ofertar bens à penhora para ajuizar eventual defesa. Foram interpostos embargos de declaração pela Eletronuclear, sem decisão de julgamento publicada. Foi publicada decisão em julho de 2019 para a Eletronuclear pagar honorário do perito do Juízo, o que já foi realizado.

NOTA 31 – OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS

a) Descomissionamento

A Companhia reconhece obrigações para descomissionamento de usinas term nucleares de sua controlada Eletronuclear, 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 referentes à Angra 1, com validade da licença até 31 de dezembro de 2024 (em novembro de 2019, foi solicitado à CNEN a extensão de vida útil de Angra I de 40 para 60 anos) e referentes à Angra 2, com validade da licença até 31 de agosto de 2040.

É premissa fundamental para a formação desse passivo para 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.

O valor correspondente ao passivo de descomissionamento ajustado a valor presente em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 2.497.466 (R\$ 2.026.997 em 31 de dezembro de 2018).

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

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

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

b.2) Para armazenagem inicial dos elementos combustíveis, usados até o final da década de 2070, quando se estima ocorrer o término da vida útil de Angra 3 e, portanto, da própria Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto (CNAAA), a estimativa está representada pelo valor de R\$ 610.127, montante que será despendido para implantação da Instalação para Armazenamento dos Combustíveis Irradiados (UFC) e respectivo sistema de movimentação dos elementos combustíveis das usinas para essa instalação, cujo projeto encontra-se em andamento e cujo comissionamento deverá ocorrer até 2020.

O valor correspondente ao passivo para Rejeitos de Baixa e Média Atividade e Combustível Nuclear Usado ajustado a valor presente em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 636.913 (R\$ 593.131 em 31 de dezembro de 2018).

Nos termos do CPC 27 e ICPC 12, a Eletronuclear contabilizou o custo total estimado descontado a valor presente, com base em taxa que represente o custo de capital da Eletronuclear e registrado no Imobilizado, em contrapartida a obrigação para desmobilização de ativos. A taxa de desconto atual aprovada para as Empresas Eletrobras é de 5,86% ao ano.

O valor do ajuste a valor presente do descomissionamento, dos rejeitos de baixa e média atividade e combustível nuclear usado, reconhecido no resultado em outras despesas financeiras, em 31 de dezembro de 2019, é de R\$ 153.539 (R\$ 145.260 em 31 de dezembro de 2018).

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

Descomissionamento				
Usina	31/12/2019			31/12/2018
	Estimativa Total de Custo	Ajuste a Valor Presente	Estimativa a Valor Presente	Valor Presente
Angra 1	1.928.878	(369.677)	1.559.201	1.367.056
Angra 2	2.266.537	(1.328.272)	938.265	659.941
Total	4.195.415	(1.697.949)	2.497.466	2.026.997

Rejeitos de Baixa e Média Atividade e Combustível Nuclear usado				
Usina	31/12/2019			31/12/2018
	Estimativa Total de Custo	Ajuste a Valor Presente	Estimativa a Valor Presente	Valor Presente
Angra 1	248.137	(10.367)	237.770	221.426
Angra 2	416.545	(17.402)	399.143	371.705
Total	664.682	(27.769)	636.913	593.131

Total das Obrigações para Desmobilização de Ativos				
Usina	31/12/2019			31/12/2018
	Estimativa Total de Custo	Ajuste a Valor Presente	Estimativa a Valor Presente	Valor Presente
Angra 1	2.172.015	(380.044)	1.791.971	1.588.482
Angra 2	2.683.082	(1.345.674)	1.337.408	1.031.646
Total	4.855.097	(1.725.718)	3.129.379	2.620.128

NOTA 32 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

	CONTROLADORA e CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Aportes da União para Futuro Aumento de Capital	46.452	3.580.852
Aquisição de participação acionaria CEEE / CGTEE	3.401	262.210
UHE de Xingó	161	12.437
Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66	150	11.540
Linha de transmissão Banabuí - Fortaleza	57	4.426
Linha de transmissão no Estado da Bahia	25	1.947
	50.246	3.873.412

Em 30 de dezembro de 2019 houve um aumento de capital dos acionistas da Eletrobras (homologado em 17 de fevereiro de 2020) no montante de R\$ 7.751.940, mediante a emissão de 201.792.299 novas ações ordinárias, pelo preço unitário de R\$ 35,72 e de 14.504.511 novas ações preferenciais classe "B", pelo preço unitário de R\$ 37,50, sendo todas as novas ações escriturais e sem valor nominal, para subscrição privada pelos acionistas da Companhia. Deste montante, R\$ 4.148.795 pela capitalização do AFAC e R\$ 3.603.145 mediante aporte direto dos acionistas. Com a emissão das novas ações, correspondendo a 77,61% do aumento de capital, verificou-se o atingimento do montante mínimo a ser subscrito, sendo possível, portanto, a homologação parcial do aumento de capital.

Esta transação foi homologada na 177ª Assembleia Geral Extraordinária em 17 de fevereiro de 2020, no qual o capital social da Eletrobras passará a ser de R\$ 39.057.271 dividido em 1.288.842.596 ações ordinárias, 146.920 ações preferenciais classe "A" e 279.941.394 ações preferenciais classe "B".

NOTA 33 – CONTRATOS ONEROSOS

	CONSOLIDADO				Saldo em 31/12/2019
	Saldo em 31/12/2018	Constituições	Reversões	Baixas	
Geração					
Jirau	30.701	8.449	-	-	39.150
Funil (a)	248.520	-	(25.639)	-	222.881
Coaracy Nunes	101.738	3.542	(5.523)	-	99.757
UTE Santa Cruz (b)	159.832	-	(159.832)	-	-
	540.791	11.991	(190.994)	-	361.788
Transmissão					
LT Recife II - Suape II (c)	50.197	-	-	(50.197)	-
LT Camaçari IV - Sapeaçu (c)	124.104	-	-	(124.104)	-
LT Funil-Itapebi (c)	6.227	-	-	(6.227)	-
LT Eunápolis - T. Freitas (a)	4.059	-	-	-	4.059
	184.587	-	-	(180.528)	4.059
	725.378	11.991	(190.994)	(180.528)	365.847
Total do Passivo Circulante	9.436	-	(5.523)	-	3.913
Total do Passivo Não Circulante	715.942	11.991	(185.471)	(180.528)	361.934
TOTAL	725.378	11.991	(190.994)	(180.528)	365.847

	CONSOLIDADO			
	Saldo em 31/12/2017	Constituições	Reversões	Saldo em 31/12/2018
Geração				
Jirau	-	30.701	-	30.701
Funil	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	32.258	318.565	(190.991)	159.832
Outros	114.626	45.556	(160.182)	-
	1.894.640	657.626	(2.011.475)	540.791
Transmissão				
LT Recife II - Suape II	50.197	-	-	50.197
LT Camaçari IV - Sapeaçu	124.104	-	-	124.104
Outros	10.286	-	-	10.286
	184.587	-	-	184.587
	2.079.227	657.626	(2.011.475)	725.378
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	2.079.227	657.626	(2.011.475)	725.378

- (a) Do montante da provisão para contratos onerosos mantida em 31 de dezembro de 2019, R\$ 226.940 (R\$ 592.939 em 31 de dezembro de 2018) 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.
- (b) Em 2019 Furnas realizou uma reversão no montante de R\$ 159.832, pelo reconhecimento da realização da onerosidade do exercício da concessão do Contrato nº 004/2004 - UTE Santa Cruz, baseado nos testes de onerosidade realizados pela Controlada.
- (c) A controlada Chesf reconheceu no exercício uma baixa no montante de R\$ 180.528 em decorrência da caducidade declarada pelo Poder Concedente.

NOTA 34 – COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

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

34.1- Compra de energia

Empresas	2021	2022	2023	2024	2025	Após 2025
CGTEE	218.262	236.072	236.072	-	-	-
Amazonas GT	833.419	833.419	833.419	833.419	295.287	-
Chesf	268.747	214.148	214.148	213.531	213.531	1.966.158
Eletrosul	423.358	409.074	408.233	402.625	398.948	3.834.088
Furnas	844.080	834.995	712.080	705.240	699.361	2.499.753
Total	2.587.866	2.527.708	2.403.952	2.154.815	1.607.127	8.299.999

34.2- Fornecedores de combustíveis

Empresas	2021	2022	2023	2024	2025	Após 2025
CGTEE	89.496	89.946	89.946	89.946	-	-
Eletronuclear	11.356	72.329	167.177	-	67.935	10.397.397
Amazonas GT	2.926.104	2.926.104	2.926.104	2.926.104	2.926.104	8.778.312
Total	3.026.956	3.088.379	3.183.227	3.016.050	2.994.039	19.175.709

A controlada Eletronuclear que possui contratos assinados com as Indústrias Nucleares do Brasil S.A. - 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.

34.3- Venda de Energia

Empresas	2021	2022	2023	2024	2025	Após 2025
Amazonas GT	729.016	752.748	800.213	826.202	858.708	2.600.806
CGTEE	738.482	738.196	735.858	500.472	456.397	-
Chesf	783.354	729.683	729.683	729.635	729.635	6.331.603
Eletrosul	424.258	424.258	424.347	425.332	424.240	5.746.748
Eletronuclear	3.726.446	3.726.446	3.726.446	3.726.446	3.726.446	-
Furnas	2.255.060	2.275.957	2.283.272	2.286.696	2.285.863	32.546.675
Eletronorte	4.846	5.013	5.178	5.178	5.178	142.011
Total	8.661.462	8.652.301	8.704.997	8.499.961	8.486.467	47.367.843

34.4- Compromissos socioambientais

Empresas	2021	2022	2023	2024	2025	Após 2025
Eletronuclear	46.299	64.384	60.169	57.007	57.007	56.065
Eletronorte	940.313	9.731	7.203	7.203	7.203	3.050
Total	986.612	74.115	67.372	64.210	64.210	59.115

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.

34.5- Aquisição de Imobilizado e Intangível

Empresas	2021	2022	2023	2024	2025	Após 2025
Chesf	188.933	3.644	3.644	-	-	-
Eletro nuclear	266.618	415.664	625.366	371.410	292.315	36.480
Eletrosul	1.839	-	-	-	-	-
Total	457.390	419.308	629.010	371.410	292.315	36.480

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.

