

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A.**Notas explicativas às demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2020
(Em milhares de Reais)****NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL**

A Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (“Eletrobras”, “Companhia” ou “Controladora”) 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, 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 3), e ainda detém o controle acionário da Eletrobras Participações S.A. – Eletropar e participações 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 diretas e indiretas em 94 Sociedades de Propósito Específico (SPEs) (Em conjunto, “Empresas Eletrobras”).

A Eletrobras é autorizada, diretamente ou por meio de suas controladas, controladas em conjunto e coligadas, 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 19 de março de 2021.

Capitalização da Eletrobras

Em fevereiro de 2021, foi editada a Medida Provisória (MP) nº 1.031/2021 que possibilita o início dos estudos da modelagem da capitalização da Eletrobras, pelo BNDES, e traz algumas modificações em relação ao texto do Projeto de Lei de desestatização da Eletrobras nº 5.877/2019.

Dentre as modificações, se destacam: a inclusão da prorrogação, por 30 anos, da usina hidroelétrica de Tucuruí, da controlada Eletronorte, que atualmente está no regime de produtor independente e não sob regime de cotas; obrigação de aportes de recursos para revitalização dos recursos hídricos das bacias hidrográficas na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas (R\$ 230 milhões anuais em 10 anos), cujos contratos de concessão sejam afetados pela MP, e para redução estrutural de custos de geração de energia na Amazônia Legal (R\$ 295 milhões anuais em 10 anos), diretamente pela Eletrobras ou, indiretamente, por meio da Eletronorte, além da revitalização dos recursos hídricos da bacia do Rio São Francisco (R\$ 350 milhões anuais em 10 anos); nova repartição de receita entre União (através do pagamento de bonificação de outorga) e a CDE – Conta de Desenvolvimento Energético (através do pagamento de quotas anuais em 30 anos), antes $\frac{2}{3}$ outorga e $\frac{1}{3}$ CDE; agora $\frac{1}{2}$ outorga e $\frac{1}{2}$ CDE; e a previsão de criação de ação preferencial de classe especial, de propriedade exclusiva da União, nos termos do disposto no § 7º do art. 17 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, que dará o poder de veto em determinadas deliberações sociais previstas na MP.

Ressalta-se que o racional adotado no Projeto de Lei permanece no sentido de que todas as obrigações financeiras previstas na referida MP serão descontadas do valor adicionado decorrente da mudança de regime e concessão de novas outorgas de concessão, por 30 anos, dos contratos prorrogados pelo art. 1º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 e das concessões alcançadas pelo disposto no inciso II do § 2º do art. 22 da Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009 (usinas sob regime de cotas), bem como

das concessões alcançadas pelo § 3º do art. 10 da Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 2015 (UHE Sobradinho e UHE Itumbiara); e do novo contrato da UHE Tucuruí citado acima.

A capitalização da Eletrobras está condicionada à conversão da MP em Lei, mediante aprovação pelo Congresso Nacional.

COVID-19

Em março de 2020, a Organização Mundial da Saúde (OMS) caracterizou a propagação da COVID-19, doença causada pelo novo Coronavírus, como pandemia, fazendo com que os países adotassem abordagens que possibilitem a prevenção de infecções, a preservação da vida e a minimização dos impactos decorrentes da referida doença.

Em decorrência da pandemia, foram tomadas medidas restritivas no sentido de determinar o distanciamento social e o fechamento de estabelecimentos comerciais, além da paralisação da indústria. Estas medidas resultaram em desaceleração da cadeia de suprimentos e significativo impacto na economia global.

A Eletrobras e suas Controladas mantêm acompanhamento diligente quanto a potencial materialização de impactos financeiros no que diz respeito à pandemia sobre a sua capacidade de pagamento de seus compromissos financeiros.

Neste sentido, constata-se que em 2020 a Companhia não observou impactos relevantes sobre a sua capacidade financeira ou de suas Controladas.

A seguir destacamos as principais medidas que estão sendo adotadas pela Companhia.

Contexto Operacional

Três ações foram fundamentais para o enfrentamento da pandemia: (i) instalação do monitoramento remoto de subestações; (ii) reuniões com fornecedores, com coordenação unificada pela Holding, para dirimir os principais obstáculos na implementação das obras e o monitoramento constante dos empreendimentos; (iii) realização de workshops para compartilhamento de melhores práticas e soluções de problemas em comum.

- Geração

A Eletrobras monitorou os potenciais impactos nos negócios de comercialização das Empresas Eletrobras, firmados no ACR e ACL, com o acompanhamento das comunicações de caso fortuito ou força maior; pedidos de renegociação; risco de crédito das contrapartes (capacidade de honrar os pagamentos assumidos pelos contratos) e inadimplência. Foram realizadas renegociações em 3% dos contratos firmados no mercado livre, sem perda econômica para as Empresas Eletrobras. Com relação à inadimplência, excluindo a inadimplência da Amazonas Energia com a Amazonas GT por ser uma situação atípica (vide nota 10) e que não guarda relação com a pandemia da COVID-19, não houve registros significativos nos contratos existentes no ACR, no ACL, nas cotas de garantia física, Itaipu e PROINFA em 2020. Ocorreu apenas 0,02% de inadimplência nos contratos existentes no ACL, sem impacto econômico para as Empresas Eletrobras. Cabe mencionar que, no ambiente regulado, foram adotadas medidas de solução sistêmica pelo MME e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), como a criação da "Conta COVID" permitindo maior capacidade de pagamento por parte de empresas distribuidoras de energia.

Portanto, ainda que a pandemia do COVID-19 tenha trazido impactos negativos para o mercado de energia, não houve efeitos relevantes nos negócios de comercialização de energia elétrica das Empresas Eletrobras visto que os resultados ficaram dentro do planejado.

- Transmissão

Em junho de 2020, a ANEEL reconheceu parte dos impactos que a pandemia causou no setor, através da publicação da Resolução Autorizativa 8.926/2020, que autorizou a postergação de prazos de entrada em operação comercial de empreendimentos de transmissão de energia elétrica em até 4

meses, como medida de enfrentamento dos efeitos da COVID-19. Atualmente, as Empresas Eletrobras possuem um total de 6 empreendimentos com cronograma postergado em até 4 meses com base nesta resolução.

Apesar da pandemia, em 2020, as Empresas Eletrobras energizaram 26 empreendimentos de grande porte de transmissão, que adicionaram 150 km de novas Linhas de Transmissão ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e com uma agregação adicional de Receita Anual Permitida (RAP), na ordem de R\$ 116 milhões. Destes empreendimentos, 23 foram concluídos entre março e dezembro de 2020.

Não são estimados impactos significativos nos prazos e nos custos da obra em decorrência da postergação mencionada.

Impactos financeiros e econômicos da pandemia provocada pelo COVID-19

Programa de suspensão de dívidas (*Standstill*)

As Controladas aderiram ao programa de *StandStill* anunciado pelo BNDES em março de 2020, o que mitigou preventivamente riscos à liquidez destas empresas, sobretudo durante o período de maior incerteza quanto à extensão dos impactos financeiros da pandemia sobre as empresas da Eletrobras. Este programa possibilitou suspensão dos pagamentos de juros e principal durante 6 meses do ano, com capitalização dos juros ao saldo devedor, sem alteração das datas finais dos contratos.

A Controladora encerrou o ano de 2020, com um caixa no montante de R\$ 7,8 bilhões (R\$ 14,3 bilhões no consolidado), o que lhe garante uma maior segurança para evitar potenciais impactos financeiros em suas operações.

Exposição Cambial

Em decorrência da exposição consolidada passiva líquida, principalmente de US\$ 1.064 milhões e de EUR 49 milhões, no período findo em 31 de dezembro de 2020, a Companhia foi impactada de forma negativa no montante de R\$ 544 milhões, devido à valorização das moedas estrangeiras perante o real. Todavia, quando se observa o fluxo de caixa, sobretudo no curto prazo, a posição consolidada passiva líquida demonstra que o perfil de desembolso dos passivos é mais alongado e concentrado que o dos ativos. Isto pode ser compreendido constatando que grande parte do desembolso dos passivos componentes do balanço é concernente à quitação da parcela remanescente do bônus, em montantes correspondentes a US\$ 625 milhões, US\$ 500 milhões e US\$ 750 milhões, vencendo respectivamente na forma de *bullets* em 2021, 2025 e 2030. Assim, observa-se que do total do passivo de US\$ 2.240 milhões que compõe a exposição cambial de balanço, US\$ 1.880 milhões, ou 84%, estão concentrados em três datas específicas, as duas últimas de longo prazo. A Composição da exposição cambial de ativos e passivos atrelados à moeda estrangeira segue abaixo:

		CONSOLIDADO			
		31/12/2020		31/12/2019	
		Moeda Estrangeira	Reais	Moeda Estrangeira	Reais
	Empréstimos obtidos	(2.145.138)	(11.147.641)	(2.077.144)	(8.371.098)
USD	Empréstimos concedidos	808.296	4.200.471	1.450.154	5.845.135
	Ativo financeiro - Itaipu	272.504	1.416.128	451.654	1.820.482
	Exposição líquida	(1.064.338)	(5.531.042)	(175.336)	(705.481)
EURO	Empréstimos obtidos	(48.770)	(311.052)	(51.966)	(235.353)
	Exposição líquida	(48.770)	(311.052)	(51.966)	(235.353)

NOTA 2 – DESTAQUES DE 2020

2.1. Captação de recursos

Em fevereiro de 2020, a Eletrobras emitiu *Notes*, no valor total de US\$ 1,25 bilhão. Furnas emitiu debêntures da segunda série e a Eletronorte, realizou a captação de recursos por intermédio de Cédula de Crédito Bancário de curto prazo celebrada com o banco Bradesco BBI S.A. Maiores detalhes na nota 25.

2.2. Transferência de ações Amazonas Energia para Eletronorte

Em março de 2020, foram transferidas para a Eletronorte 497.946.334 ações ordinárias representativas do capital social da Amazona Energia, pelo valor de R\$ 3.130.227, a ser ajustado, conforme o contrato de dação em pagamento e outras avenças firmadas entre Eletrobras e Eletronorte. O pagamento pela aquisição da Amazonas Energia foi realizado através da quitação do crédito da Eletronorte contra a Companhia.

2.3. Revisão Tarifária Periódica da ANEEL – Concessões de Transmissão

Em junho de 2020, em reunião ordinária da Diretoria da ANEEL, foram aprovadas as revisões tarifárias das concessões de transmissão prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013 e aprovada a RAP destas concessões para o ciclo tarifário 2020-2021, maiores detalhes na nota 17.

2.4. Usina Candiota III

Em julho de 2020, ocorreu um evento de falha no conjunto turbina/gerador da Usina Candiota III, sem registros aparentes de danos para os demais equipamentos. As atividades retornaram na segunda quinzena de novembro de 2020. Maiores detalhes na nota 40.1.

2.5. Usina Angra 2 – Eletronuclear

Em junho de 2020, durante a parada para manutenção e reabastecimento de combustível nuclear na Usina de Angra 2, foram realizadas inspeções que detectaram, nos elementos combustíveis carregados no último ciclo de operação, uma oxidação superficial inesperada no revestimento dos tubos que contêm as pastilhas de urânio enriquecido, o que demandou rigorosos testes de inspeções para uma avaliação deste evento. Em 17 de agosto de 2020, a Usina de Angra 2 foi reconectada ao SIN com funcionamento normal. Maiores detalhes, vide nota 15.

2.6. Pagamento de Dividendos da Eletrobras

Em julho de 2020, a Eletrobras aprovou o pagamento de Dividendos do exercício de 2019, tendo sido pago em setembro de 2020 no montante de R\$ 2.579 milhões, que inclui atualização monetária. Em janeiro de 2021 Conselho de Administração deliberou pelo pagamento, a título de dividendos intermediários, do valor total de R\$ 2.291.889 revertendo integralmente o saldo da Reserva Especial de Dividendos Retidos. Maiores detalhes, vide notas 30 e 48, respectivamente.

2.7. Aumento de capital na Eletronuclear

Em outubro de 2020, a Eletrobras aumentou o capital na controlada Eletronuclear, no valor de R\$ 1.885.778, mediante a conversão de créditos de AFAC no valor de R\$ 850.000, bem como na capitalização de créditos de financiamento no valor de R\$ 1.035.778.

2.8. Transferência SPES

Em 2020, a Eletrobras concluiu a transferência da totalidade das participações que detinha nas SPES Manaus Transmissora de Energia (MTE), Mangue Seco 2, Santa Vitória do Palmar Holding, Hermenegildo I, Hermenegildo II, Hermenegildo III e Chuí IX. Maiores detalhes na nota 46.4.

2.9. Empréstimos – Amazonas Energia S.A.

Em dezembro de 2020, foi aprovada a renegociação de dívida da Amazonas Energia S.A., com a Eletrobras, no montante total de R\$ 4.033.855. Maiores detalhes na nota 11.

2.10. Acordo com Light

Em dezembro de 2020, Furnas aprovou um acordo judicial ajuizado pela Light Serviços de Eletricidade S.A (LIGHT), que objetivou reaver quantias pagas indevidamente à Furnas, a título de tarifa de suprimento de energia, no ano de 1986. O valor do Acordo é de R\$ 496.000 a ser pago por Furnas, da

seguinte forma: i) R\$ 336.000 em 2020 (vide nota 40); ii) R\$ 40.000 em 2021; e iii) R\$ 120.000 em 2022, podendo ser compensado total ou parcialmente com a transferência de ativos referentes às Demais Instalações de Transmissão (DIT) obrigatórias e/ou facultativas, situadas na área de concessão da Light e acordadas entre as empresas, mediante anuência da ANEEL, tendo como base os valores reconhecidos na base de ativos da Light e homologados pela Agência até de março de 2022.

2.11. Processo Empréstimo Compulsório

Em março de 2021, a Companhia informou que foi julgado improcedente o recurso de Embargos de Declaração, interposto pela própria, em que pleiteia-se com a Gerdau e outros credores do Empréstimo Compulsório de Energia Elétrica. O laudo pericial apresentou o valor de cerca de R\$ 1,3 bilhão (podendo chegar a 1,8 bilhão, se consideradas a atualização monetária e a incidência de multa e honorários indicadas pelas autoras da ação) e foi homologado pelo juiz, para o qual a Companhia realizou a constituição de provisão. Maiores detalhes nota 33.

NOTA 3 - CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA

A Eletrobras, por meio das suas empresas controladas, controladas em conjunto e coligadas, detém diversas concessões de energia elétrica nos segmentos de Geração e Transmissão ou participações em SPEs que também atuam nestes mesmos segmentos.

I – Concessões e Autorizações de Geração

A Companhia detém diversas concessões e autorizações de energia elétrica em usinas hidrelétricas (UHE), pequenas centrais hidrelétricas (PCH), centrais geradoras eólicas (EOL), parques eólicos, usinas termonucleares (UTN) e usinas termoelétricas (UTE), cujo detalhamento, capacidade instalada e prazos de vencimento estão listados a seguir:

Contrato	Hidráulicas	Capacidade Instalada (MW)*	Localização	Ano
001/2010	UHE Belo Monte	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	2.082	MG	2035
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	2052
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
003/2014	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 (1)	476	MG	2024
006/2004	UHE Paulo Afonso II	443	BA	2042
001/2014	UHE Sinop	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
002/2019	UHE Balbina	250	AM	2027

Contrato	Hidráulicas	Capacidade Instalada (MW)*	Localização	Ano
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-Una	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

Portaria	Eólicas	Capacidade Instalada (MW)*	Localização	Ano
Portaria MME nº 220/2014	EOL Casa Nova (2) (3)	180	BA	2043
Portaria MME nº 220/2014	EOL Casa Nova II	33	BA	2049
Portaria MME nº 459/2012	EOL Nossa Senhora de Fátima (4)	30	CE	2047
Portaria MME nº 746/2010	EOL Cerro Chato I	30	RS	2045
Portaria MME nº 747/2010	EOL Cerro Chato II	30	RS	2045
Portaria MME nº 748/2010	EOL Cerro Chato III	30	RS	2045
Portaria MME nº 204/2014	EOL Eólico Coxilha Seca	30	RS	2049
Portaria MME nº 225/2014	EOL Casa Nova III	28	BA	2049
Portaria MME nº 458/2012	EOL Jandaia (4)	27	CE	2047
Portaria MME nº 388/2012	EOL Caiçara I (5)	27	RN	2047
Portaria MME nº 68/2012	EOL Ibirapuitã	25	RS	2047
Portaria MME nº 409/2012	EOL Jandaia I (4)	24	CE	2047
Portaria MME nº 81/2012	EOL Cerro Chato VI	24	RS	2047
Portaria MME nº 399/2012	EOL Junco I (5)	24	RN	2047
Portaria MME nº 417/2012	EOL Junco II (5)	24	RN	2047
Portaria MME nº 446/2012	EOL São Clemente (4)	21	CE	2047
Portaria MME nº 432/2012	EOL São Januário (4)	21	CE	2047
Portaria MME nº 418/2012	EOL Caiçara II (5)	18	RN	2047
Portaria MME nº 219/2014	EOL Coqueirinho 2	16	BA	2049
Portaria MME nº 286/2014	EOL Tamanduá Mirim 2	16	BA	2049
Portaria MME nº 141/2012	EOL Cerro Chato V	12	RS	2047
Portaria MME nº 210/2014	Parque Eólico Capão do Inglês	10	RS	2049
Portaria MME nº 152/2014	EOL Angical 2	10	BA	2049
Portaria MME nº 154/2014	EOL Caititú 2	10	BA	2049
Portaria MME nº 174/2014	EOL Carcará	10	BA	2049
Portaria MME nº 176/2014	EOL Corrupião 3	10	BA	2049
Portaria MME nº 177/2014	EOL Caititú 3	10	BA	2049
Portaria MME nº 213/2014	EOL Papagaio	10	BA	2049
Portaria MME nº 139/2012	EOL Cerro Chato IV	10	RS	2047
Portaria MME nº 192/2014	Parque Eólico Galpões	8	RS	2049
Portaria MME nº 153/2014	EOL Teiú 2	8	BA	2049
Portaria MME nº 103/2012	EOL Cerro dos Trindade	8	RS	2047
Portaria MME nº 150/2014	EOL Acauã	6	BA	2049
Portaria MME nº 151/2014	EOL Arapapá	4	BA	2049

Contrato	Nucleares	Capacidade Instalada (MW)*	Participação	Localização	Ano
Portaria DNAEE Nº 315 de 31/07/97	Angra 3 (2)	1.405	100%	RJ	-
Portaria DNAEE Nº 315 de 31/07/97	Angra 2	1.350	100%	RJ	2040
Portaria DNAEE Nº 315 de 31/07/97	Angra 1 (6)	640	100%	RJ	2024

Contrato	Termelétricas	Capacidade Instalada (MW)*	Localização	Ano
Resolução Aneel 4950/2014	UTE Mauá 3	591	AM	2044
004/2004	UTE Santa Cruz (7)	350	RJ	2015
Portaria MME nº 304/2008	UTE Candiota III (Fase C)	350	RS	2041
207/2019	UTE Aparecida	200	AM	2030
Portaria MME nº 420/1989	UTE Senador Amon Afonso Farias de Mello (8)	86	RR	2019
Portaria MME nº 415/2020	UTE Santana	36	AP	2021
Portaria MME nº 406/2020	UTE Santana II	30	AP	2021
Portaria MME nº 406/2020	UTE Santa Rita	24	AP	2021
Resolução Autorizativa 5.682/2016	UTE Araguaia (9)	23	MT	2019
Resolução Aneel 6.883/2018	UTE Codajás	4	AM	2030
Resolução Aneel 6.883/2018	UTE Anori	4	AM	2030
Resolução Aneel 6.883/2018	UTE Anamá	2	AM	2030
Resolução Aneel 6.883/2018	UTE Caapiranga	2	AM	2030

- (1) O 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;
- (2) Empreendimentos ainda em implantação;
- (3) O empreendimento denominado Casa Nova, foi subdividido em 7 parques eólicos (A à G). O empreendimento CASA NOVA A se encontra em operação, com uma potência instalada de 27 MW, tendo sido aprovado através da Resolução autorizativa nº 7.907 de 18/06/2019, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, cujo vencimento da autorização se dará em 2054. Os demais 153 MW de potência fazem parte dos parques eólicos B à G que se encontram em construção, e estão em processo de aprovação junto a ANEEL;
- (4) A controlada Furnas detém 100% de participação na Brasil Ventos e esta é acionista majoritária das Eólicas do Complexo Fortim;
- (5) Empreendimento classificado como ativo mantido para venda, vide nota 45;
- (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) Embora a 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, a UTE de Santa Cruz continua operando com contrato de venda de energia até 2026 e aguardando definição do poder concedente com relação à renovação;
- (8) 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;
- (9) Descontratação da usina em sua totalidade, autorizada pela Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 331 de 14/08/2018.

(*) Não examinado pelos auditores independentes.

II- Generation Scaling Factor (GSF) – Lei nº 14.052/2020

Em 09 de setembro de 2020 foi publicada a Lei nº 14.052 que alterou a Lei nº 13.203/2015 estabelecendo novas condições para repactuação do risco hidrológico referente à parcela dos custos incorridos com o GSF, assumido pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) desde 2012, com o agravamento da crise hídrica.