34.6- Aquisição de insumos

Empresas	2021	2022	2023	2024	2025
CGTEE	29.352	29.352	29.352	14.676	14.676

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

34.7- Compromissos – Empreendimentos controlados em conjunto

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

34.7.1 - Uso do bem público

Empresas	2021	2022	2023	2024	2025	Após 2025
SINOP	1.958	1.966	1.974	1.982	1.982	18.945

34.7.2 - Aporte de capital

A Companhia possui compromissos futuros firmados relativo à participação acionária em SPE, relativos a AFAC, conforme apresentado abaixo:

Empresas	2021	2022	2023	2024	2025
Teles Pires	84.028	83.000	79.312	-	-
ESBR	50.301	42.685	40.093	18.420	14.714
Brasil Ventos	9.700	10.100	10.500	-	-
Vale São Bartolomeu	959	629	-	-	-
Total	144.988	136.414	129.905	18.420	14.714

NOTA 35 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Circulante				
Provisão de férias	15.812	39.565	287.292	328.170
Processos de desligamento	636	4.277	158.218	226.952
Folha de Pagamento	62.974	20.888	240.343	260.276
Encargos sobre férias	10.092	5.804	148.861	150.011
Provisão 13º salário	21.925	11.884	22.839	16.338
Participações nos Lucros/Resultados	28.265	29.609	409.412	289.930
Encargos sobre 13º salário	165	89	37.668	39.322
Contribuição Previdenciária	7.237	44.229	12.475	54.009
Outros	-	7.738	14.149	30.977
	147.106	164.083	1.331.257	1.395.985
Não circulante				
Processos de desligamento	-	-	242.259	400.868
	-	-	242.259	400.868
TOTAL	147.106	164.083	1.573.516	1.796.853

NOTA 36 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O Capital Social da Companhia, em 31 de dezembro de 2019, é de R\$ 31.305.331 (R\$ 31.305.331 em 31 de dezembro de 2018) 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 distribuído, por principais acionistas e pelas espécies de ações, em 31 de dezembro de 2019, conforme a seguir:

ACIONISTA	31/12/2019							
	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS				CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	Série A	%	Série B	%	QUANTIDADE	%
União	554.394.671	51,00	-	-	411	0,00	554.395.082	40,99
BNDSPAR	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	54.400.000	5,00	-	-	-	-	54.400.000	4,02
Fundo Nacional de Desenvolvimento (CEF)	45.621.589	4,20	-	-	-	-	45.621.589	3,37
American Depositary Receipts – ADR's	27.121.748	2,49	-	-	8.030.814	3,03	35.152.562	2,60
Fundo Garantidor da Habitação Popular (CEF)	1.000.000	0,09	-	-	-	-	1.000.000	0,07
Fundos 3G Radar	73.204	0,01	-	-	20.564.000	7,75	20.637.204	1,53
Outros	188.135.870	17,31	146.920	100,00	199.887.885	75,31	388.170.675	28,70
	1.087.050.297	100,00	146.920	100,00	265.436.883	100,00	1.352.634.100	100,00

Do total das 493.926.737 ações em poder dos minoritários, 244.690.962, ou seja, 49,54% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 134.668.660 de ordinárias, 28 de preferenciais da classe "A" e 110.022.274 de preferenciais da classe "B".

Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 27.121.748 ações ordinárias e 8.030.814 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).

Em 30 de dezembro de 2019 houve um adiantamento para futuro aumento de capital dos acionistas da Eletrobras (homologado na 177ª AGE em fevereiro de 2020) no montante de R\$ 7.751.940. O capital social da Eletrobras passará a ser de R\$ 39.057.271 dividido em 1.288.842.596 ações ordinárias, 146.920 ações preferenciais classe "A" e 279.941.394 ações preferenciais classe "B", maiores detalhes na nota 32. Com esse aumento o capital social será distribuído da seguinte forma:

ACIONISTA	31/12/2019							
	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS				CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	Série A	%	Série B	%	QUANTIDADE	%
União	667.888.884	51,82	-	-	494	0,00	667.889.378	42,57
BNDSPAR	141.757.951	11,00	-	-	18.691.102	6,68	160.449.053	10,23
BNDES	74.545.264	5,78	-	-	18.262.671	6,52	92.807.935	5,91
Banco Clássico	65.536.875	5,08	-	-	-	-	65.536.875	4,18
Fundo Nacional de Desenvolvimento (CEF)	45.621.589	3,54	-	-	-	-	45.621.589	2,91
American Depositary Receipts – ADR's	25.158.848	1,95	-	-	7.120.619	2,54	32.279.467	2,06
Fundo Garantidor da Habitação Popular (CEF)	1.000.000	0,08	-	-	-	-	1.000.000	0,06
Fundos 3G Radar	3.300.129	0,26	-	-	22.773.900	8,14	26.074.029	1,66
Outros	264.033.056	20,49	146.920	100,00	213.092.608	76,12	477.272.584	30,42
	1.288.842.596	100,00	146.920	100,00	279.941.394	100,00	1.568.930.910	100,00

36.1. Reserva de Capital

Essa reserva representa o excedente de capital acumulado da empresa. Os montantes destinados a esse objetivo são permanentemente investidos e não podem ser usados para pagar dividendos.

36.2 Reservas de lucros

36.2.1 - Reserva legal

Constituída mediante a apropriação de 5% do lucro líquido do exercício, em conformidade com a Lei 6.404/1976.

36.2.2 - Reserva de Retenção de Lucros

Conforme a Lei 6.404/1976, a Assembleia Geral poderá, por proposta dos órgãos da administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.

36.2.3 - Reservas Estatutárias

A Assembleia Geral destinará, além da reserva legal, calculados sobre os lucros líquidos do exercício: I - 1% a título de reserva para estudos e projetos; e II - 50%, a título de reserva para investimentos.

36.2.4 - Reserva Especial de Dividendos

A Companhia constituiu, em 31 de dezembro de 2018, R\$ 2.291.889 em reserva especial de dividendos, com base no artigo 202, parágrafos 4º e 5º, Lei 6.404/1976.

36.3 Remuneração aos acionistas

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:

Destinação do Lucro Líquido		
	2019	2018
Saldo para Destinação do exercício	10.697.124	13.262.378
(-) Reserva Legal (5% do Lucro Líquido)	(534.856)	(663.119)
(+) Realização da reserva de reavaliação	-	22.434
(+) Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	-	362
(+) Ajuste IFRS 9/15	(157.205)	2.525.081
(+) Ajuste de investidas	-	5.721
(-) Dividendos Obrigatórios	(2.540.567)	(3.155.514)
Subtotal a distribuir	7.464.496	11.997.342
(-) Constituição de reserva Estatutária para investimentos (50% do LL)	(5.348.562)	(6.631.189)
(-) Constituição de reserva Estatutária de estudos e projetos (1% do LL)	(106.971)	(132.624)
(-) Constituição de reserva de Retenção de Lucros (art. 196, LSA)	(2.008.963)	(5.233.529)
(=) Saldo a Distribuir do exercício	-	-

NOTA 37 – RESULTADO POR AÇÃO

(a) Básico

O resultado básico por ação é calculado mediante a divisão entre o lucro atribuível aos acionistas da Companhia e sua quantidade de ações emitidas, excluindo aquelas compradas pela Companhia e mantidas como ações em tesouraria. As ações preferenciais possuem direito assegurado (por ação) de superioridade de pelo menos 10% na distribuição de Dividendos e/ou Juros Sobre Capital Próprio (JCP) quanto às ações ordinárias.

31/12/2019				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações - Operação Continuada	5.842.099	869	1.569.182	7.412.149
Lucro atribuível a cada classe de ações - Operação Descontinuada	2.589.148	385	695.442	3.284.975
Lucro do Exercício	8.431.247	1.253	2.264.624	10.697.124
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	
Média ponderada da quantidade de ações	1.087.050	147	265.437	
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	
Resultado por ação básico da operação continuada (R\$)	5,37	5,91	5,91	
Resultado por ação básico da operação descontinuada (R\$)	2,38	2,62	2,62	
Resultado por ação básico líquido	7,76	8,53	8,53	

31/12/2018				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações - Operação Continuada	10.438.185	1.552	2.803.686	13.243.423
Prejuízo atribuível a cada classe de ações - Operação Descontinuada	14.940	2	4.013	18.955
Lucro do Exercício	10.453.125	1.554	2.807.699	13.262.378
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	
Média ponderada da quantidade de ações	1.087.050	147	265.437	
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	
Resultado por ação básico da operação continuada (R\$)	9,60	10,56	10,56	
Resultado por ação básico da operação descontinuada (R\$)	0,01	0,02	0,02	
Resultado por ação básico líquido (R\$)	9,62	10,58	10,58	

(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, o único efeito diluidor encontrado foi referente à conversão do empréstimo compulsório. Os valores presumidos provenientes desses instrumentos devem ser considerados como tendo sido recebidos da emissão de ações ao preço médio de mercado das ações durante o exercício. Em 31 de dezembro de 2019, com base no saldo passivo referente ao empréstimo compulsório e adiantamento para futuro aumento de capital, foi simulada a diluição com incremento de 10.748.159 ações preferenciais B no lucro por ação, conforme apresentado abaixo.

31/12/2019					
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B Convertidas	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações - Operação Continuada	5.938.162	745	54.473	1.418.770	7.412.149
Lucro atribuível a cada classe de ações - Operação Descontinuada	2.631.722	330	24.142	628.782	3.284.975
Lucro do Exercício	8.569.884	1.075	78.614	2.047.552	10.697.124
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas	Preferencial B	
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.288.843	147	10.748	279.941	
% de ações em relação ao total	81,59%	0,01%	0,68%	17,72%	
Resultado por ação diluído da operação continuada (R\$)	4,61	5,07	5,07	5,07	
Resultado por ação diluído da operação descontinuada (R\$)	2,04	2,25	2,25	2,25	
Resultado por ação diluído (R\$)	6,65	7,31	7,31	7,31	

31/12/2018					
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B Convertidas	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações - Operação Continuada	10.339.158	1.537	125.641	2.777.087	13.243.423
Prejuízo atribuível a cada classe de ações - Operação Descontinuada	14.798	2	180	3.975	18.955
Prejuízo do Exercício	10.353.956	1.539	125.821	2.781.062	13.262.378
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas	Preferencial B	
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	12.009	265.437	
% de ações em relação ao total	79,42%	0,01%	1,17%	19,39%	
Resultado por ação diluído da operação continuada (R\$)	9,51	10,46	10,46	10,46	
Resultado por ação diluído da operação descontinuada (R\$)	0,01	0,01	0,01	0,01	
Resultado por ação diluído (R\$)	9,52	10,48	10,48	10,48	

A Companhia reapresentou a divulgação do resultado por ação de 2018 para dar efeito ao método de cada classe, considerando que as ações preferenciais classes A & B possuem o direito de receber dividendos pelo menos 10% superior ao atribuído a cada ação ordinária no respectivo exercício fiscal.

NOTA 38 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
RECEITAS OPERACIONAIS				
Geração				
Suprimento	79.139	258.312	15.870.784	13.268.869
Fornecimento	-	-	2.282.200	2.319.857
CCEE	-	-	1.353.218	1.296.526
Receita de operação e manutenção	-	-	3.549.019	2.708.451
Receita de construção de usinas	-	-	49.353	34.295
Repasse Itaipu	269.432	511.079	269.432	511.079
	<u>348.571</u>	<u>769.391</u>	<u>23.374.006</u>	<u>20.139.077</u>
Transmissão				
Receita de operação e manutenção	-	-	4.156.349	4.083.956
Receita de construção	-	-	521.348	678.408
Receita contratual - Transmissão	-	-	793.239	643.208
Retorno de investimento - RBSE	-	-	4.072.993	4.462.260
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>9.543.929</u>	<u>9.867.832</u>
Outras receitas	<u>90.469</u>	<u>75.717</u>	<u>768.764</u>	<u>869.183</u>
	<u>439.040</u>	<u>845.108</u>	<u>33.686.699</u>	<u>30.876.092</u>
(-) Deduções à Receita Operacional				
(-) ICMS	-	-	(926.475)	(431.850)
(-) PASEP e COFINS	(72.515)	(176.280)	(3.253.511)	(3.079.004)
(-) Encargos setoriais	-	-	(1.771.906)	(1.583.049)
(-) Outras Deduções (inclusive ISS)	-	-	(9.280)	(9.884)
	<u>(72.515)</u>	<u>(176.280)</u>	<u>(5.961.172)</u>	<u>(5.103.787)</u>
Receita operacional líquida	<u>366.525</u>	<u>668.828</u>	<u>27.725.527</u>	<u>25.772.305</u>

NOTA 39 – CUSTOS OPERACIONAIS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Suprimento	-	(121)	(1.670.691)	(682.892)
Comercialização na CCEE	(61.391)	(850)	(466.806)	(637.313)
Outros	(5.628)	(225.908)	(24.821)	(239.328)
Energia comprada para revenda	(67.019)	(226.879)	(2.162.318)	(1.559.533)
Encargos sobre uso da rede elétrica	-	-	(1.593.223)	(1.482.125)
Combustível para produção de energia elétrica	-	-	(2.107.161)	(1.184.948)
Construção	-	-	(915.117)	(1.310.457)
	<u>(67.019)</u>	<u>(226.879)</u>	<u>(6.777.819)</u>	<u>(5.537.063)</u>

Suprimento - Montantes decorrentes da venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL), maiores detalhes e principais variações do exercício na nota 8.