A alteração legal teve como objetivo a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE por riscos não hidrológicos causados por: (i) empreendimentos de geração denominados usinas estruturantes, relacionados à diferença entre a garantia física outorgada na fase de motorização e os valores da agregação efetiva de cada unidade geradora motorizada ao SIN, (ii) restrições ao escoamento da energia das usinas estruturantes em função de atraso na entrada em operação ou de entrada em operação em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas e (iii) por geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito e importação de energia elétrica sem garantia física. Referida compensação dar-se-á mediante a extensão da outorga, limitada a 7 anos, calculada com base nos valores dos parâmetros aplicados pela ANEEL.

Em 03 de dezembro 2020, foi publicada a Resolução Normativa ANEEL nº 895, de 1º de dezembro de 2020, que estabelece a metodologia para o cálculo da compensação e os procedimentos para a repactuação do risco hidrológico. Para serem elegíveis às compensações previstas na Lei nº 14.052, os

titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE deverão: (i) desistir da ação judicial cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, (ii) renunciar a qualquer alegação de direito sobre o qual se funda a ação, (iii) não ter repactuado o risco hidrológico para a respectiva parcela de energia.

Em 01 de março de 2021, a CCEE apresentou os cálculos de determinação da extensão de outorga. O impacto financeiro para a Eletrobras é de R\$ 3.975.740. Entretanto, devido à limitação de 7 anos na extensão do prazo de outorga, a Companhia estima um valor menor, na ordem de R\$ 3.159.420, conforme tabelas abaixo.

Controladas	Cálculo da CCEE Impacto Financeiro
Eletronorte	2.537.610
Furnas	793.970
Chesf	628.670
CGT Eletrosul	15.490
	3.975.740
Perda	(796.880)
Total	3.178.860

* Perda devido à limitação de 7 anos na extensão do prazo das outorgas, para UHEs Itumbiara e Sobradinho o cálculo indica extensão acima do limite. Perda calculada com base em estimativa de limitação da contratada PSR Solução e Consultoria em Energia Ltda, não tendo sido apresentado pela CCEE.

Usinas	Impacto Financeiro CCEE	Extensão do Prazo de Concessão (Dias)
Tucuruí	2.439.140	426
Itumbiara	695.350	2.555
Sobradinho	451.610	2.555
Samuel	79.940	1.042
Xingó	70.520	126
Complexo Paulo Afonso	69.580	120
Serra Da Mesa	39.040	184
Peixoto	35.890	79
Itaparica	31.620	126
Curua Una	18.530	2.313
Marimbondo	7.020	37
Barra Do Rio Chapeu	6.650	1.461
Joao Borges	6.310	1.362
Furnas	5.370	33
Estreito	4.570	34
Boa Esperanca	4.560	122
Passo São João	2.470	191
Corumba I	2.020	34
Porto Colombia	1.820	34
Simplício Anta	1.460	24
Funil	1.190	37
Curemas	640	446
Batalha	230	15
Funil	140	44
Maua	60	1
Manso	10	-
Total	3.975.740	

Os cálculos finais deverão ser publicados pela ANEEL em até 30 dias contados a partir da data da apresentação da CCEE. Após publicação, os agentes têm 60 dias para desistência e renúncia das ações judiciais e realização dos pedidos para extensão do prazo de outorga.

Os valores apresentados pela CCEE ainda são preliminares e quando finalizados serão analisados no escopo do CPC 04(R1) / IAS 38 - Ativo Intangível e serão mensurados ao valor justo tendo como base os parâmetros determinados pela regulamentação da ANEEL, considerando os fluxos futuros esperados nesse novo período de concessão, bem como os valores das compensações calculados pela CCEE. O valor a ser registrado será ainda objeto de análise de *impairment* pela administração da Companhia.

Cabe ressaltar, por fim, que a administração da Companhia, dada as condições específicas de algumas usinas que operam por regime de cotas e especificidades do cálculo, não deliberou sobre a adesão no ano de 2020. Deste modo os impactos contábeis decorrentes do GSF serão registrados no ano de 2021 em conjunto com o pedido para extensão do prazo de outorga e formalização da desistência de ações judiciais cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE.

III - Concessões de Transmissão de Energia Elétrica

Contrato	Transmissoras	Extensão (KM)*	Localização	Ano
062/2001	Transmissão Rede Básica - Diversas instalações	20056	RJ/SP/PR/MG/GO/TO/DF/ES/MT	2043
061/2001	Transmissão Rede Básica - Diversas instalações	19156	PE/CE/SE/BA/AL/PI/MA/PB/RN	2042
057/2001	Transmissão Rede Básica - Diversas instalações	9464	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 Interligação Elétrica do Madeira (Lote D)	2385	RO/SP	2039
013/2009	LT Coletora Porto Velho / Araraquara II	2375	RO/SP	2039
014/2014	LT Xingu/Estreito e Estações Conversoras	2092	PA/TO/GO/MG	2044
014/2014	SPE Belo Monte Transmissora (1)	2076	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	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	785	SC	2042
003/2012	LT Lechuga/Equador/Boa Vista e subestações associadas	715	RR/AM	2042
009/2009	SPE Transenergia Renovável	708	MS/GO/MT	2039
034/2001	LT Ibiúna - Batéias	664	PR/SP	2031
005/2004	LT Teresina II - Sobral - Fortaleza	546	PI/CE	2034
022/2009	LT Porto Velho - Abunã - Rio Branco	488	AC/RO	2039
002/2010	SPE Goiás Transmissão	479	GO	2040
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
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	372	PR	2034
010/2005	LT Campos Novos - Blumenau e subestação Biguaçu	359	SC	2035
004/2013	SPE Triângulo Mineiro Transmissora	298	SP/MG	2043
008/2010	SPE MGE Transmissão (2)	267	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
003/2006	LT Simplício - Rocha Leão	238	RJ	2041
004/2008	LT Presidente Médici - Santa Cruz	237	RS	2038
007/2014	LT Santo Ângelo-Maçambará; LT Pinhalzinho-Foz do Chapecó; LT Pinhalzinho-Foz do Chapecó	235	SC	2044
002/2011	SE Foz do Chapecó	231	RS	2041
022/2011	LT Luis Gonzaga - Garanhuns	218	AL/PE/PB	2041
022/2011	LT Garanhuns - Pau Ferro	209	AL/PE/PB	2041
007/2005	LT Milagres - Tauá	208	CE	2035
022/2011	LT Garanhuns II- Campina Grande III	194	AL/PE/PB	2041
008/2011	LT Ceará-Mirim II - Campina Grande III	192	RN/PB	2041
028/2009	SPE Transenergia Goiás	187	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 São Bartolomeu	163	GO/DF	2043
018/2009	LT Eunápolis - Teixeira de Freitas II	145	BA	2039
014/2008	LT Eunápolis - Teixeira de Freitas II	145	BA	2038
012/2007	LT Paraíso - Açú II	133	PI/CE/RN	2037
019/2010	LT Paraíso - Açú II (3)	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
018/2012	LT Russas II - Banabuiu	112	RN	2042
005/2008	LT Nossa Senhora do Socorro - Penedo	110	SE/AL	2038
001/2008	SPE Madeira Energia	95	RO	2043
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 Ibicoara - Brumado	95	BA	2037
021/2010	LT Acaraú II-Sobral III	91	CE	2040
006/2005	LT Campos - Macaé 3	90	RJ	2035
017/2009	LT Pau Ferro - Santa Rita II (3)	85	PE/PB/AL/RN	2039
002/2006	LT Batalha - Paracatu	85	MG	2041
019/2010	LT C. Mirim II - João Câmara II	75	RN	2040
007/2006	LT Tijuco Preto - Itapeti - Nordeste	71	SP	2036
010/2000	LT Manso - Nobres (138kV)	70	MT	2035
003/2014	SPE Lago Azul Transmissora	69	GO	2044

Contrato	Transmissoras	Extensão (KM)*	Localização	Ano
019/2010	LT Açu II - Mossoró II (3)	69	RN	2040
446/2012	SPE Brasil Ventos Energia (4)	69	CE	2047
225/2014	LT Casa Nova II - Sobradinho	67	BA	2049
010/2000	LT Manso - Nobres (230kV)	66	MT	2035
129/2001	SPE Serra do Facão Energia	66	GO	2036
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
018/2012	LT Ceará-Mirim II - Touros II	62	RN	2042
ECE 554/2010	LT Candiota/Melo e LT Presidente Médici	60	RS	2040
014/2011	LT Xavantes - Pirineus	50	GO	2041
019/2012	LT Igaporã III - Pindaí II	50	BA	2042
017/2011	LT Teresina II - Teresina III	46	PI	2041
007/2006	SPE Retiro Baixo Energética	45	MG	2041
006/2009	LT Pirapama II - Suape II	42	PE	2039
002/2014	SPE Empresa de Energia São Manoel	40	PA/MT	2049
005/2012	LT Messias - Maceió II	39	SE/AL/BA	2042
007/2014	LT Pinhalzinho-Foz do Chapecó (3)	37	SC	2044
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
004/2010	LT São Luiz II - São Luiz III (3)	36	MA/CE	2040
012/2010	LT Monte Claro - Garibaldi (RS) e módulos na SE Garibaldi e SE Monte Claro	33	RS	2040
014/2012	LT Lechuga - Jorge Teixeira; SE Lechuga	30	AM	2042
009/2010	LT Jorge Teixeira - Lechuga (ex-Cariri)	30	AM	2040
003/2006	LT Anta - Simplício	26	MG/RJ	2041
010/2009	LT Coletora Porto Velho - Porto Velho; SE Coletora Porto Velho; 2 Estações Conversoras CA/CC/CA Back-to-Back;	22	RO	2039
130/2001	SPE Enerpeixe	20	TO	2036
019/2010	LT Extremoz II - C. Mirim	19	RN	2040
008/2011	LT Ceará-Mirim II - Extremoz II	19	RN/PB	2041
002/2011	SPE Teles Pires Participações	19	MT/PA	2046
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
019/2012	LT Igaporã II - Igaporã III	11	BA	2042
017/2009	LT Paulo Afonso III - Zebu II	11	PE/PB/AL/RN	2039
008/2011	LT Campina Grande III - Campina Grande II	10	RN/PB	2041
006/2009	LT Suape III - Suape II	7	PE	2039
128/2001	SPE Chapecoense Geração	6	SC/RS	2036
057/2001	Reencabecamento da LT Cascavel Oeste - Guaíra (3)	3	PR	2042
001/2006	SPE Baguari Energia	3	MG	2041
057/2001	Seccionamento da LT Londrina - Maringá (3)	1	PR	2042
005/2012	LT Jardim - Nossa Senhora do Socorro	1	SE/AL/BA	2042
225/2014	SE Casa Nova II	-	BA	2049
225/2014	SE Elev. Usina Casa Nova III	-	BA	2049
220/2014	SE Elev. Usina Casa Nova II	-	BA	2049
061/2001	SE Diversos Empreendimentos	-	PE/CE/SE/BA/AL/PI/MA/PB/RN	2042
057/2001	SE Palhoça - I (3)	-	SC	2042
057/2001	SE Palhoça - J (3)	-	SC	2042
057/2001	SE Joinville - L (3)	-	SC	2042
021/2010	SE Acaraú II	-	CE	2040
020/2010	SE Igaporã	-	BA	2040
020/2010	SE Bom Jesus da Lapa II	-	BA	2040
019/2012	SE Igaporã III	-	BA	2042
019/2012	SE Pindaí II	-	BA	2042
019/2010	SE Extremoz II	-	RN	2040
019/2010	SE João Câmara	-	RN	2040
018/2012	SE Touros	-	RN	2042
018/2012	SE Mossoró IV	-	RN	2042
017/2012	SE Jaboatão II	-	PE	2042
017/2012	SE Mirueira II	-	PE	2042
017/2011	SE Teresina III	-	PI	2041
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
016/2012	SE Zona Oeste	-	RJ	2042
015/2012	SE Pirajá (3)	-	BA	2042
014/2010	SE Pólo	-	BA	2040
014/2008	SE Teixeira de Freitas II	-	BA	2038
013/2011	SE Nobres	-	MT	2041
013/2010	SE Arapiraca III	-	AL	2040
012/2011	SE Miramar; SE Tucuruí	-	PA	2041
012/2009	Estação Retificadora nº 01 CA/CC - Estação Inversora nº 01 CC/CA	-	RO/SP	2039
011/2010	SEs: Caxias 6, Ijuí 2, Lajeado Grande e Nova Petrópolis 2	-	RS	2040
010/2011	SE Lagoa Nova	-	RN/CE	2041

Contrato	Transmissoras	Extensão (KM)*	Localização	Ano
010/2011	SE Ibiapina II	-	CE	2041
010/2007	SE Ibicoara	-	BA	2037
010/2007	SE Brumado II	-	BA	2037
010/2000	SE UHE Manso	-	MT	2035
009/2011	SE Morro do Chapéu	-	BA	2041
008/2014	SE Ivinhema 2 (ampliação)	-	MS	2044
007/2010	SE Camaçari IV	-	BA	2040
007/2005	SE Tauá II	-	CE	2035
006/2010	SE Linhares	-	ES	2040
006/2009	SE Suape II	-	PE	2039
006/2009	SE Suape III	-	PE	2039
006/2004	SE Elev. Usina Apolônio Sales	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF I	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF III	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina Xingó	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina Funil	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina Sobradinho	-	BA	2052
006/2004	SE Elev. Usina Luiz Gonzaga	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF II	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF IV	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina Boa Esperança	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina Pedra	-	BA	2042
006/2004	SE Elev. Usina Curemas	-	BA	2024
005/2012	SE Nossa Senhora do Socorro	-	SE/AL/BA	2042
005/2012	SE Maceió II	-	SE/AL/BA	2042
005/2012	SE Poções II	-	SE/AL/BA	2042
005/2009	SE Missões	-	RS	2039
004/2012	SE Camaquã 3	-	SC	2042
004/2011	SE Lucas do Rio Verde	-	MT	2041
003/2006	SE UHE Simplício	-	RJ	2041
002/2009	SE Miranda II	-	MA	2039
002/2006	SE UHE Batalha	-	MG	2041
002/2001	SE Foz de Chapecó (ampliação) (3)	-	RS	2041
020/2012	SE Povo Novo; SE Santa Vitória do Palmar 2; SE Povo Novo (ampliação)	-	RS	2042
020/2012	SE Santa Vitória do Palmar 2 (3)	-	RS	2042
007/2014	SE Pinhalzinho; SE Santa Maria 3	-	SC	2044
003/2011	SPE Caldas Novas	-	GO	2041
024/2009	SPE Transenergia São Paulo	-	SP	2039
022/2011	SE Garanhuns	-	AL/PE/PB	2041
022/2011	SE Pau Ferro	-	AL/PE/PB	2041
008/2011	SE Ceará-Mirim II	-	RN/PB	2041
008/2011	SE João Câmara III	-	RN/PB	2041
008/2011	SE Campina Grande III	-	RN/PB	2041
004/2010	SE Aquiraz II	-	MA/CE	2040
004/2010	SE Pecém II	-	MA/CE	2040
015/2009	SPE Interligação Elétrica do Madeira (Lote F) (1)	-	RO/SP	2039
015/2009	Estação Retificadora nº 02	-	RO/SP	2039
015/2009	Estação Inversora nº 02	-	RO/SP	2039

(1) Apenas a estação conversora é da SPE

(2) A SE Viana 2, da SPE MGE Transmissão S.A., está em processo de ampliação;

(3) Empreendimentos ainda em implantação; e

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

(*) Não examinado pelos auditores independentes

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 deveriam 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 permanece com o entendimento que não incorrerá em perdas nesses ativos e os mantém registrados pelo valor histórico, saldo de dezembro de 2012, pois ainda não foi definida a forma de realização destes componentes, cujos valores representam um 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 termoeletrônico UTE Santa Cruz, em dezembro de 2012, representava o montante de R\$ 661.997.

Em 31 de dezembro de 2020 o valor líquido do ativo UTE Santa Cruz é de R\$ 808.269 conforme abaixo:

UTE Santa Cruz	
Valor 31 de dezembro de 2020	1.211.038
(-) Redução ao valor recuperável (<i>impairment</i>)	(402.769)
Valor contábil líquido	808.269

NOTA 4 – BASE DE ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

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. Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e apenas essas informações, estão sendo evidenciadas e correspondem às utilizadas na gestão da Administração da Companhia.

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 práticas contábeis das Empresas Eletrobras, as quais são apresentadas nas respectivas notas explicativas que tratam dos temas de suas aplicações. 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 e o valor justo é o preço que seria recebido pela venda de um ativo ou pago pela transferência de um passivo em uma transação organizada entre participantes do mercado na data de mensuração, independentemente de esse preço ser diretamente observável ou estimado usando outra técnica de avaliação.

4.3 - Moeda funcional e de apresentação das demonstrações financeiras

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

4.4 - Reapresentação das demonstrações financeiras

A Companhia, em conexão com a aplicação do Ofício Circular CVM/SNC/SEP 04/2020, emitido em 1º de dezembro de 2020, efetuou ajustes retrospectivos na mensuração dos seus: (i) ativos de transmissão - Rede Básica de Sistemas Existente (RBSE), até então classificados como ativos financeiros, passando a tratá-los como ativos de contrato nos termos do CPC 47- Receita de Contratos com Clientes; e (ii) alteração na taxa de remuneração dos seus demais ativos de transmissão considerando os novos critérios estabelecidos na orientação emitida pela CVM. Adicionalmente a Companhia avaliou a necessidade de reclassificar determinadas rubricas para fins de aprimoramento da divulgação de suas demonstrações financeiras e também de revisar os cálculos atuariais referentes a subsidiária Chesf. Os ajustes retrospectivos foram efetuados para manter a mesma base comparativa.

Os reflexos desta reapresentação no balanço patrimonial, na demonstração do resultado, demonstração do fluxo de caixa, demonstração do resultado abrangente e demonstração do valor adicionado, estão apresentados a seguir conforme prevê o CPC 23/IAS 8 – Políticas Contábeis, Mudanças de Estimativas e Retificação de Erro.

ATIVO	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2018	Ajuste	01/01/2019	31/12/2018	Ajuste	01/01/2019
	Divulgado		Reapresentado	Divulgado		Reapresentado
Circulante						
Ativo contratual transmissão	-	-	-	1.302.959	6.135.554 (a)(b)	7.438.513
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	-	-	-	6.013.891	(6.013.891) (b)(c)	-
Outros Ativos Circulantes	27.047.981	-	27.047.981	39.528.563	-	39.528.563
	27.047.981	-	27.047.981	46.845.413	121.663	46.967.076
Não Circulante						
Imposto de renda e contribuição social diferido	-	-	-	553.409	324.751 (a)(b)(e)	878.160
Ativo contratual transmissão	-	-	-	13.268.837	29.574.471 (a)(b)	42.843.308
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	2.603.118	-	2.603.118	34.100.453	(29.464.258) (b)(c)	4.636.195
Outros Ativos Não Circulantes	30.862.244	-	30.862.244	25.438.706	-	25.438.706
	33.465.362	-	33.465.362	73.361.405	434.964	73.796.369
Investimentos						
Avaliados por equivalência patrimonial	70.483.342	(344.402) (a)(b)(e)	70.138.940	26.536.198	(56.740) (b)(c)	26.479.458
Outros Ativos	1.600.557	-	1.600.557	34.467.192	-	34.467.192
Total do Ativo	132.597.242	(344.402)	132.252.840	181.210.208	499.887	181.710.095
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/12/2018	Ajuste	01/01/2019	31/12/2018	Ajuste	01/01/2019
	Divulgado		Reapresentado	Divulgado		Reapresentado
Circulante						
Passivo financeiro - Concessões e Itaipu	-	-	-	-	799.401 (c)	799.401
Outros Passivos Circulantes	27.472.035	-	27.472.035	36.523.971	-	36.523.971
	27.472.035	-	27.472.035	36.523.971	799.401	37.323.372
Não Circulante						
Benefício pós-emprego	-	-	-	2.894.949	84.418 (e)	2.979.367
Provisão para passivo a descoberto	3.883.600	22.998 (a)	3.906.598	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	432.582	-	432.582	8.315.386	(54.885) (a)(b)(e)	8.260.501
Outros Passivos Não Circulantes	45.266.119	-	45.266.119	77.466.954	-	77.466.954
	49.582.301	22.998	49.605.299	88.677.289	29.533	88.706.822
Patrimônio Líquido						
Lucros acumulados	-	(296.156) (a)(b)	(296.156)	-	(296.156) (a)(b)	(296.156)
Outros resultados abrangentes acumulados	(5.517.424)	(71.244) (e)	(5.588.668)	(5.517.424)	(71.244) (e)	(5.588.668)
Outros Itens do Patrimônio Líquido	61.060.330	-	61.060.330	61.060.330	-	61.060.330
Participação de acionistas controladores	55.542.906	(367.400)	55.175.506	55.542.906	(367.400)	55.175.506
Participação de acionistas não controladores	-	-	-	466.042	38.353 (a)(b)(e)	504.395
Total do Patrimônio Líquido	55.542.906	(367.400)	55.175.506	56.008.948	(329.047)	55.679.901
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	132.597.242	(344.402)	132.252.840	181.210.208	499.887	181.710.095