Combustível para produção de energia elétrica – Montantes referem-se principalmente a compra de derivados de petróleo para produção de energia elétrica e os custos incorridos pela controlada Amazonas GT com os Produtores Independentes – PIES, montantes estes que passaram a ser reconhecidos no exercício de 2019 após a alienação da Amazonas Distribuidora.

NOTA 40 – DESPESAS OPERACIONAIS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Pessoal	(468.882)	(444.636)	(5.827.606)	(5.385.351)
Material	(1.856)	(1.663)	(279.773)	(261.768)
Serviços	(331.722)	(300.675)	(2.170.908)	(2.157.242)
Pessoal, Material e Serviços (a)	(802.460)	(746.974)	(8.278.287)	(7.804.361)
Depreciação e Amortização	(13.386)	(4.401)	(1.807.429)	(1.701.989)
Doações e contribuições	(117.058)	(114.169)	(156.166)	(137.802)
Provisões/Reversões operacionais (b)	(752.160)	4.073.549	(2.005.808)	6.495.463
Outras	(112.233)	(165.967)	(1.415.834)	(1.166.254)
	(1.797.297)	3.042.038	(13.663.524)	(4.314.943)

(a) Pessoal, Material e Serviços

A despesa referente ao Plano de Demissão Consensual (PDC) em 2019 totalizou R\$ 566.551 (R\$ 370.139 para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018). O número total de inscritos foi de 1.842, destes, 1.727 foram desligados até o fim do ano de 2019, o restante está previsto para ser efetuado durante o exercício de 2020.

(b) Provisões/Reversões Operacionais

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Garantias	101.274	(37.783)	101.274	(37.783)
Contingências	(609.124)	(931.834)	(1.757.494)	(1.819.710)
PECLD - Consumidores e revendedores	-	-	(267.938)	(160.116)
PECLD - Financiamentos e empréstimos	(356.202)	81.388	(356.202)	81.388
Passivo a descoberto em controladas	219.379	5.238.406	-	-
Contratos onerosos	-	-	179.003	1.353.849
Provisão/(Reversão) para perdas em investimentos	6.753	(40.204)	334.100	340.361
Provisão para perdas em investimentos classificados como mantidos para venda	-	(276.479)	-	(553.607)
Impairment de ativos de longo prazo	-	469	121.581	6.546.048
Provisão ANEEL - CCC	-	-	53.063	-
TFRH	-	-	-	1.183.583
Outras	(114.240)	39.586	(413.195)	(438.550)
	(752.160)	4.073.549	(2.005.808)	6.495.463

NOTA 41 – RESULTADO FINANCEIRO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
RECEITAS FINANCEIRAS				
Receitas de juros, comissões e taxas	2.121.894	3.672.441	876.212	2.642.607
Receita de aplicações financeiras	434.807	437.178	763.016	686.179
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	2.306	6.826	252.112	248.407
Atualizações monetárias ativas	1.310.401	867.818	1.205.941	699.871
Variações cambiais ativas	2.608.820	4.235.847	2.662.259	4.150.664
Ajuste de mensuração - RBSE	-	-	367.760	-
Ganhos com derivativos	-	-	-	20.366
Outras receitas financeiras	343.069	190.977	532.054	623.725
	6.821.297	9.411.087	6.659.354	9.071.819
DESPESAS FINANCEIRAS				
Encargos de dívidas	(2.040.736)	(1.532.979)	(3.247.747)	(2.680.884)
Encargos de arrendamento mercantil	(6.230)	-	(340.819)	(308.770)
Encargos sobre recursos de acionistas	(230.850)	(233.971)	(271.130)	(270.533)
Atualizações monetárias passivas	(604.613)	(658.718)	(788.982)	(800.789)
Variações cambiais passivas	(2.506.625)	(4.195.897)	(2.627.251)	(4.364.256)
Ajuste de mensuração - RBSE	-	-	-	(921.212)
Perdas com derivativos	-	-	(56.613)	(63.378)
Outras despesas financeiras	(1.008.846)	(645.944)	(1.407.838)	(1.036.628)
	(6.397.900)	(7.267.509)	(8.740.380)	(10.446.450)
RESULTADO FINANCEIRO	423.397	2.143.578	(2.081.026)	(1.374.631)

NOTA 42 - COMBINAÇÃO DE NEGÓCIOS

TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.

Em 31 de outubro de 2019, a controlada Chesf adquiriu o controle sobre a SPE TDG, mediante a diluição, de forma definitiva, da participação acionária do Sócio Future ATP Serviços de Engenharia Consultiva Ltda, decorrente da capitalização dos AFACs realizados pela Chesf, no valor de R\$ 101.000, passando a Companhia a ter participação acionária de 72,31%.

Na mesma data, a Chesf adquiriu a participação acionária da Future ATP Serviços de Engenharia Consultiva Ltda, mediante o pagamento de R\$ 34.000, tornando assim a TDG em sua subsidiária integral.

➤ Determinação do valor justo da contraprestação

Demonstramos abaixo quadro comparativo entre o valor justo e o valor contábil do Balanço Patrimonial da referida SPE, em 31 de outubro de 2019, bem como o valor decorrente da compra vantajosa:

Balanço patrimonial da TDG em 31/10/2019		
	Valor contábil	Valor justo
Ativo	442.312	442.312
Passivo	291.950	291.950
Patrimônio Líquido	150.362	150.362

	Valor Contábil	Valor Justo
Valor investimento Chesf (72,31%)	108.727	108.727
Valor investimento ATP (27,69%)	41.635	41.635
Total	150.362	150.362

A combinação de negócios gerou ativo de concessão de R\$ 41.635, registrado no subgrupo investimentos. O ativo de concessão representa a diferença entre o valor do negócio e o valor justo dos ativos identificáveis deduzido do valor justo dos passivos assumidos, onde serão amortizados pelo prazo da concessão.

Valor Contábil da Participação Adquirida	
Valor justo da participação adquirida	41.635
Valor pago pela Chesf para aquisição dos 27,69% da SPE	(34.000)
Ganho proviente de compra vantajosa	7.635

NOTA 43 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

43.1. - 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 exposição líquida dividida pelo capital total. A exposição líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos, financiamentos e debêntures de curto e longo prazos, notas 22 e 23, subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários (sem considerar o caixa/TVM restrito), notas 6 e 7. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a exposição líquida.

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Total dos empréstimos, financiamentos e debêntures	47.899.641	54.372.798
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(335.307)	(583.352)
(-) Títulos e Valores Mobiliários	(10.742.766)	(6.701.937)
Exposição líquida	36.821.568	47.087.509
(+) Total do Patrimônio Líquido	71.394.146	55.758.948
Total do Capital	108.215.714	102.846.457
Índice de Alavancagem Financeira	34%	46%

43.2. - 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:

	Nível	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
ATIVOS FINANCEIROS					
Custo amortizado		30.458.710	31.252.654	28.615.140	28.349.514
Empréstimos e financiamentos		23.403.194	28.775.779	14.276.816	13.874.941
Direitos de Ressarcimento		5.382.834	-	5.464.005	6.256.311
Ativo Financeiro - Geração		-	-	2.070.912	2.033.078
Ativo Financeiro - Itaipu		1.202.493	1.803.717	1.202.493	1.803.717
Clientes		468.429	379.649	5.566.684	4.087.634
Títulos e Valores Mobiliários		1.760	293.509	34.230	293.833
Valor justo por meio do resultado		7.178.318	4.083.837	45.623.772	43.640.027
Títulos e Valores Mobiliários	2	7.159.978	4.034.242	10.708.536	6.408.104
RBSE	3	-	-	34.288.071	36.277.549
Caixa e equivalentes de caixa	2	18.202	47.400	335.307	583.352
Instrumentos Financeiros Derivativos	2	138	2.195	291.858	371.022
Valor justo por meio de outros resultados abrangentes		1.970.479	1.388.460	2.056.990	1.447.150
Investimentos (Participações Societárias)	1	1.970.479	1.388.460	2.056.990	1.447.150
PASSIVOS FINANCEIROS					
Custo amortizado		35.672.889	29.454.685	54.090.209	60.513.440
Empréstimos e financiamentos		28.274.273	27.634.848	41.940.363	54.372.798
Debêntures		5.044.228	-	5.959.278	468.228
Obrigações de ressarcimento		1.796.753	1.250.619	1.796.753	1.250.619
Fornecedores		494.133	569.218	3.113.612	3.377.105
Arrendamento mercantil		63.502	-	1.207.189	976.115
Concessões a Pagar UBP		-	-	73.014	68.575
Valor justo por meio do resultado		683	928	5.683	26.421
Instrumentos Financeiros Derivativos	2	683	928	5.683	26.421

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 estão disponíveis 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; e
- 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.

A Companhia classificou o ativo financeiro – Itaipu e o ativo de Transmissão (RBSE) como valor justo por meio do resultado. Como os fatores relevantes para a avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. Os ganhos no resultado do exercício foram de R\$ 269.432 (R\$ 511.079 em 31 de dezembro de 2018) e R\$ 4.440.753 (R\$ 3.665.701 em 31 de dezembro de 2018), respectivamente. As principais premissas utilizadas estão divulgadas nas notas 17 e 5, respectivamente.

43.3. - 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.

As análises de sensibilidade abaixo 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.

Os principais riscos financeiros identificados no processo de gerenciamento de riscos são:

43.3.1. - Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade de a 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 exposição entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte americano.

A Companhia possui uma Política de *Hedge* Financeiro cujo objetivo 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.

A referida política, portanto, visa que os resultados da Companhia reflitam fielmente o seu real desempenho operacional e que o seu fluxo de caixa projetado apresente menor volatilidade.

Considerando as diferentes formas de se realizar o *hedge* dos descasamentos apresentados pela Companhia, a Política elenca uma escala de prioridades, priorizando a solução estrutural, e, apenas para os casos residuais, adoção de operações com instrumentos financeiros derivativos.

As operações com derivativos financeiros, quando realizadas, 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 as taxas de câmbio, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para o exercício de 31 de dezembro de 2019 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e *Economic Outlook 86*, publicado pela OCDE (Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico).

- Risco de apreciação/depreciação das taxas de câmbio

		Saldo em 31/12/2019		CONTROLADORA				
		Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2019 ¹	Efeito no resultado - receita (despesa)			
				Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹	Cenário II (-25%) ¹	Cenário III (-50%) ¹	
	Empréstimos obtidos	1.986.426	8.005.495	59.791	(1.926.635)	(3.913.061)	2.046.217	4.032.643
USD	Empréstimos concedidos	1.522.713	6.137.598	(46.747)	1.475.965	2.998.678	(1.569.460)	(3.092.173)
	Ativo financeiro - Itaipu	451.654	1.820.481	(13.866)	437.788	889.442	(465.520)	(917.173)
	Impacto no resultado - USD	3.960.793	15.963.574	(822)	(12.882)	(24.941)	11.237	23.297
	Empréstimos obtidos	51.966	235.354	(9.926)	(71.245)	(132.565)	51.394	112.714
EURO	Empréstimos concedidos	51.945	235.335	9.844	71.138	132.433	(51.451)	(112.746)
	Impacto no resultado - EURO	103.911	470.689	(83)	(107)	(133)	(57)	(32)
	Empréstimos concedidos	3.122.073	115.985	8.898	40.119	71.339	(22.323)	(53.544)
IENE	Impacto no resultado - IENE	3.122.073	115.985	8.898	40.119	71.339	(22.323)	(53.544)
Impacto no resultado em caso de apreciação das taxas de câmbio				7.993	27.129	46.266		
Impacto no resultado em caso de depreciação das taxas de câmbio							(11.143)	(30.278)

CONSOLIDADO

	Saldo em 31/12/2019		Efeito no resultado - receita (despesa)				
	Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2019 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹	Cenário II (-25%) ¹	Cenário III (-50%) ¹
Empréstimos obtidos	2.077.144	8.371.098	62.522	(2.014.622)	(4.091.766)	2.139.666	4.216.810
USD Empréstimos concedidos	1.450.154	5.845.135	(44.520)	1.405.634	2.855.788	(1.494.674)	(2.944.827)
Ativo financeiro - Itaipu	451.654	1.820.481	(13.866)	437.788	889.442	(465.520)	(917.173)
Impacto no resultado - USD	3.978.952	16.036.714	4.136	(171.200)	(346.536)	179.472	354.810
EURO Empréstimos obtidos	51.966	235.353	(9.925)	(71.245)	(132.565)	51.394	112.714
Impacto no resultado - EURO	51.966	235.353	(9.925)	(71.245)	(132.565)	51.394	112.714
Impacto no resultado em caso de apreciação das taxas de câmbio			(5.789)	(242.445)	(479.101)		
Impacto no resultado em caso de depreciação das taxas de câmbio						230.866	467.524
(¹) Premissas adotadas:		31/12/2019	Provável	+25%	+50%	-25%	-50%
USD		4,03	4,00	5,00	6,00	3,00	2,00
EURO		4,51	4,72	5,90	7,08	3,54	2,36
IENE		0,04	0,04	0,05	0,06	0,03	0,02

43.3.2. - 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

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 2019 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e *Economic Outlook 86*, publicado pela OCDE.

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 no item (a.1) desta nota.

(a.1) *LIBOR*

Risco de apreciação das taxas de juros

	CONTROLADORA				
	Saldo da dívida/Valor Nocial em 31/12/2019		Efeito no resultado - receita (despesa)		
	Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2019 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
LIBOR Empréstimos obtidos	107.574	433.525	1.702	2.127	2.552
Derivativo	169	683	(3)	(3)	(4)
Total	107.744	434.208	1.699	2.124	2.548

CONSOLIDADO

		Saldo da dívida/Valor Ncional em 31/12/2019		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2019 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
LIBOR	Empréstimos obtidos	198.295	799.128	3.137	3.921	4.705
	Derivativo	169	683	(3)	(3)	(4)
	Total	198.464	799.811	3.134	3.918	4.701
(1) Premissas adotadas:		<u>31/12/2019</u>	<u>Provável</u>	<u>25%</u>	<u>50%</u>	
	USD	4,03	4,00	5,00	6,00	
	LIBOR	1,91%	1,57%	1,96%	2,36%	

(a.2) Indexadores nacionais

Risco de apreciação/depreciação das taxas de juros

CONTROLADORA

		Saldo em 31/12/2019	Efeito no resultado - receita (despesa)				
			Cenário I - Provável 2019 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹	Cenário II (-25%) ¹	Cenário III (-50%) ¹
CDI	Empréstimos obtidos	4.033.270	(177.061)	-	(265.591)	(132.795)	(88.530)
	Debêntures emitidas	4.328.749	190.032	237.540	285.048	(142.524)	(95.016)
	Impacto no resultado - CDI	8.362.019	12.971	237.540	19.457	(275.319)	(183.546)
SELIC	Empréstimos obtidos	11.687.266	(430.091)	(657.409)	(788.890)	(394.445)	(262.963)
	Impacto no resultado - IPCA	11.687.266	(430.091)	(657.409)	(788.890)	(394.445)	(262.963)
IGPM	Empréstimos concedidos	239.095	11.190	13.987	16.784	8.392	5.595
	Passivo de arrendamento	7.574	(354)	(443)	(532)	266	177
	Impacto no resultado - IGPM	246.669	10.836	13.544	16.252	8.658	5.772
IPCA	Empréstimos concedidos	3.502.135	128.879	161.098	193.318	96.659	64.439
	Debêntures emitidas	715.479	26.330	32.912	39.494	19.747	13.165
	Impacto no resultado - IPCA	4.217.614	155.209	194.010	232.812	116.406	77.604
	Impacto no resultado - apreciação dos índices		(251.075)	(212.315)	(520.369)		
	Impacto no resultado - depreciação dos índices					(150.255)	(100.170)

CONSOLIDADO

		Saldo em 31/12/2019	Efeito no resultado - receita (despesa)				
			Cenário I - Provável 2019 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹	Cenário II (-25%) ¹	Cenário III (-50%) ¹
CDI	Empréstimos obtidos	8.698.416	(381.860)	(477.326)	(572.791)	(286.395)	(190.930)
	Debêntures emitidas	4.779.292	(209.811)	(262.264)	(314.716)	(157.358)	(104.905)
	Impacto no resultado - CDI	13.477.708	(591.671)	(739.590)	(887.507)	(443.753)	(295.835)
SELIC	Empréstimos obtidos	8.594.909	(386.771)	(483.464)	(580.156)	(290.078)	(193.385)
	Impacto no resultado - IPCA	8.594.909	(386.771)	(483.464)	(580.156)	(290.078)	(193.385)
TJLP	Empréstimos obtidos	6.232.878	(333.459)	(416.824)	(500.188)	(250.094)	(166.729)
	Debêntures emitidas	197.711	10.578	13.222	15.866	7.933	5.289
	Impacto no resultado - TJLP	6.430.589	(322.881)	(403.602)	(484.322)	(242.161)	(161.440)
IGPM	Passivo de arrendamento	1.207.189	(56.496)	(70.621)	(84.745)	42.372	28.248
	Empréstimos concedidos	239.095	11.190	13.987	16.784	8.392	5.595
	Impacto no resultado - IGPM	1.446.284	(45.306)	(56.634)	(67.961)	50.764	33.843
IPCA	Empréstimos obtidos	73.481	(2.704)	(3.380)	(4.056)	(2.028)	(1.352)
	Empréstimos concedidos	146.824	5.403	6.754	8.105	4.052	2.702
	Debêntures emitidas	982.275	(36.148)	(45.185)	(54.222)	(27.111)	(18.074)
	Impacto no resultado - IPCA	1.202.580	(33.449)	(41.811)	(50.173)	(25.087)	(16.724)
	Impacto no resultado - apreciação dos índices		(1.380.078)	(1.725.101)	(2.070.119)		
	Impacto no resultado - depreciação dos índices					(950.315)	(633.541)
(1) Premissas adotadas:		<u>31/12/2019</u>	<u>Provável</u>	<u>+25%</u>	<u>+50%</u>	<u>-25%</u>	<u>-50%</u>
	CDI	4,40%	4,39%	5,49%	6,59%	3,29%	2,20%
	SELIC	4,50%	4,50%	5,63%	6,75%	3,38%	2,25%
	IPCA	4,20%	3,68%	4,60%	5,52%	2,76%	1,84%
	TJLP	5,57%	5,35%	6,69%	8,03%	4,01%	2,68%
	IGPM	7,30%	4,68%	5,85%	7,02%	3,51%	2,34%

43.3.3. - 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 Eletrobras, 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.

Em relação aos recebíveis de empréstimos concedidos (nota 9), exceto pelas operações financeiras 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 26% do saldo em aberto.

As disponibilidades excedentes de caixa são aplicadas em fundo extra mercado, 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 obrigação a realização de aplicações das suas disponibilidades financeiras somente com a Caixa Econômica Federal e com o Banco do Brasil S.A., seguindo a resolução nº 3.284 do Banco Central do Brasil. Esses bancos possuem baixo risco, e com seus *ratings* revisados por agências de classificações de risco de crédito.

A Companhia possui a 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.

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 e controladas. A exposição máxima da Companhia corresponde ao valor máximo que a Companhia terá de pagar caso a garantia seja executada e consta na nota 22.3.

43.3.4. - Risco de liquidez

As necessidades de liquidez da Companhia e suas controladas são de responsabilidade das áreas financeira 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 das Empresas 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 as Empresas Eletrobras devem quitar as respectivas obrigações e inclui os respectivos juros contratuais relacionados, quando aplicável.

CONTROLADORA					
31/12/2019					
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	9.151.904	15.816.946	7.174.368	8.238.005	40.381.223
Empréstimos e financiamentos	6.544.528	15.532.125	5.556.310	3.975.859	31.608.822
Debêntures	308.916	273.533	1.584.968	4.250.597	6.418.014
Obrigações de Ressarcimento	1.796.753	-	-	-	1.796.753
Fornecedores	494.133	-	-	-	494.133
Arrendamento mercantil	7.574	11.288	33.090	11.549	63.501

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

CONSOLIDADO					
31/12/2019					
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	15.412.375	19.696.974	11.600.831	15.876.498	62.586.679
Empréstimos e financiamentos	9.783.672	18.982.813	8.864.393	11.309.125	48.940.003
Fornecedores	3.092.676	20.936	-	-	3.113.612
Obrigações de Ressarcimento	1.796.753	-	-	-	1.796.753
Arrendamento mercantil	242.055	219.635	643.834	224.708	1.330.232
Debêntures	492.623	469.382	2.080.612	4.290.447	7.333.064
Concessões a Pagar UBP	4.596	4.208	11.992	52.218	73.014

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

43.4. – Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros derivativos

A análise a seguir estima o valor potencial dos instrumentos em cenários hipotéticos de *stress* dos principais fatores de risco de mercado que impactam os instrumentos financeiros derivativos.

- Provável: O cenário provável foi definido como o valor justo dos derivativos em 31 de dezembro de 2019;
- Cenário I e II: Estimativa do valor justo considerando uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, nas variáveis de risco associadas; e
- Cenário III e IV: Estimativa do valor justo considerando uma apreciação de 25% e 50%, respectivamente, nas variáveis de risco associadas.

Derivativo embutido	Provável	Cenário I	Cenário II	Cenário III	Cenário IV
Fornecimento de energia elétrica (43.4.1)	291.720	218.790	145.860	364.650	437.580
Opção de conversão em ações (43.4.2)	5.000	3.750	2.500	6.250	7.500

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.