ATIVO	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2019	Ajuste	31/12/2019	31/12/2019	Ajuste	31/12/2019
	Divulgado		Reapresentado	Divulgado		Reapresentado
Circulante						
Ativo contratual transmissão	-	-	-	1.116.009	6.696.747	(a)(b) 7.812.756
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	-	-	-	5.927.964	(5.927.964)	(b)(c) -
Outros Ativos Circulantes	23.322.221	-	23.322.221	33.674.490	-	33.674.490
	23.322.221	-	23.322.221	40.718.463	768.783	41.487.246
Não Circulante						
Imposto de renda e contribuição social diferido	-	-	-	463.451	184.452	(a)(b)(e) 647.903
Ativo contratual transmissão	-	-	-	13.744.276	27.952.191	(a)(b) 41.696.467
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	1.905.607	-	1.905.607	31.633.512	(27.649.993)	(b)(c) 3.983.519
Outros Ativos Não Circulantes	31.556.244	-	31.556.244	27.823.179	-	27.823.179
	33.461.851	-	33.461.851	73.664.418	486.650	74.151.068
Investimentos						
Avaliados por equivalência patrimonial	73.667.297	(219.686)	(a)(b)(e) 73.447.611	27.055.929	(99.665)	(a)(b) 26.956.264
Outros Ativos	2.245.944	-	2.245.944	36.027.905	-	36.027.905
Total do Ativo	132.697.313	(219.686)	132.477.627	177.466.715	1.155.768	178.622.483

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2019	Ajuste	31/12/2019	31/12/2019	Ajuste	31/12/2019
	Divulgado		Reapresentado	Divulgado		Reapresentado
Circulante						
Passivo financeiro - Concessões e Itaipu	703.114	-	703.114	-	703.114	(c) 703.114
Outros Passivos Circulantes	12.747.857	-	12.747.857	25.638.057	-	25.638.057
	13.450.971	-	13.450.971	25.638.057	703.114	26.341.171
Não Circulante						
Benefício pós-emprego	822.512	-	822.512	4.353.406	472.682	(e) 4.826.088
Provisão para passivo a descoberto	119.223	(14.929)	(a) 104.294	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	628.904	-	628.904	3.978.754	214.853	(a)(b)(e) 4.193.607
Outros Passivos Não Circulantes	46.768.902	-	46.768.902	72.102.352	-	72.102.352
	48.339.541	(14.929)	48.324.612	80.434.512	687.535	81.122.047
Patrimônio Líquido						
Lucros acumulados	-	201.752	(a)(b) 201.752	-	201.752	(a)(b) 201.752
Outros resultados abrangentes acumulados	(5.904.821)	(406.509)	(e) (6.311.330)	(5.904.821)	(406.509)	(e) (6.311.330)
Outros Itens do Patrimônio Líquido	76.811.622	-	76.811.622	76.811.622	-	76.811.622
Participação de acionistas controladores	70.906.801	(204.757)	70.702.044	70.906.801	(204.757)	70.702.044
Participação de acionistas não controladores	-	-	-	487.345	(30.124)	(a)(b)(e) 457.221
Total do Patrimônio Líquido	70.906.801	(204.757)	70.702.044	71.394.146	(234.881)	71.159.265
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	132.697.313	(219.686)	132.477.627	177.466.715	1.155.768	178.622.483

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2019	Ajuste	31/12/2019	31/12/2019	Ajuste	31/12/2019
	Divulgado		Reapresentado	Divulgado		Reapresentado
Receita Operacional Líquida	366.525	-	366.525	27.725.527	1.988.737 (a)(b)	29.714.264
Custos Operacionais	(67.019)	-	(67.019)	(6.777.819)	(6.981.036) (d)	(13.758.855)
Resultado Bruto	299.506	-	299.506	20.947.708	(4.992.299)	15.955.409
Provisões/Reversões operacionais	(752.160)	37.927 (a)	(714.233)	(2.005.808)	-	(2.005.808)
Despesas Operacionais	(1.797.297)	37.927	(1.759.370)	(13.663.524)	6.308.901 (d)	(7.354.623)
Resultado Operacional Antes do Resultado Financeiro	(1.497.791)	37.927	(1.459.864)	7.284.184	1.316.602	8.600.786
Resultado Financeiro	423.397	-	423.397	(2.081.026)	(367.760) (a)(b)	(2.448.786)
Resultado Antes das Participações Societárias	(1.074.394)	37.927	(1.036.467)	5.203.158	948.842	6.152.000
Resultado das Participações Societárias	8.486.543	459.985 (a)(b)	8.946.528	1.140.733	(99.662) (a)(b)	1.041.071
Resultado Operacional Antes dos Tributos	7.412.149	497.912	7.910.061	6.368.606	849.180	7.217.786
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	3.755.237	(459.603) (a)(b)	3.295.634
Lucro Líquido das Operações Continuadas	7.412.149	497.912	7.910.061	7.458.868	389.577	7.848.445
Lucro Líquido do Exercício	10.697.124	497.912	11.195.036	10.743.843	389.577	11.133.420
Parcela Atribuída aos Controladores	10.697.124	497.912	11.195.036	10.697.124	497.912	11.195.036
Parcela Atribuída aos Não Controladores				46.719	(108.335)	(61.617)
Resultado por ação						
Resultado por ação - básico (ON)	R\$7,76	R\$0,36	R\$8,12	R\$7,76	R\$0,36	R\$8,12
Resultado por ação - básico (PN)	R\$8,53	R\$0,40	R\$8,93	R\$8,53	R\$0,40	R\$8,93
Resultado por ação - diluído (ON)	R\$6,65	R\$0,31	R\$6,96	R\$6,65	R\$0,31	R\$6,96
Resultado por ação - diluído (PN)	R\$7,31	R\$0,34	R\$7,65	R\$7,31	R\$0,34	R\$7,65
Operação Continuada						
Resultado por ação - básico (ON)	R\$5,37	R\$0,36	R\$5,73	R\$5,37	R\$0,36	R\$5,73
Resultado por ação - básico (PN)	R\$5,91	R\$0,40	R\$6,31	R\$5,91	R\$0,40	R\$6,31
Resultado por ação - diluído (ON)	R\$4,61	R\$0,31	R\$4,92	R\$4,61	R\$0,31	R\$4,92
Resultado por ação - diluído (PN)	R\$5,07	R\$0,34	R\$5,40	R\$5,07	R\$0,34	R\$5,40

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2019	Ajuste	31/12/2019	31/12/2019	Ajuste	31/12/2019
	Divulgado		Reapresentado	Divulgado		Reapresentado
Lucro líquido do exercício	10.697.124	497.912 (a)(b)	11.195.036	10.743.843	389.577 (a)(b)	11.133.420
Outros componentes do resultado abrangente	381.097	-	381.097	395.519	-	395.519
Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de controle compartilhado	(1.176.136)	(335.265) (e)	(1.511.401)	-	-	-
Ajuste ganhos e perdas atuariais	415.190	-	415.190	(1.688.837)	(386.633) (e)	(2.075.470)
IR / CSLL diferidos	-	-	-	913.469	51.368 (e)	964.837
	(379.849)	(335.265)	(715.114)	(379.849)	(335.265)	(715.114)
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado	(7.548)	-	(7.548)	(7.548)	-	(7.548)
Outros componentes do resultado abrangente	(387.397)	(335.265)	(722.662)	(387.397)	(335.265)	(722.662)
Total do resultado abrangente do exercício	10.309.727	162.647	10.472.374	10.356.446	54.312	10.410.758
Parcela atribuída aos controladores				10.309.727	162.647	10.472.374
Parcela atribuída aos não controladores				46.719	(108.335)	(61.616)
				10.356.446	54.312	10.410.758

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2019	Ajuste		31/12/2019	Ajuste	31/12/2019
	Divulgado			Divulgado		Reapresentado
Atividades Operacionais						
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	7.412.149	497.912 (a)(b)	7.910.061	6.368.606	849.180 (a)(b)	7.217.786
Ajustes para reconciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações:						
Resultado da equivalência patrimonial	(8.486.543)	(459.985) (a)(b)	(8.946.528)	(1.140.733)	99.662 (a)(b)	(1.041.071)
Receita contratual - Transmissão	-	-	-	(793.239)	(5.064.247) (a)(b)	(5.857.486)
Receita de construção	-	-	-	(570.701)	(226.549) (a)(b)	(797.250)
Receita RBSE	-	-	-	(4.072.993)	4.072.993 (a)(b)	-
Provisões (reversões) operacionais	752.160	(37.927) (a)	714.233	2.005.808	-	2.005.808
Outras	(109.714)	-	(109.714)	(1.272.603)	411.385 (a)(b)	(861.219)
	<u>(8.482.772)</u>	<u>(497.912)</u>	<u>(8.980.685)</u>	<u>(1.544.390)</u>	<u>(706.756)</u>	<u>(2.251.146)</u>
Recebimento da RAP e indenizações	-	-	-	7.511.616	(142.424) (a)(b)	7.369.192
Redução no caixa e equivalentes de caixa	<u>(29.198)</u>	<u>-</u>	<u>(29.198)</u>	<u>(206.981)</u>	<u>-</u>	<u>(206.981)</u>