43.4.1. - Fornecimento de energia elétrica

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

Desta forma, foi sensibilizada para tais contratos híbridos uma variação sobre o preço do prêmio auferido, conforme tabela abaixo. Os componentes de volatilidade do prêmio basicamente são: preço do alumínio primário na LME, câmbio e CDI.

43.4.2. - Opção de conversão de ações

Foram realizadas análises de sensibilidade do contrato de debêntures, por possuírem cláusula contratual referente à possibilidade da conversão destas debêntures em ações da Eletronorte.

Na análise a seguir foram considerados cenários para a TJLP com os respectivos impactos nos resultados da Eletronorte.

Foram realizadas análises de sensibilidade para a curva de pagamento do serviço da dívida contratada com o Fundo de Desenvolvimento da Amazônia (FDA), por possuírem cláusula contratual referente à opção de conversibilidade em 50% em ações da Companhia na data da efetiva liquidação do papel.

De acordo com o CPC 48, os contratos híbridos que tenham a eles associados elementos voláteis, sejam eles índices de preços e/ou *commodities*, devem ser marcados a valor de 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.

NOTA 44 – INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS

As informações por segmento de negócios, correspondentes a 31 de dezembro de 2019, são as seguintes:

	31/12/2019				
	Administração	Geração	Transmissão	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	194.692	19.833.995	8.756.808	(1.059.968)	27.725.527
Custos	(67.019)	(6.866.912)	(865.397)	1.021.509	(6.777.819)
Despesas Operacionais	(3.648.322)	(6.354.559)	(4.561.399)	900.756	(13.663.524)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(3.520.649)	6.612.524	3.330.012	862.297	7.284.184
Resultado Financeiro	(253.165)	(1.604.727)	(223.134)	-	(2.081.026)
Receita de juros	2.121.894	2.272	2.778	(1.250.732)	876.212
Despesa de juros	(2.899.211)	(1.580.732)	(630.485)	1.250.732	(3.859.696)
Outras receitas e despesas financeiras	524.152	(26.267)	404.573	-	902.458
Resultado de Participações Societárias	1.140.733	-	-	-	1.140.733
Outras receitas e despesas	24.715	-	-	-	24.715
Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido	(113.668)	(79.007)	1.282.937	-	1.090.262
Lucro Líquido (prejuízo) do período	(2.722.034)	4.928.790	4.389.815	862.297	7.458.868
	31/12/2018				
	Administração	Geração	Transmissão	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	261.355	17.433.979	9.183.074	(1.106.103)	25.772.305
Custos	(226.879)	(5.107.440)	(1.275.820)	1.073.076	(5.537.063)
Despesas Operacionais	(2.212.402)	1.222.410	(4.545.256)	1.220.305	(4.314.943)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(2.177.926)	13.548.949	3.361.998	1.187.278	15.920.299
Resultado Financeiro	2.166.025	(1.769.920)	(1.770.736)	-	(1.374.631)
Receita de juros	3.672.441	2.199	2.688	(1.034.721)	2.642.607
Despesa de juros	(1.749.769)	(1.675.239)	(869.900)	1.034.721	(3.260.187)
Outras receitas e despesas financeiras	243.353	(96.880)	(903.524)	-	(757.051)
Resultado de Participações Societárias	1.384.850	-	-	-	1.384.850
Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido	(853.448)	(1.210.107)	(420.163)	-	(2.483.718)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	519.501	10.568.922	1.171.099	1.187.278	13.446.800

A coluna de eliminação apresenta os ajustes ocorridos entre os segmentos da Companhia, conciliando os saldos divulgados por cada segmento. Não existem reconciliações provenientes de diferenças de prática contábil.

Receita bruta de clientes externos por segmento antes das deduções de impostos:

	31/12/2019		
	Geração	Transmissão	Total
Suprimento	15.870.784	-	15.870.784
Fornecimento	2.282.200	-	2.282.200
CCEE	1.353.218	-	1.353.218
Receita de operação e manutenção	3.549.019	4.153.759	7.702.778
Receita de Construção	49.353	521.348	570.701
Repasse Itaipu	269.432	-	269.432
Receita contratual - Transmissão	-	793.239	793.239
Receita de atualização - RBSE	-	4.075.583	4.075.583
Total da receita bruta	23.374.006	9.543.929	32.917.935

	31/12/2018		
	Geração	Transmissão	Total
Suprimento	13.268.869	-	13.268.869
Fornecimento	2.319.857	-	2.319.857
CCEE	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	678.416	712.711
Repasse Itaipu	511.079	-	511.079
Receita contratual - Transmissão	-	643.208	643.208
Receita de atualização - RBSE	-	4.462.260	4.462.260
Total da receita bruta	20.139.077	9.867.832	30.006.909

Receita Intersegmento:

	31/12/2019			
	Administração	Geração	Transmissão	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de geração	-	349.374	-	349.374
Receita de Transmissão - O&M do segmento de geração	-	-	672.135	672.135
Receita de juros do segmento de geração	877.512	-	-	877.512
Receita de juros do segmento de transmissão	373.220	-	-	373.220
Total	1.250.732	349.374	672.135	2.272.241

	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

Adição a ativos não circulantes por segmento:

	31/12/2019			
	Administração	Geração	Transmissão	Total
Imobilizado	111.856	2.358.752	-	2.470.608
Intangível	75.886	1.219	30	77.135
Total	187.742	2.359.971	30	2.547.713

	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

Ativos não circulantes por segmento:

	31/12/2019			
	Administração	Geração	Transmissão	Total
Imobilizado	1.545.786	31.770.088	-	33.315.874
Intangível	553.008	99.941	2.092	655.041
Total	2.098.794	31.870.029	2.092	33.970.915

	31/12/2018			
	Administração	Geração	Transmissão	Total
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

Itens que não afetam o caixa por segmento:

	31/12/2019		
	Administração	Geração	Total
Depreciação e Amortização	251.545	1.555.884	1.807.429
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	179.003	179.003
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (<i>impairment</i>)	-	121.581	121.581
Total	251.545	1.856.468	2.108.013

	31/12/2018		
	Administração	Geração	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 recuperável dos ativos (<i>impairment</i>)	(42.634)	(6.458.393)	(6.546.048)
Total	117.489	(6.270.375)	(6.197.907)

NOTA 45 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

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.

45.1 – Principais transações ocorridas em 2019

Nome das Partes	Data da Operação	Objeto do Contrato	Valor da transação
Eletrobras, Madeira Energia S/A, Santo Antônio S/A e BNDES	28/01/2019	Aumento no valor da garantia acarretado por aumento da participação acionária de 42,46% para 43,05% da controlada Furnas no capital da Santo Antônio S/A.	57.437
Furnas e Foz do Chapecó Energia S/A	03/07/2019	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre - CCEAL, no qual Furnas é vendedora e Foz do Chapecó Energia S/A compradora	117.100
Eletrobras, Eólicas Hermenegildo, I, II, III e Chuí IX, BNDES, Caixa Econômica Federal e Banco de Desenvolvimento Regional do Extremo Sul	25/07/2019	Constituição da garantia por meio de escrow account	100.000
Eletrobras, Furnas, Chesf, Eletronuclear, Eletronorte, Eletrosul, Amazonas GT e CGTEE	20/09/2019	Compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura Associada ao Funcionamento do Centro de Serviços Compartilhados do Sistema Eletrobras	533.475
Eletrobras e Petrobras	20/09/2019	Foram celebrados aditivos aos IADs e Outras Avenças, referentes às dívidas confessadas em 2014 e 2018 pela Eletrobras, bem como a nova celebração de dois IADs autônomos, entre a Eletrobras (Devedora) e Petrobras (Credora). Estes aditivos e novos IADs autônomos visam adotar a cláusula de vencimento antecipado em substituição à obrigação da Eletrobras em apresentar garantias reais. Taxas de juros cobradas: IADs 2014: 100% da Taxa Selic; IAD 2018-2: 124,75% do CDI.	739.000
Furnas e Petrobras	06/12/2019	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre - CCEAL, no qual Furnas é vendedora e Petrobras compradora	66.100
Furnas e Energia Sustentável do Brasil S.A.	06/12/2019	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre - CCEAL, no qual Furnas é vendedora e Energia Sustentável do Brasil S.A. compradora	91.700

45.2 - 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				
	31/12/2019		31/12/2018		RESULTADO
	ATIVO	PASSIVO	ATIVO	PASSIVO	
Clientes					
Poder Público Federal	-	-	68.743	-	-
Direito de Ressarcimento					
Poder Público Federal	5.464.005	-	6.256.311	-	-
Empréstimos e Financiamentos a Pagar					
Poder Público Federal - FIDC	-	-	-	672.492	-
Poder Público Federal - Banco do Brasil	-	3.581.431	-	4.696.971	-
Poder Público Federal - Caixa Econômica Federal (a.2)	-	6.193.508	-	7.579.121	-
Poder Público Federal - BNDES (a.1)	-	6.111.435	-	6.595.405	-
Poder Público Federal - Reserva Global de Reversão (a.3)	-	863.645	-	5.802.847	-
Poder Público Federal - BR Distribuidora (d)	-	-	-	1.047.221	-
Poder Público Federal - Petrobras (c)	-	8.928.835	-	-	-
Fornecedores					
Poder Público Federal - BR Distribuidora (d)	-	-	-	3.081.505	-
Obrigações de Ressarcimento (b)					
Tesouro Nacional - Itaipu	-	5.492.860	-	6.340.267	-
Receitas de prestação de serviços					
Poder Público Federal	-	-	-	-	129.861
Total	5.464.005	31.171.714	6.325.054	35.815.829	129.861

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 o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e Eletronuclear: Contrato de financiamento entre o BNDES e a Eletronuclear, com interveniência da Eletrobras destinados à implantação da usina Angra 3.

a.2) Empréstimo entre CEF e Eletronuclear: Contrato entre a Eletronuclear e a CEF (contrato principal) para financiamento complementar de Angra 3, referente à importação de equipamentos e serviços.

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.

Garantia dos empréstimos:

A participação da Eletrobras como garantidora de empréstimos tomados por suas controladas pode ser observada em maiores detalhes na nota 22.

b) Obrigações de ressarcimento – Itaipu: Ativos financeiros indenizáveis decorrentes da concessão Itaipu, maiores detalhes na nota 17, item b.

c) Operações com Petrobras: Com a venda da controlada Amazonas Distribuidora, tornou-se eficaz a cessão de direitos da Amazonas Energia para a Eletrobras, referentes à CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, reconhecidos nas Demonstrações Financeiras da Distribuidora. A Eletrobras assumiu obrigações em valores equivalentes como empréstimos adquiridos, conforme condições estabelecidas na Resolução do CPPI número 20, de 08 de novembro de 2017 e alterações posteriores.

d) BR Distribuidora: A BR Distribuidora comunicou ao mercado no dia 29 de julho de 2019, que a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) realizou a liquidação da Oferta Pública de Distribuição Secundária de

Ações Ordinárias da Companhia, a qual deixou de ser acionista controladora da BR Distribuidora, deixando assim de ter controle em comum com a Eletrobras.

45.3 - Transações com coligadas e controladas - Controladora

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

	Saldos e Transações por Natureza - Controladora					
	31/12/2019			31/12/2018		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Empréstimos e financiamentos (a)	14.991.496	-	-	20.941.319	2.936.049	-
Adiantamento para futuro aumento de capital (b)	774.468	-	-	1.128.015	-	-
Dividendo a receber	3.522.447	-	-	2.458.196	-	-
Créditos com Controladas - CCD's (d)	2.109.354	-	-	1.485.926	-	-
Outros Ativos	122.802	-	-	1.125.450	-	-
Contribuições a pagar - patrocinador	-	14.875	-	-	29.336	-
Provisões	-	818.164	-	-	1.196.286	-
Fundo de Descomissionamento	-	1.251.794	(119.006)	-	950.494	(158.192)
Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial (c)	-	-	2.054.210	-	-	3.403.874
Outras Receitas/Despesas Financeiras	-	-	990	-	-	(196.327)
Taxas	-	-	(4.078)	-	-	(3.393)
TOTAL	21.520.567	2.084.834	1.932.116	27.138.906	5.112.166	3.045.962

	Saldos e Transações por Entidade - Controladora					
	31/12/2019			31/12/2018		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Controladas						
Furnas	3.336.050	-	280.404	3.250.697	-	330.918
EletroNorte	4.586.799	-	134.661	5.193.072	2.936.049	238.517
EletroNuclear	2.523.981	1.251.794	21.032	1.702.293	950.494	(219.963)
Amazonas GT	2.470.505	-	191.505	2.876.456	-	170.113
Eletrosul	821.844	-	72.623	872.511	-	98.623
CGTEE	534.867	-	468.479	4.605.396	-	383.033
CHESF	1.198.894	-	4.189	431.972	-	94.042
Eletropar	445	-	990	2.619	-	-
	15.473.384	1.251.794	1.173.883	18.935.018	3.886.544	1.095.283
Controladas em conjunto e coligadas						
Itaipu	5.874.600	-	751.019	8.023.673	-	1.940.669
Eletros	-	833.039	(4.078)	-	1.225.622	(3.393)
Equatorial Maranhão D	38.936	-	10.337	115.722	-	12.168
Lajeado Energia	23.975	-	-	11.278	-	-
CEB Lajeado	19.588	-	-	11.102	-	-
Paulista Lajeado	16.221	-	-	15.223	-	-
CEEE-D	12.489	-	955	16.077	-	1.235
CEEE-GT	15.897	-	-	-	-	-
CTEEP	41.021	-	-	-	-	-
EMAE	4.456	-	-	10.813	-	-
	6.047.183	833.039	758.233	8.203.888	1.225.622	1.950.679
TOTAL	21.520.567	2.084.834	1.932.116	27.138.906	5.112.166	3.045.962

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

a) Empréstimos e financiamentos:

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 a:

- 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;
- 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 a controlada CGTEE necessitou nos últimos anos.

b) Adiantamentos para futuros aumentos de capital: As informações referentes aos AFAC estão demonstradas na nota 14;

c) Receitas de juros, comissões, taxas e variação cambial: Partes desses valores são referentes aos encargos financeiros sobre empréstimos de acordo com a nota 9 e parte refere-se à variação cambial decorrente das operações de Itaipu, cujos detalhes encontram-se na nota 17;

d) Outros ativos: Cessão de Crédito – Eletronorte : Créditos da CCC referente a certas distribuidoras alienadas transferidas à Eletrobras que serão pagos pela controlada Eletronorte, corrigidos até a data do pagamento. O total atualizado desses créditos em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 2.082.331 (R\$ 1.968.930 em 31 de dezembro de 2018).

45.4 - Transações com coligadas e controladas em conjunto - Consolidado

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

	Saldos e Transações por Natureza - Consolidado					
	31/12/2019			31/12/2018		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Cientes	55.835	-	-	53.253	-	-
Contas a receber	16.793	-	-	5.232	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	181.257	-	-	709.666	-	-
Dividendos / JCP a receber	205.540	-	-	196.831	-	-
Empréstimos e financiamentos	5.865.035	-	-	8.121.455	-	-
Outros Ativos	162.770	-	-	17.582	-	-
Fornecedores	-	34.979	-	-	399.716	-
Provisões	-	818.164	-	-	1.213.161	-
Contribuições a pagar - patrocinador	-	14.875	-	-	29.336	-
Contas a pagar	-	820	-	-	1.742	-
Outros passivos	-	1.999	-	-	2.153	-
Receita de geração	-	-	2.729	-	-	-
Receita de uso de Energia Elétrica	-	-	598.102	-	-	358.971
Receita de venda de energia	-	-	81.576	-	-	78.623
Receitas de prestação de serviços	-	-	114.824	-	-	104.076
Outras receitas	-	-	1.380	-	-	370.824
Compra de Energia Elétrica	-	-	(748.229)	-	-	(278.309)
Encargos de Uso da Rede	-	-	(107.885)	-	-	(93.804)
Taxas	-	-	(4.078)	-	-	(3.393)
Outras Despesas	-	-	(328)	-	-	(158.281)
Receitas de Juros, Comissões e Taxas e Variação Cambial	-	-	762.311	-	-	1.954.072
Receitas Financeiras	-	-	6.308	-	-	178.325
Despesas Financeiras	-	-	(4)	-	-	(10)
TOTAL	6.487.230	870.837	706.706	9.104.019	1.646.109	2.511.094

Saldos e Transações por Entidade - Consolidado

	31/12/2019			31/12/2018		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
AETE	-	-	-	203	120	882
Baguari	362	-	435	363	-	449
Baraúnas I	-	-	-	12	-	-
Baraúnas II	-	-	-	-	248	(1.674)
Belo Monte Transmissora SPE S.A	14.363	2.664	(36.491)	15.328	2.083	34.228
Bom Jesus Eólica S.A.	-	-	-	-	-	1.031
Brasil Ventos Energia S.A.	-	-	-	250.987	16.875	8
Brasnorte	-	-	-	14	65	162
Brasventos Eolo	-	-	-	231	-	1.898
Brasventos Miassaba	-	-	-	172	99	2.366
Banda de Couro	-	-	-	-	-	(166)
Cachoeira Eólica S.A	-	-	-	-	-	1.050
Caldas Novas	1.248	2	467	1.055	2	640
Carnaúba I Eólica S.A.	-	-	-	-	-	1.985
Carnaúba II Eólica S.A	-	-	-	-	-	1.972
Carnaúba III Eólica S.A.	-	-	-	-	-	1.375
Carnaúba V Eólica S.A.	-	-	-	-	-	2.283
CEB Lajeado	19.589	-	-	11.102	-	-
CEEE-D	12.490	-	955	16.077	-	1.235
Centrais Eolica Famosa I S.A.	-	-	-	-	-	738
Centrais Eolica Pau Brasil S.A.	-	-	-	-	-	692
Centrais Eolica Rosada S.A.	-	-	-	-	-	1.115
Centrais Eolica São Paulo S.A.	-	-	-	-	-	765
Centroeste	-	-	-	75	41	(118)
Cervantes I Eólica S.A.	-	-	-	-	-	1.416
Cervantes II Eólica S.A.	-	-	-	-	-	991
Chapecoense	29.830	-	-	27.197	-	-
Cia Hidrel Teles Pires	6.371	9.560	(179.165)	6.550	18.348	(160.703)
CSE Centro de Soluções Estratégicas S.A	-	-	-	649	-	1.320
Eletros (a)	-	833.039	(4.078)	-	1.225.622	(21.321)
EMAE	4.456	-	-	10.813	-	-
Empresa de Energia São Manuel S.A.	1.339	3.346	(25.486)	141	4.920	8.584
Energia Olímpica S.A.	428	-	93	428	-	-
Enerpeixe	12.792	3.387	(33.769)	16.950	404	(138)
EAPSA - Energética Águas da Pedra S.A.	-	-	-	513	-	2.690
Eólica Ibirapuitã S.A	-	-	-	25	-	-
Equatorial Maranhão D	38.936	-	10.337	115.722	-	12.168
ESBR	152.431	13.592	(245.174)	351.359	368.698	-
ETAU	-	-	-	-	-	53.079
Foz do Chapecó	879	-	10.738	901	-	11.028
Fronteira Oeste (FOTE)	41.325	-	682	13.015	-	535
Goiás Transmissão	11.668	131	(1.705)	11.985	135	(1.660)
IE Garanhuns	-	269	(3.624)	-	301	(3.340)
IE Madeira	-	2.668	(36.571)	-	3.898	(61.612)
Itaipu (b)	5.874.600	-	751.019	7.991.589	-	1.940.668
Inhambari	-	-	-	-	-	(88)
Lagoa Azul Transmissora	130	10	116	2.614	10	(8.292)
Lajeado Energia	23.975	-	-	11.278	-	-
Livramento	1.770	-	1.160	-	-	-
Luziânia Niquelândia Transmissora	-	-	-	8	10	(73)
Madeira Energia	-	-	-	-	-	216.530
Manaus Construção	-	-	-	9.178	-	-
Manaus Transmissão	-	-	-	1.067	1.329	(12.672)
Manaus Construtora	9.178	-	-	-	-	-
Mata de Santa Genebra	-	-	-	1	-	(120.645)
MGE Transmissão	5.634	75	(810)	5.633	53	(733)
Norte Brasil Transmissora	100	663	(8.622)	99	1.064	11.414
Norte Energia (Belo Monte)	29.270	-	267.014	22.215	-	137.239
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	5.985	341	(3.963)	8.567	399	(3.742)
Paulista Lajeado	-	-	-	15.223	-	-
Pedra Branca	-	-	-	17	-	33
Pitimbu Eólica S.A	-	-	-	-	-	1.454
Punaú I Eólica S.A.	-	-	-	-	-	1.744
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	-	-	-	151	-	2.001
Retiro Baixo	7.582	-	-	6.841	-	-
S. Pedro do Lago	-	-	-	14	-	-
Santo Antônio Energia	18.397	-	222.851	19.446	-	224.896
São Caetano Eólica S.A	-	-	-	-	-	1.260
São Caetano I Eólica S.A	-	-	-	-	-	1.058
São Galvão Eólica S.A.	-	-	-	-	-	195
Serra Facão Energia	45	-	93	-	-	156
Sete Gameleiras	-	-	-	14	-	-
SINOP	914	388	(3.310)	2.515	-	158.716
STN	346	529	(3.462)	322	580	(2.512)
TDG	2.901	62	1.954	101.241	79	1.852
Tijoa Participações e Investimentos S.A	873	-	16.985	17.505	-	10.951
TME - Transmissora Matogrossense de Energia	-	-	-	12	190	(1.536)
Trans. São Paulo	17.271	24	(282)	18.031	37	(286)
Transenergia Renovável	4.492	-	(527)	-	45	(539)
Transirape	-	-	-	-	77	(1.505)
Transleste	-	-	-	-	125	(2.074)
Transnorte	-	13	562	61	20	533
Transudeste	-	-	-	216	77	(1.189)
Triângulo Mineiro Trans. S.A.	-	-	-	11	71	58.089
TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	105	4	6.288	-	-	-
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	8.075	7	1.964	8.700	8	1.289
Teles Pires Participações	-	-	-	-	-	1
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	1.262	63	31	1.523	75	947
Vamcruz Participações S.A.	125.818	-	-	8.059	-	-
TOTAL	6.487.230	870.837	706.706	9.104.019	1.646.109	2.511.094

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

- a) Eletros – Fundação Eletrobras de Seguridade Social: em 31 de dezembro de 2019, o saldo das provisões de benefícios aos empregados totaliza R\$ 833.039 (R\$ 1.225.622 em 31 de dezembro de 2018).
- b) Itaipu: Conforme citado na nota 45.3. (a), estão atrelados ao Empréstimo descritos na nota 9, as receitas de juros, comissões, taxas e variação cambial decorrem principalmente dos encargos financeiros e pela variação cambial decorrente das operações de Itaipu, cujos detalhes podem ser observados na nota 17.