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2019	Ajuste		31/12/2019	Ajuste	31/12/2019
	Divulgado		Reapresentado	Divulgado		Reapresentado
Receitas (Despesas)						
Venda de mercadorias, produtos e serviços	439.040	-	439.040	35.273.809	1.762.188	37.035.997
Receita de construção	-	-	-	569.439	226.549 (a)(b)	795.988
	<u>439.040</u>	<u>-</u>	<u>439.040</u>	<u>36.111.186</u>	<u>1.988.737</u>	<u>38.099.923</u>
Provisões/Reversões operacionais	2.532.815	37.927 (a)	2.570.742	1.757.087	-	1.757.087
Valor Adicionado Bruto	<u>2.479.413</u>	<u>37.927</u>	<u>2.517.340</u>	<u>23.165.762</u>	<u>1.316.602</u>	<u>24.482.364</u>
Valor Adicionado Líquido Produzido pela Entidade	<u>2.466.027</u>	<u>37.927</u>	<u>2.503.954</u>	<u>21.358.333</u>	<u>1.316.602</u>	<u>22.674.935</u>
Valor Adicionado Recebido em Transferência						
Participações societárias	8.486.543	459.985 (a)(b)	8.946.528	1.140.733	(99.662) (a)(b)	1.041.071
Receitas financeiras	6.821.297	-	6.821.297	6.753.694	(367.760) (a)(b)	6.385.934
	<u>15.307.840</u>	<u>459.985</u>	<u>15.767.825</u>	<u>7.919.142</u>	<u>(467.422)</u>	<u>7.451.720</u>
Valor Adicionado Total a Distribuir	<u>17.773.867</u>	<u>497.912</u>	<u>18.271.779</u>	<u>29.277.475</u>	<u>849.180</u>	<u>30.126.655</u>
Distribuição do Valor Adicionado						
Tributos						
Federal	72.515	-	72.515	2.509.915	459.603	2.969.518
Acionistas						
Dividendos e juros sobre capital próprio	2.540.567	-	2.540.567	2.540.567	-	2.540.567
Participação de acionistas não controladores	-	-	-	46.719	(108.335)	(61.616)
Reservas	8.156.557	497.912	8.654.469	8.156.557	497.912	8.654.469
	<u>10.697.124</u>	<u>497.912</u>	<u>11.195.036</u>	<u>10.743.843</u>	<u>389.577</u>	<u>11.133.420</u>
	<u>17.773.867</u>	<u>497.912</u>	<u>18.271.779</u>	<u>29.277.475</u>	<u>849.180</u>	<u>30.126.655</u>

a) Ativo Contratual - Esta reapresentação refere-se à remensuração dos ativos de transmissão considerando as novas premissas estabelecidas na orientação emitida pela CVM. Maiores detalhes, vide nota 17;

b) Rede Básica de Sistemas Existente (RBSE) - Esta reapresentação refere-se a ajuste de classificação e mensuração dos seus ativos de transmissão - RBSE, até então classificados como ativos financeiros. Maiores detalhes, vide nota 17;

c) Ativo Financeiro de Itaipu - Refere se à reclassificação do Passivo Financeiro de Itaipu, anteriormente apresentado líquido com outros ativos financeiros da Companhia;

d) Reclassificação entre Custos Operacionais e Despesas Operacionais - Historicamente a Companhia apresentava na demonstração do resultado a segregação dos custos operacionais formados substancialmente pela compra de energia, encargos de transmissão, construção e combustível para produção de energia elétrica. A Companhia, para fins de melhor apresentação, passou a segregar das despesas operacionais os gastos referentes substancialmente a depreciação, serviços e pessoal diretamente relacionados as atividades de geração e transmissão, efetuando essa reclassificação de forma comparativa; e

e) Benefício pós emprego – No exercício de 2020 a subsidiária Chesf revisitou sua avaliação do passivo atuarial em decorrência de benefícios definidos para determinado grupo de funcionários, calculados com base em remuneração variável e indexados pelo IGP-M, o qual sofreu forte variação no exercício. Tal revisão gerou recálculos nos montantes de anos anteriores e, portanto, estão sendo apresentados efeitos de forma retrospectiva no grupo de resultados abrangentes, como itens que não serão reciclados para o resultado.

4.5 – Principais políticas contábeis

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras estão apresentadas nas respectivas notas explicativas. Essas políticas vêm sendo aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados, com exceção da implementação das novas normas, interpretação e orientações relacionadas a seguir.

4.5.1. - Adoção de novas normas e interpretações

A Companhia não identificou impactos quanto às aplicações das alterações e novas interpretações às IFRSs e aos CPCs emitidos pelo IASB e pelo CPC, respectivamente as quais são divulgados a seguir:

(a) Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro – (alteração ao CPC 00 - R2):

Esta alteração apresentou substancialmente novos conceitos acerca da apresentação, mensuração e divulgação das demonstrações financeiras, além de atualizar a definição de ativos e passivos, bem como os critérios de reconhecimento e desreconhecimento nas demonstrações financeiras.

(b) Definição de um negócio (alteração ao CPC 15 - R1/IFRS 3 – Combinação de negócios):

As alterações mais relevantes foram: 1) um “negócio” deve incluir *inputs* e processos relevantes que contribuam para a criação de *outputs*; 2) foi disponibilizada uma taxa que auxilia na análise de uma empresa que adquiriu um grupo de ativos e não um negócio; e 3) a definição de *outputs* passa a ter um enfoque na capacidade de geração de retorno por meio de serviços prestados a clientes.

(c) Definição de materialidade (alterações ao IAS 1 e IAS 8):

Esta alteração esclarece a definição de “material” e alinha a definição usada na Estrutura Conceitual e as próprias normas. As alterações alinham a redação da definição em todas as normas do IFRS e outras publicações, inclui alguns requisitos de suporte do IAS 1 na definição para dar-lhe mais destaque e deixa clara a explicação que acompanha a definição de material.

(d) Impacto da adoção inicial das alterações da Reforma da Taxa de Juros de Referência - (CPC 40 - R1/IFRS 7 e CPC 48/IFRS 9):

Esta alteração na norma inclui exceções temporárias aos requerimentos atuais da contabilidade de *hedge* para neutralizar os efeitos das incertezas causadas pela reforma da taxa de juros referenciais (LIBOR). Esta alteração não gerou impacto relevante nas demonstrações financeiras consolidadas.

(e) Impacto da aplicação inicial da Alteração ao CPC 06 - R2/IFRS 16 (CPC 06 - R2/IFRS 16) — Concessões de Aluguel Relacionadas à COVID-19:

A alteração inclui requerimentos com o objetivo de facilitar para os arrendatários a contabilização de eventuais concessões e descontos obtidos nos contratos de arrendamento em decorrência da COVID-19, tais como perdão, suspensão ou mesmo reduções temporárias de pagamentos. Esta alteração não gerou impacto nas demonstrações financeiras da companhia.

4.5.2. - Novas normas e interpretações ainda não vigentes

A partir de 1º janeiro de 2021, estarão vigentes os seguintes pronunciamentos, os quais a Companhia não realizou a adoção antecipada e está acompanhando as discussões. Até o momento a Companhia não espera impactos significativos quando da adoção destas normas.

Normas Revisadas	Alteração	Aplicável a partir de
CPC 48/ IFRS 9, CPC 8/IAS 39, CPC 40/IFRS 7, CPC 11/IFRS 4, CPC 6 (R2)/ IFRS 16	Adição de novos requisitos de divulgação sobre os efeitos trazidos pela reforma da taxa de juros referenciais (<i>LIBOR</i>).	01/01/2021
CPC 25/IAS 37	Especificação de quais custos uma empresa deve incluir ao avaliar se um contrato é oneroso. Os custos diretamente relacionados ao cumprimento do contrato devem ser considerados nas premissas de fluxo de caixa.	01/01/2022
CPC 27/IAS 16	Permitir o reconhecimento de receita e custos dos valores relacionados com a venda de itens produzidos durante a fase de testes do ativo.	01/01/2022

4.6 - Bases de consolidação e investimentos em controladas, controladas em conjunto e coligadas

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 resultado ou em outros resultados abrangentes. Para as demonstrações financeiras consolidadas as controladas são totalmente consolidadas a partir da data em que o controle é detido pela Companhia e a consolidação é interrompida a partir da data em que a Companhia deixa de ter o controle.

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, custos e despesas entre as controladas da Companhia são eliminados integralmente nas demonstrações financeiras consolidadas.

	31/12/2020		31/12/2019	
	Participação		Participação	
	Direta	Indireta	Direta	Indireta
Controladas				
Eletronuclear	99,95%	-	99,91%	-
CGT Eletrosul (a)	99,89%	-	99,99%	-
Chesf	99,58%	-	99,58%	-
Furnas	99,56%	-	99,56%	-
Eletronorte	99,66%	-	99,48%	-
Eletropar	83,71%	-	83,71%	-
Chuí IX (b)	-	-	99,99%	-
Hermenegildo I (b)	-	-	99,99%	-
Hermenegildo II (b)	-	-	99,99%	-
Hermenegildo III (b)	-	-	99,99%	-
Santa Vitoria do Palmar (b)	-	-	78,00%	-
Eletrosul (a)	-	-	99,88%	-
Brasil Ventos Energia	-	99,56%	-	99,56%
Transenergia Goiás	-	99,44%	-	99,44%
Amazonas GT (c)	-	99,48%	100,00%	-
Livramento Holding	-	78,00%	-	78,00%
Transmissora Delmiro Gouveia (TDG) (d)	-	-	-	100,00%
Geribatu I	-	-	-	100,00%
Geribatu II	-	-	-	100,00%
Geribatu III	-	-	-	100,00%
Geribatu IV	-	-	-	100,00%
Geribatu V	-	-	-	100,00%
Geribatu VI	-	-	-	100,00%
Geribatu VII	-	-	-	100,00%
Geribatu VIII	-	-	-	100,00%
Geribatu IX	-	-	-	100,00%
Geribatu X	-	-	-	100,00%
Transmissora Sul Brasileira de Energia (TSBE) (e)	-	-	-	99,88%
Chuí Holding (b)	-	-	-	78,00%
Complexo Eólico Pindaí I				
Angical 2 Energia	-	99,96%	-	99,96%
Caititu 2 Energia	-	99,96%	-	99,96%
Caititu 3 Energia	-	99,96%	-	99,96%
Carcará Energia	-	99,96%	-	99,96%
Corrupião 3 Energia	-	99,96%	-	99,96%
Teiú 2 Energia	-	99,95%	-	99,95%
Acauã Energia	-	99,93%	-	99,93%
Arapapá Energia	-	99,90%	-	99,90%
Complexo Eólico Pindaí II				
Coqueirinho 2 Energia	-	99,98%	-	99,98%
Papagaio Energia	-	99,96%	-	99,96%
Complexo Eólico Pindaí III				
Tamanduá Mirim 2 Energia	-	83,01%	-	83,01%
Operações em conjunto (consórcios)				
Consórcio Cruzeiro do Sul	-	49,00%	-	49,00%

- (a) Em janeiro de 2020 foi realizada a incorporação da Eletrosul pela CGTEE. A empresa resultante passou a ser denominada CGT Eletrosul - Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil;
- (b) Em novembro de 2020, foi concluída a transferência da totalidade das participações que a Eletrobras detinha, vide nota 46.4;
- (c) Em março de 2020, foram transferidas as ações da Amazonas GT para a Eletronorte, através da liquidação de contas a receber e a pagar entre partes relacionadas, tornando-se assim a Amazonas GT uma controlada indireta da Eletrobras;
- (d) Em maio de 2020, houve a incorporação da TDG pela Chesf; e
- (e) Em dezembro de 2020, houve a incorporação da TSBE pela CGT Eletrosul.

A controlada CGT 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 CGT 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) Controladas em 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.

4.7 - 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.