45.4.1 - Abaixo se encontram as principais condições das transações significativas acerca do uso de rede de transmissão, compra de energia 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;

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 107,596 MWméd;

TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.: Contratos celebrados para prestação de serviço e adiantamento de capital, bem como cobrança do uso da rede do sistema de transmissão;

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;

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

Companhia Hidrelétrica Teles Pires S.A.: Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão e compra de energia, bem como cobrança do uso da rede do sistema de transmissão.

Informações referentes aos empréstimos cedidos pela Eletrobras às suas controladas, controladas em conjunto e coligadas estão demonstradas na nota 9.

NOTA 46 – REMUNERAÇÃO DO PESSOAL CHAVE

A remuneração do pessoal chave da Companhia (membros da Diretoria Executiva, Conselho de Administração e Conselho Fiscal) é como segue:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Benefícios de curto prazo	7.905	8.194	42.181	42.448
Benefícios pós-emprego	453	626	453	1.058
Outros benefícios de longo prazo	-	-	-	7
	<u>8.358</u>	<u>8.820</u>	<u>42.634</u>	<u>43.513</u>

NOTA 47 – ATIVOS MANTIDOS PARA VENDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Geração	1.147.082	1.282.083	3.144.351	3.365.208
Transmissão	399.168	760.299	399.168	790.226
Distribuição	-	3.240.242	-	11.268.925
Total de ativos classificados como mantidos para venda	1.546.250	5.282.624	3.543.519	15.424.359
Geração	-	-	1.692.708	1.691.745
Transmissão	-	-	-	4.299
Distribuição	-	11.127.717	-	8.598.923
Total de passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	-	11.127.717	1.692.708	10.294.967

Distribuição

Em 08 de novembro de 2017 o CPPI da Presidência da República 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 trimestres de 2018, a Companhia concluiu a operação de alienação do controle acionário das distribuidoras Cepisa, Eletroacre, Boa Vista e Ceron. Em 18 de março de 2019, a Eletrobras transferiu para a Equatorial Energia S.A. as ações ordinárias e preferenciais de emissão da Ceal e em 10 de abril de 2019 transferiu para o Consórcio formado pelas empresas Oliveira Energia Geração e Serviços Ltda. e ATEM'S Distribuidora de Petróleo S.A. as ações ordinárias da Amazonas Distribuidora.

Diante da transferência do controle acionário de todas as distribuidoras, desde 10 de abril de 2019 a Companhia não tem saldos referentes a ativos mantidos para venda para o segmento de distribuição.

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 25 de julho de 2019 o Conselho de Administração deu início ao Procedimento Competitivo de Alienação nº 01/2019 objetivando a alienação das participações societárias em 39 SPEs remanescentes do Leilão nº 01/2018. A Eletrobras considerou o CPC 31/IFRS 5, para avaliar que essas SPEs atingiram os critérios de classificação como mantidos para venda, conforme apresentado nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2018.

O quadro abaixo demonstra as SPEs classificadas como mantidas para venda em 31 de dezembro de 2019.

Lote	SPEs Geração Eólica	Participação
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%
	Eólica Hermenegildo I S.A. (EOL Verace 24 a 27)	99,99%
B	Eólica Hermenegildo II S.A. (EOL Verace 28 a 31)	99,99%
	Eólica Hermenegildo III S.A. (EOL Verace 34 a 36)	99,99%
	Eólica Chuí IX S.A. (EOL Chuí 09)	99,99%
D	Chapada do Piauí I Holding S.A. (EOL Santa Joana IX a XVI)	49,00%
	Chapada do Piauí II Holding S.A. (EOL Santa Joana I, III, IV, V, VII e Santo Augusto IV)	49,00%
E	Vam Cruz I Participações S.A. (EOL Caiçara I e II e Junco I e II)	49,00%
G	Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A. (EOL Mangue Seco 2)	49,00%
Lote	SPEs Transmissão	Participação
P	Companhia de Transmissão Centroeste de Minas S.A. (CENTROESTE)	49,00%
Q	Luziânia-Niquelândia Transmissora S.A. (LUZIÂNIA-NIQUELÂNDIA)	49,00%
R	Manaus Transmissora de Energia S.A. (MANAUS TR)	49,50%

Os principais ativos e passivos classificados como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2019 estão demonstrados a seguir:

Geração:

	Geração								
	Eletrobras	Chesf	Santa Vitória do Palmar	Hermenegildo I	Hermenegildo II	Hermenegildo III	Chuí IX	Eliminações	Total
	31/12/2019	31/12/2019	31/12/2019	31/12/2019	31/12/2019	31/12/2019	31/12/2019	31/12/2019	31/12/2019
Caixa e equivalentes de caixa	-	-	74.878	14.922	13.218	8.523	5.332	-	116.873
Clientes	-	-	22.342	2.464	17	8	3	(2.457)	22.377
Tributos e contribuições sociais	-	-	1.712	3.095	3.413	3.202	1.044	-	12.466
Ativo Imobilizado	-	-	1.619.270	217.617	216.017	185.971	60.821	-	2.299.696
Ativo Intangível	-	-	53.430	11.917	11.477	10.221	3.664	-	90.709
Investimentos	1.147.082	125.816	-	-	-	-	-	(1.055.658)	217.240
Outros ativos	-	-	229.174	46.596	49.834	46.193	13.331	(138)	384.990
Total ativos da controlada classificados como mantidos para venda	1.147.082	125.816	2.000.806	296.611	293.976	254.118	84.195	(1.058.253)	3.144.351
Fornecedores	-	-	2.545	1.719	3.134	2.569	1.114	(361)	10.720
Empréstimos e financiamentos	-	-	863.213	132.254	131.860	112.341	37.974	-	1.277.642
Tributos e contribuições sociais	-	-	1.871	785	773	635	246	-	4.310
Provisões de contingências	-	-	439	-	-	-	-	-	439
AFAC	-	-	173.749	-	-	-	-	-	173.749
Outros passivos	-	-	136.527	28.339	25.095	26.332	9.555	-	225.848
Passivos da controlada associados a ativos classificados como mantidos para venda	-	-	1.178.344	163.097	160.862	141.877	48.889	(361)	1.692.708

	Geração								
	Eletrobras	Chesf	Santa Vitória do Palmar	Hermenegildo I	Hermenegildo II	Hermenegildo III	Chuí IX	Eliminações	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	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	-	-	-	-	-	(942.043)	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	(942.043)	3.365.208
Fornecedores	-	-	12.074	403	425	341	124	(388)	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	-	(11.834)	-
Outros passivos	-	-	284.124	25.548	23.188	23.924	8.597	(29.400)	335.981
Passivos da controlada associados a ativos classificados como mantidos para venda	-	-	1.199.697	165.849	163.542	155.393	48.886	(41.622)	1.691.745

Transmissão:

Investimentos em SPEs de Transmissão da Eletrobras classificados como ativos mantidos para venda

CONTROLADORA E CONSOLIDADO 31/12/2019

Companhia de Transmissão Centroeste de Minas	18.737
Luziania-Niquelandia Transmissora S.A.	31.182
MTE - Manaus Transmissora de Energia S.A.	349.249
Total	399.168

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 48 – ALIENAÇÃO DE INVESTIDAS

48.1 - Venda de controladas – Ceal e Amazonas Distribuidora

As controladas Ceal e Amazonas Distribuidora, anteriormente classificadas como mantidas para venda, tiveram seus leilões efetuados em 10 de dezembro de 2018 e 28 de dezembro de 2018, respectivamente. As vendas dessas controladas foram concluídas em 18 de março de 2019 e em 10 de abril de 2019,

respectivamente, com a assinatura do contrato de compra e venda de ações de acordo com o cronograma estabelecido no leilão de desestatização.

Como consequência da conclusão do processo de alienação das distribuidoras, a Equatorial Energia S.A. adquiriu o controle acionário de aproximadamente 89,94% do capital total da Ceal e o Consórcio formado pelas empresas Oliveira Energia Geração e Serviços Ltda. e ATEM'S Distribuidora de Petróleo S.A. adquiriu o controle acionário de aproximadamente 90% do capital total da Amazonas Distribuidora.

A Eletrobras recebeu, pela venda das duas distribuidoras citadas acima, o valor de aproximado R\$ 100 e teve um efeito positivo no resultado do exercício de R\$ 3.284.975, devido às reversões dos passivos a descoberto. O efeito na alienação está registrado como operação descontinuada.

	Ceal	Amazonas D
Passivo a descoberto	900.034	5.269.403
Outros resultados abrangentes	(40.974)	(9.647)
Valor da venda	(50)	(50)
Ganho com a alienação das ações das distribuidoras	859.010	5.259.706

Resultado das operações descontinuadas	
Resultado da CEAL reconhecido no exercício até a data da venda	94.451
Resultado da Amazonas D reconhecido no exercício até a data da venda	(1.176.127)
Efeito da alienação CEAL - reversão passivo a descoberto	859.060
Efeito da alienação Amazonas D - reversão passivo a descoberto	5.259.756
Provisão Direito de Ressarcimento - CCC	(1.752.165)
Resultado operações descontinuadas	3.284.975

No âmbito da modelagem de privatização da Amazonas Distribuidora, a Companhia assumiu obrigações e direitos em valores equivalentes, conforme condições estabelecidas na Resolução do CPPI nº 20, de 08 de novembro de 2017 e alterações posteriores, vide notas 12 e 22.

48.2 – Venda de SPEs

Lote	SPE	Data da Alienação	Adquirente	Valor aproximado da Transação
Lote H	Pedra Branca S.A, São Pedro do Lago S.A, Sete Gameleiras S.A, Baraúnas I Energética S.A, Baraúnas II Energética S.A, Mussambê Energética S.A, Morro Branco I Energética S.A e Banda de Couro Energética S.A.	28/03/2019	Brennand Energia S.A	250.000
Lote N	Empresa de Transmissão do Alto Uruguai - ETAU	29/04/2019	TAESA S.A e DME Energética S.A	39.134
Lote L	Brasnorte Transmissora de Energia S.A - BRASNORTE	31/05/2019	TAESA S.A	76.000
Lote M	Companhia Transirapé de Transmissão - TRANSIRAPÉ Companhia Transleste de Transmissão - TRANSLESTE Companhia Transudeste de Transmissão - TRANSUDESTE	31/05/2019	TAESA S.A	77.000
Lote J	Uirapuru Transmissora de energia S.A	25/06/2019	Copel Geraçãp e Transmissão S.A	100.000
Lote O	Amazônia - Eletronorte Transmissora de Energia S.A - AETE	01/07/2019	APAETE Participações em Transmissão - APAETE	87.000
Lote F	Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A, Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A e Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	23/08/2019	Ventus Holding de Energia Eólica Ltda	178.000
Lote C	Eólica Serra das Vacas Holding - S.A	07/10/2019	Eólica Serra das Vacas Participações S.A	74.000
Lote K	Transmissora Matogressense de Energia S.A	13/11/2019	Alupar Investimento S.A	118.000

O efeito da venda das SPEs em 31 de dezembro de 2019 foi de R\$ 24.715.