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 são inerentemente incertas, 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 exercícios:

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 14.2).

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 termoeletricas. Para determinar o valor da provisão, premissas e estimativas são feitas em relação às taxas de desconto, ao custo estimado para a desativação e remoção de todas as usinas dos locais e à época esperada dos referidos custos (Nota 34). A estimativa dos custos é baseada nos requerimentos legais, regulatórios e ambientais para a desativação e remoção de todas as usinas em conjunto 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 32).

5.5 - Provisões e passivos contingentes

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 33).

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 das contrapartes.

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 42 apresenta as informações sobre as principais premissas utilizadas na determinação do valor justo de instrumentos financeiros, bem como a análise de

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

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 PLD considerado nos fluxos de caixa, sendo que a Companhia utiliza como base o PLD médio histórico aprovado pela Administração da Companhia como premissa para o cálculo da provisão do contrato oneroso, 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 avalia se há contratos onerosos em concessões onde o atual custo esperado para a operação e manutenção não é coberto integralmente pelas receitas (Nota 31).

5.9 - Avaliação dos ativos contratuais de transmissão

Os ativos de transmissão da Companhia são tratados no escopo do CPC 47 – Receita de Contratos de Clientes e classificados como ativos de contrato. Todas as concessões de transmissão da Companhia e suas controladas estão classificadas dentro do modelo de ativo contratual, conforme CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente (IFRS 15). O ativo contratual se origina na medida em que a concessionária satisfaz a obrigação de construir e implementar a infraestrutura de transmissão, sendo a receita reconhecida ao longo do tempo do projeto, porém o recebimento do fluxo de caixa está condicionado à satisfação da obrigação de desempenho de operação e manutenção. Mensalmente, à medida que a Companhia opera e mantém a infraestrutura, a parcela do ativo Contratual equivalente à contraprestação daquele mês pela satisfação da obrigação de desempenho de construir torna-se um ativo financeiro, pois nada mais além da passagem do tempo será requerida para que o referido montante seja recebido.

O valor do ativo contratual da Companhia e suas controladas é formado substancialmente por meio do valor presente dos seus fluxos de caixa futuros. O fluxo de caixa futuro é estimado no início da concessão, ou na sua prorrogação e são revisitados a cada Revisão Tarifária Periódica (RTP).

A Administração da Companhia utilizou as seguintes principais premissas para avaliar os ativos contratuais de transmissão:

- A RAP estipulada no contrato de concessão (*Bid* leilão ou renovação da concessão);
- Curva de investimento previsto anexado ao contrato de concessão, taxa de depreciação considerada no contrato de concessão;
- Taxa de retorno implícita do contrato obtida após a precificação das margens pelo fluxo de RAP esperado no momento da renovação ou celebração contratual em comparação ao fluxo de investimento esperado ou realizado;
- Atribuição de margens a partir do *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) da Eletrobras com acréscimo de risco por componente de operação e construção;
- Inclusão da Parcela Variável (PV) como critério de risco baseado no histórico apurado.

5.10 - Estimativa da taxa incremental de arrendamentos

Os arrendamentos vigentes não possuem sua taxa de juros implícita prontamente identificável, motivo pelo qual a Companhia considera a taxa incremental sobre empréstimos para mensurar os passivos de arrendamento. A taxa incremental é a taxa de juros que a Companhia teria que pagar ao tomar empréstimos, por prazo semelhante, para obter os recursos necessários para a aquisição de ativos com valores similares ao ativo de direito de uso em ambiente econômico similar. A Companhia obtém as taxas específicas que abrangem o prazo remanescente de cada contrato. Como não é possível determinar a taxa de juros implícita no arrendamento, a Companhia estima o custo de financiamento do arrendatário para determinação da taxa de desconto dos arrendamentos.

5.11 – Determinação da Vida útil dos ativos

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.

5.12 – Determinação de controle

Em algumas circunstâncias julgamento é exigido para determinar se, depois de considerar todos os fatores relevantes, a Companhia possui controle, controle conjunto ou influência significativa sobre uma entidade. A influência significativa inclui situações de controle coletivo.

NOTA 6 – CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Caixa e Bancos	21.623	18.185	124.139	183.917
Aplicações Financeiras (a)	7	17	162.468	151.390
Total	21.630	18.202	286.607	335.307

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.

Prática contábil

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.

NOTA 7 – CAIXA RESTRITO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Comercialização - Itaipu	1.314.234	1.356.513	1.314.234	1.356.513
Comercialização - PROINFA	1.471.908	1.553.049	1.471.908	1.553.049
PROCEL	495.260	188.004	495.260	188.004
Conta Garantia - SPEs	100.000	100.000	100.000	100.000
Recursos da RGR	30.890	29.970	30.890	29.970
Convênio Itaipu (a)	-	-	161.070	-
Total	3.412.292	3.227.536	3.573.362	3.227.536

(a) Em dezembro de 2020, foi celebrado um convênio de cooperação técnica e financeira entre Furnas e Itaipu Binacional, cujo objeto é a revitalização do sistema de corrente contínua de Furnas dedicado à Usina Hidrelétrica de Itaipu.

A Companhia e suas controladas aplicam seus recursos de caixa restrito em fundos extramercados lastreados em títulos públicos, seguindo a Resolução nº 3.284 do Banco Central do Brasil.

Prática contábil

O caixa restrito é composto por recursos arrecadados pelos respectivos fundos que são utilizados exclusivamente para atender às suas disposições regulamentares, mensuradas ao valor justo, não estando disponíveis para a Companhia.

NOTA 8 – 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:

Títulos	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Circulante				
Letra do Tesouro Nacional (1)	6.206.587	4.730.932	8.697.929	6.153.559
Nota do Tesouro Nacional - série F (1)	1.230.849	435.948	1.727.775	504.418
Letra Financeira do Tesouro Nacional (1)	-	-	100.928	172.670
Títulos de Renda Fixa (1)	-	-	1.995.010	1.508.272
Op. Compromissadas	302.615	1.620.256	641.878	1.841.299
Outros	-	-	506.538	155.477
Títulos Restritos				
Fundo de Energia do Sudeste e Centro-Oeste (a)	-	-	253.731	-
Fundo de Energia do Nordeste (b)	-	-	115.569	90.675
	7.740.051	6.787.137	14.039.358	10.426.370
Não Circulante				
Partes Beneficiárias (c)	320.299	372.841	320.299	372.841
Outros	2.585	1.760	2.937	34.230
	322.884	374.601	323.236	407.071
Total	8.062.935	7.161.738	14.362.594	10.833.441

(1) Títulos com indexador Prefixado.

a) Fundo de Energia do Sudeste e Centro-Oeste (FESC)

Fundo setorial, criado pela MP nº 677/2015, convertida em Lei nº 13.182, de 03 de novembro de 2015, com o objetivo de prover recursos para a suprir as empresas eletrointensivas do Centro-Oeste e do Sudeste, o FESC permite que Furnas negocie energia elétrica a preços competitivos com as indústrias de ferroliga, de silício metálico, ou de magnésio, com ampliação dos investimentos em energia elétrica, especialmente nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste. Furnas usará os recursos deste fundo para a aquisição/formação destas SPEs podendo sua participação acionária ser de até 49% do capital próprio dessas sociedades.

b) Fundo de Energia do Nordeste (FEN)

Fundo setorial, criado pela MP nº 677/2015, convertida em Lei nº 13.182, de 03 de novembro de 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.

c) 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.

Prática contábil

São inicialmente mensurados a valor justo e, posteriormente, mensurados ao custo amortizado ou pelo valor justo por meio do resultado por se tratarem substancialmente de investimentos em títulos públicos federais brasileiros.

NOTA 9 – FUNDO PARA DESCOMISSIONAMENTO

O descomissionamento de usinas nucleares constitui-se de 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. Para permitir a inclusão dos custos a serem incorridos com o descomissionamento das Usinas Angra 1 e 2, foi constituído contabilmente uma obrigação para desmobilização de ativos, com base em estudos técnicos elaborados pela Companhia, conforme Nota 34.

Anualmente, a Eletrobras estabelece o montante a ser recolhido ao fundo financeiro para o descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2, considerando como base de cálculo, a parcela considerada pela ANEEL, na receita fixa das mencionadas usinas. Para o exercício de 2020, o valor depositado foi o montante de R\$ 184.960.

O mencionado fundo é mantido com o Banco do Brasil, através de um fundo de investimento extramercado de longo prazo, exclusivo para acumular os recursos destinados a custear as atividades de descomissionamento. A titularidade deste fundo pertence à Eletrobras, conforme determinado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

A seguir, demonstramos o detalhamento de carteira do mencionado fundo:

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019
Títulos públicos	1.593.736	1.147.563
Op. Compromissadas	165.359	81.678
Dólar comercial futuro	(5.303)	(6.869)
Outros	35	21
Total	1.753.827	1.222.393

No exercício findo em 31 de dezembro de 2020, o fundo para descomissionamento apresenta acréscimo financeiro de R\$ 405.281 (R\$ 119.006 no exercício findo em 31 de dezembro de 2019), em função da carteira do Fundo Financeiro para descomissionamento conter título público vinculado à variação da moeda dólar norte-americano.

Prática contábil

O fundo para descomissionamento é um ativo financeiro mensurado a valor justo por meio do resultado, no qual os ganhos e perdas financeiras são reconhecidos na rubrica de resultado financeiro, em função da carteira do Fundo Financeiro do Banco do Brasil para descomissionamento conter títulos públicos vinculados à variação da moeda dólar norte-americano. Mensalmente, os rendimentos financeiros incorridos durante o exercício estão sujeitos à devida tributação do imposto de renda na fonte.

NOTA 10 – CLIENTES

	CONSOLIDADO					
	31/12/2020					31/12/2019
	A vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos + de 90 dias	Créditos Renegociados	Total	Total
Circulante						
Suprimento/Fornecimento de Energia (a)	2.189.738	245.509	753.516	129.173	3.317.936	3.081.032
Energia Elétrica de Curto Prazo - CCEE (b)	1.697.675	71.144	103.442	-	1.872.261	1.268.125
Uso da Rede Elétrica (c)	771.074	22.893	50.620	-	844.587	891.364
Conexão/Disponibilização ao Sistema de Transmissão PROINFA	448.504	59.645	157.240	92.578	757.967	449.135
Parcelamento	336.692	-	-	-	336.692	453.528
(-) PECLD (d)	-	3.650	108.562	-	112.212	-
	(192.491)	(154.115)	(798.650)	(124.742)	(1.269.998)	(861.852)
	5.251.192	248.726	374.730	97.009	5.971.657	5.281.333
Não Circulante						
Suprimento/Fornecimento de Energia (a)	312	-	9.548	2.119.342	2.129.202	1.053.663
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)	(1.057.755)	(1.365.211)	(1.066.220)
	312	-	-	1.061.587	1.061.899	285.351
Total Clientes	5.251.504	248.726	374.730	1.158.596	7.033.556	5.566.684

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.