NOTA 49 – OPERAÇÕES DESCONTINUADAS

A Companhia realizou leilões para a alienação de suas então controladas do segmento de distribuição durante o ano de 2018 de acordo com seu PDNG. As então controladas Eletroacre, Cepisa, Ceron e Boa

Vista tiveram seus contratos de compra e venda de ações assinados em 2018, já a Ceal e a Amazonas Distribuidora tiveram seus controles transferidos em 18 de março de 2019 e 10 de abril de 2019, respectivamente.

Como estas empresas representavam a totalidade das operações do segmento de distribuição, as transações deste segmento passaram a ser apresentadas nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2018 como operações descontinuadas. Desta forma, as informações do resultado e as correspondentes notas explicativas do exercício comparativo de 31 de dezembro de 2018 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, sendo o exercício findo em 31 de dezembro de 2019 com as informações da Ceal e Amazonas Distribuidora, e o período findo em 31 de dezembro de 2018, composto por todas as distribuidoras.

- Resultado das operações descontinuadas:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Receita Operacional Líquida	-	-	1.648.758	11.881.505
Custos Operacionais	-	-	(1.540.551)	(7.294.157)
Despesas Operacionais	(1.752.165)	(1.187.278)	(2.461.635)	(5.767.169)
Resultado Operacional antes do Resultado Financeiro	(1.752.165)	(1.187.278)	(2.353.428)	(1.179.821)
Resultado Financeiro Líquido	-	-	(337.401)	(1.572.694)
Resultado das Participações Societárias	-	(1.760.865)	-	-
Efeito na venda de subsidiária	5.037.140	2.967.098	6.118.816	2.967.098
Resultado Operacional antes dos Impostos	3.284.975	18.955	3.427.987	214.583
Despesa de Imposto de Renda e Contribuição Social	-	-	(143.012)	(313.806)
Lucro das Operações Descontinuadas	3.284.975	18.955	3.284.975	(99.223)

- Efeitos na demonstração do fluxo de caixa

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Atividades Operacionais		
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	3.427.987	214.583
Ajustes:		
Depreciação e amortização	-	150.732
Variações cambiais e monetárias, líquidas	5.396	(74.216)
Encargos financeiros	361.536	2.264.293
Resultado na alienação das participações societárias	(5.037.140)	(2.967.097)
Provisões operacionais líquidas	2.058.053	2.475.670
Outros	(1.416.476)	(136.601)
	(4.028.631)	1.712.780
Resultado líquido da variação dos ativos e passivos operacionais	451.783	(1.971.156)
Pagamento de encargos financeiros	(36.404)	(40.088)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(143.012)	(102.072)
Pagamento de refinanciamento de impostos e contribuições - principal	(3.769)	(16.809)
Pagamento de contingências judiciais	(48.000)	(227.204)
Depósitos judiciais	49	(116.610)
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais	(379.997)	(546.575)
Atividades de Financiamento		
Empréstimos e financiamentos obtidos	449.422	85.156
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	(34.698)	(1.019.908)
Recursos da reserva global de reversão	-	1.484.127
Outros	-	(329)
Caixa líquido proveniente das atividades de financiamento	414.724	549.046
Atividades de Investimento		
Aquisição de ativo imobilizado	(60)	(17.538)
Aquisição de ativo intangível	(746)	(20.014)
Outros	7.143	7.406
Caixa líquido proveniente das atividades de investimento	6.337	(30.146)
Caixa líquido gerado pelas operações descontinuadas	41.064	(27.675)

NOTA 50 – EVENTOS SUBSEQUENTES

50.1 – Incorporação da Eletrosul pela CGTEE

Em 02 de janeiro de 2020 foram realizadas as assembleias gerais extraordinárias das controladas Eletrosul e da CGTEE, tendo ambas aprovado a incorporação da Eletrosul pela CGTEE conforme previsto no PDNG 2019-2023. A empresa resultante passa a ser denominada CGT Eletrosul - Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil.

50.2 – Transferência da participação na Companhia de Transmissão Centroeste de Minas S.A.

Em 13 de janeiro de 2020, a Companhia recebeu R\$ 45 milhões, obtendo um resultado líquido na operação de R\$ 26,3 milhões, pela transferência da totalidade das ações que detinha da Companhia de Transmissão Centroeste de Minas S.A, correspondente a 49% do capital social total, para a Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig). Com essa transferência conclui-se 100% das transferências das SPEs vendidas em setembro de 2018.

50.3 – Emissão Títulos de Dívida no mercado internacional

Em 04 de fevereiro de 2020 a Companhia concluiu a emissão de notes vencíveis em 2025 e 2030, nos valores de US\$ 500 milhões e US\$ 750 milhões e taxas de juros anuais de 3,625% e 4,625%, respectivamente. Os recursos provenientes da emissão das Notes foram principalmente utilizados para oferta de aquisição, concluída em 5 de fevereiro, das Notes 2021 da Companhia. A Oferta de Aquisição teve aceitação pelos investidores representando aproximadamente 64,25% das Notes 2021 em circulação, perfazendo o total de aquisição de US\$ 1.124 milhões.

50.4 – Debênture Furnas – Segunda Série

Em 20 de fevereiro de 2020 foram subscritas debêntures no valor total de R\$ 800 milhões, da segunda série de emissão da controlada Furnas, que terão juros de 4,08% ao ano e vencimento em 15 de novembro de 2029.

50.5 – Direito de recebimento de crédito de CCC

A ANEEL reconheceu em 10 de março de 2020 o direito de recebimento de crédito de CCC à Ceron e Eletroacre nos montantes de R\$ 1,9 bilhão e R\$ 192 milhões, respectivamente, referentes à fiscalização dos benefícios devidos no período de 30 de julho 2009 a 30 de junho de 2016, considerado como primeiro período do processo fiscalizatório, créditos estes cedidos à Eletrobras na ocasião de privatização das referidas distribuidoras.

Esses valores reconhecidos pela ANEEL estão de acordo com os valores registrados nas demonstrações financeiras da Companhia, referente ao Primeiro Período de Fiscalização. Os demais valores cedidos pela Ceron e Eletroacre à Eletrobras e registrados nas demonstrações financeiras são referentes a pleitos que ainda serão submetidos à Diretoria da ANEEL após conclusão do segundo período de fiscalização que abrange o período de 1 de julho de 2016 a 30 de abril de 2017.

A Diretoria da ANEEL também aprovou, nesta data, a obrigação de devolução de R\$ 2,1 bilhões, referente ao processo de fiscalização e reprocessamento mensal da CCC pagos à Amazonas Distribuidora, no período de julho de 2016 a abril de 2017, referente ao Segundo Período de Fiscalização. Com tal decisão, a Amazonas Distribuidora teve finalizado todo o seu processo de fiscalização. O valor citado acima também foi cedido a Eletrobras no processo de privatização da distribuidora e está registrado nas demonstrações financeiras da Companhia.

50.6 - Nova metodologia do WACC - ANEEL

A ANEEL, em 10 de março de 2020, aprovou a nova metodologia de cálculo e os WACCs para os segmentos de transmissão, geração e distribuição. As taxas serão atualizadas anualmente e irão remunerar, durante o ciclo de revisão tarifária, o capital investido na concessão, além de ser utilizado de forma provisória para as autorizações de reforços e melhorias de transmissão. Para o segmento de transmissão foi aprovado o WACC real depois dos impostos de 7,66% para 2018, 7,39% para 2019 e 6,98% para 2020. A Companhia está avaliando os possíveis impactos dessa alteração.

50.7 - Transferência Amazonas GT

Em 16 de março de 2020 a Eletrobras transferiu para Eletronorte o controle acionário da Amazonas GT. Foram transferidas 489.068.809 ações ordinárias representativas do Capital Social da Amazonas GT, pelo valor de R\$ 3.130.227.

50.8 - Coronavírus (COVID-19) – Impactos para a Eletrobras

Em março de 2020, uma pandemia global foi declarada pela Organização Mundial da Saúde (OMS) relacionado ao rápido aumento dos casos de doenças relacionadas ao novo coronavírus (COVID-19). A Companhia vem adotando todas as medidas para manter a normalidade de suas operações, dado o setor estratégico em que está inserida, e vem seguindo as recomendações dos órgãos governamentais, buscando preservar seus empregados e colaboradores evitando a propagação da doença. Devido ao cenário atípico e de características potencialmente imprevisíveis, não é possível prever com exatidão os cenários que poderão se materializar nos próximos meses nas operações da Companhia. Ainda não estão suficientemente claros os efeitos na economia mundial e, em particular no Brasil, por quanto tempo estes efeitos irão perdurar, assim como de quanto será a eventual redução do consumo de energia elétrica no Brasil e nem a duração desta redução.

NOTA 51 - INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR CVM – ADOÇÃO INICIAL CPC 47/IFRS 15 E CPC 48/IFRS 9 NOS ATIVOS DE TRANSMISSÃO

Conforme orientado pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM no ofício de encerramento de 2019, e de forma complementar a divulgação da nota explicativa 3.1.2, referente a adoção dos CPC 47/IFRS 15 e CPC 48/IFRS 9 apresentada nas demonstrações financeiras de dezembro 2018, a Companhia vem a divulgar informações complementares referentes à adoção destes normativos, cujos impactos seguem demonstrados a seguir:

	Adoção CPC 47/IFRS 15 e CPC 48/IFRS 9			
	31/12/2017	CPC 48/ IFRS 9	CPC 47 /IFRS 15	01/01/2018
Ativo				
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)
Investimentos	28.708.364	318.570	(459.449)	28.567.485
Outros	86.982.707	-	-	86.982.707
Total do Ativo	172.975.359	1.710.161	1.533.794	176.219.314
Passivo				
Impostos diferidos	8.901.931	372.725	343.561	9.618.217
Outros	121.320.896	-	-	121.320.896
Total do Passivo	130.222.827	372.725	343.561	130.939.113
Lucros acumulados	-	1.337.436	1.190.233	2.527.669
Outros	42.752.532	-	-	42.752.532
Total do Patrimônio Líquido	42.752.532	1.337.436	1.190.233	45.280.201

Adicionalmente segue a composição por componente dos impactos da mensuração da adoção inicial do CPC 47 nos ativos de transmissão. Os impactos substanciais da mensuração são resultado da identificação e precificação das obrigações de performance de operar e construir, aplicação de margens e receita financeira conforme taxa de financiamento da contraparte.

Componentes da adoção CPC 47 / IFRS 15			
	ICPC 01 / IFRIC 12	CPC 47/ IFRS 15	Efeito PL
Ativo financeiro	2.006.622	-	(2.006.622)
Receita de construção	12.234.618	12.597.884	363.266
Receita financeira	5.341.839	4.975.429	(366.410)
Amortizações e transferências	(5.234.167)	(3.824.380)	1.409.787
Investidas não consolidadas	-	(459.449)	(459.449)
Impostos diferidos	-	(343.561)	(343.561)
Impairment	(2.593.222)	-	2.593.222
Saldo em 01/01/2018	11.755.690	12.945.923	1.190.233

Wilson Ferreira Junior
Presidente

Elvira Baracuhy Cavalcanti Presta
Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Luiz Augusto Pereira de Andrade Figueira
Diretor de Gestão e Sustentabilidade

Lucia Casasanta
Diretora de Governança, Riscos e Conformidade

Márcio Szechtman
Diretor de Transmissão

Pedro Luiz de Oliveira Jatobá
Diretor de Geração

Rodrigo Villela Ruiz
Contador - CRC-RJ 088488/O-9S