A variação registrada na referida rubrica, no longo prazo, refere-se ao à repactuação da dívida com a Amazonas Energia, através da assinatura de dois Termos de Confissão de Dívida: i) Instrumento Particular de Confissão de Dívida (ICD PIE's), no valor de R\$ 841.178, referente aos CCVE's dos PIE's da Capital, celebrado em outubro de 2020; ii) Instrumento Particular de Confissão de Dívida, no valor de R\$ 372.262, referente ao CCVE de Balbina, celebrado em dezembro de 2020. Energia Elétrica de Curto prazo - CCEE

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

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 2020 e 2019 são as seguintes:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019
Saldo Inicial	1.928.072	1.701.729
(+) Constituição	994.167	290.736
(-) Reversão	(189.302)	(22.801)
(-) Baixa	(97.728)	(41.592)
Saldo Final	2.635.209	1.928.072

O montante de constituições da PECLD no exercício de 2020 deve-se, principalmente a inadimplência dos contratos de CCVE da UHE Balbina e dos PIE's da Capital, no valor aproximado de R\$ 545 milhões.

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

Prática contábil

As contas a receber de clientes são contabilizadas 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. Os valores são baixados da provisão e reconhecidos como perda definitiva quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

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.

A Companhia adotou a abordagem simplificada para cálculo da perda esperada de crédito, conforme mencionado na nota explicativa 5.6.

NOTA 11 – FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS A RECEBER

	Taxa Média		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Itaipu	6,93	7,04	4.200.471	5.843.724	4.200.471	5.843.724
CGT Eletrosul (*)	4,00	4,79	1.260.147	411.054	-	-
Furnas	5,61	6,14	1.459.009	2.510.010	-	-
Amazonas GT	3,20	6,50	2.270.943	2.470.505	-	-
Eletronuclear	5,00	7,01	715.486	1.822.991	-	-
Eletronorte	5,54	5,81	503.913	1.133.212	-	-
CEAL	3,45	7,28	1.505.961	1.564.724	1.505.962	1.564.724
Eletrosul (*)	-	5,00	-	778.691	-	-
Eletropaulo	3,75	6,96	1.008.052	1.314.107	1.008.052	1.314.107
Amazonas D (a)	5,78	7,38	3.998.324	3.949.748	3.998.324	3.949.748
CEPISA	2,50	5,42	571.127	746.427	571.127	746.427
Boa Vista	2,22	5,49	147.764	160.309	147.764	160.309
Repasse RGR (b)	-	5,00	-	1.101.161	-	1.101.161
Outras	-	-	248.201	229.174	248.201	229.259
(-) PECLD	-	-	(755.002)	(632.643)	(755.002)	(632.643)
Total			17.134.396	23.403.194	10.924.899	14.276.816
Principal			5.849.243	4.827.253	4.696.162	3.257.464
Encargos			88.080	293.481	52.499	215.929
Circulante			5.937.323	5.120.734	4.748.661	3.473.393
Não Circulante			11.197.073	18.282.460	6.176.238	10.803.423
Total			17.134.396	23.403.194	10.924.899	14.276.816

(*) A Eletrosul foi incorporada pela CGT Eletrosul (nova denominação da CGTEE) em 2020.

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. Quanto ao montante, cerca de 77% dos recebíveis deverão ser amortizados nos próximos cinco anos, em sua maioria em parcelas mensais, sendo a taxa média de juros ponderada pelo saldo da carteira de 5,55% ao ano.

A Controladora é credora de um empréstimo com Itaipu com cláusula de atualização cambial que representa 36% do total da carteira consolidada (41% em 31 de dezembro de 2019). Os demais financiamentos e empréstimos prevêm atualização com base em índices de IGP-M e IPCA.

a) Renegociação de Dívida – Amazonas Energia

Em 18 de dezembro de 2020, foi aprovada a renegociação de dívida da distribuidora privada Amazonas Energia, com a Eletrobras, no montante total de R\$ 4.033.855, que representam substancialmente os recebíveis não capitalizados no processo de alienação do controle societário. Em garantia da dívida, a Amazonas Energia inicialmente cederá à Eletrobras o ativo imobilizado em curso ressarcível (AIC), no valor total de R\$ 723.129, no limite do fluxo de pagamentos anual da dívida.

O valor desta garantia é suficiente para cobrir o fluxo financeiro do contrato até o final do período de carência, considerando os juros devidos até novembro de 2021. Com o início das amortizações, o valor da parcela do AIC deixa de cobrir o valor total da parcela, sendo necessária uma garantia adicional, a ser ofertada pela Amazonas Energia em dezembro de 2021, para fazer cobertura ao valor total do restante do saldo devedor até março de fevereiro de 2024.

Após o término de recebimento do AIC, previsto para ocorrer em março de 2024, a Amazonas Energia fica obrigada a apresentar nova garantia para fazer cobertura ao valor total do restante do saldo devedor, ou, alternativamente, uma garantia sobre o valor das parcelas a vencer nos 12 meses subsequentes, que precisaria ser renovada a cada ano, até a quitação de todos os contratos em maio de 2030.

b) Repasses da Reserva Global de Reversão - RGR

Além dos financiamentos acima citados, a Eletrobras, até 30 de abril de 2017, foi responsável pela gestão da 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 novembro de 2016, que deverão ser repassados à RGR, no prazo de até cinco dias, contados da data do pagamento efetivo pelo agente devedor.

Em dezembro de 2020, a Administração da Companhia concluiu que os montantes a receber de empréstimos e financiamentos concedidos com recursos da RGR para terceiros não atendem mais a definição de ativo uma vez que a Companhia não possui mais o controle desses recebíveis e, por esse motivo, foram desreconhecidos. Em ato contínuo, os montantes repassados de recursos da RGR de responsabilidade de terceiros, e possuem contrapartida no ativo, também foram desreconhecidos pelo fato da Companhia não possuir mais uma obrigação presente pela totalidade da obrigação, atuando apenas como agente repassador não sendo tais recursos exigíveis da Eletrobras enquanto o agente devedor não efetuar o pagamento.

CONTROLADORA / CONSOLIDADO		
	31/12/2020	31/12/2019
Repasso RGR	Total	Total
Amazonas D	-	97.931
Global	-	180.647
CELPA	-	685.072
Outros	-	137.511
	-	1.101.161
Passivo		
RGR CCEE	-	1.101.161

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

As movimentações na provisão dos financiamentos e empréstimos concedidos da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019 são as seguintes:

CONTROLADORA / CONSOLIDADO		
	31/12/2020	31/12/2019
Saldo inicial	632.643	307.655
(+) Complemento	335.762	894.870
(-) Reversões	(213.403)	(569.882)
Saldo final	755.002	632.643

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.

Prática Contábil

Os empréstimos a receber são ativos financeiros reconhecidos inicialmente a valor justo, subsequentemente mensurados a custo amortizado, com pagamentos fixos ou determináveis e taxa média de juros, ponderada pelo saldo da carteira, de 5,55% ao ano. O valor contábil destes empréstimos e financiamentos a receber é reduzido por uma conta redutora de perda esperada de crédito para liquidação duvidosa. A Companhia adotou uma análise individual para cálculo da perda esperada de crédito. A constituição e a reversão da PECLD são registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais.

NOTA 12 – 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	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Circulante				
Controladas				
Eletronorte	1.405.170	1.344.233	-	-
Chesf	1.799.293	1.170.627	-	-
Furnas	508.472	759.926	-	-
CGT Eletrosul (a)	470.903	110.775	-	-
Eletrosul (a)	-	40.664	-	-
Eletropar	8.997	-	-	-
Coligadas				
CTEEP	195.155	32.324	198.359	32.928
Lajeado Energia	100.280	23.975	100.280	23.975
EMAE	92.172	10.999	95.639	11.175
Manaus Construtora	-	-	23.298	9.178
Belo Monte Transmissora	-	-	34.121	13.810
Paulista Lajeado	15.202	16.221	15.202	16.221
Transenergia São Paulo	-	-	14.760	17.271
Energética Águas da Pedra	-	-	14.034	6.675
Enerpeixe	-	-	11.653	12.236
CEB Lajeado	12.147	18.707	12.147	18.707
Goiás Transmissão	-	-	8.146	11.668
Paranaíba Transmissora de Energia	-	-	6.163	5.985
MGE Transmissão	-	-	5.616	5.616
TSLE	-	-	4.153	8.065
Retiro Baixo Energético	-	-	3.858	6.357
CEEE-GT	-	30.040	-	30.040
Chapecoense	-	-	-	29.090
Transenergia Renovável	-	-	520	4.492
Outros	112.700	34.012	127.561	36.410
	4.720.491	3.592.503	675.510	299.899

(a) A Eletrosul foi incorporada pela CGT Eletrosul (nova denominação da CGTEE) em 2020.

Prática contábil

Este grupo de contas destina-se à contabilização, dos créditos referentes a dividendos e juros sobre capital próprio, provenientes dos investimentos de acordo com a nota explicativa 20. Os dividendos são reconhecidos nas demonstrações financeiras quando de sua efetiva distribuição ou quando sua distribuição é aprovada pelos acionistas, o que ocorrer primeiro.

NOTA 13 – TRIBUTOS A RECUPERAR

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Ativo circulante				
IRRF	512.074	767.055	729.591	1.083.278
PIS/COFINS a recuperar	7.126	40.095	38.571	203.541
ICMS a recuperar	-	-	6.540	128.329
Outros	-	-	59.258	59.514
	<u>519.200</u>	<u>807.150</u>	<u>833.960</u>	<u>1.474.662</u>
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	39.694	38.231
PIS/COFINS a recuperar	-	-	180.903	178.655
IR/CS	2.781	-	186.791	154.389
Outros	-	-	22.657	49.095
	<u>2.781</u>	<u>-</u>	<u>430.045</u>	<u>420.370</u>

NOTA 14 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

14.1 - Imposto de renda e contribuição social corrente

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Ativo circulante				
Antecipações/ Saldo negativo de IRPJ e CSLL	829.569	309.033	1.292.750	2.382.899
Passivo circulante				
Imposto de Renda corrente	-	-	232.716	1.693.623
Contribuição Social corrente	-	-	86.719	839.109
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>319.435</u>	<u>2.532.732</u>

No exercício findo em 31 de dezembro de 2020, não ocorreram antecipações de IRPJ e CSLL, na controladora, dado que foi apurado prejuízo fiscal e base negativa no exercício, não havendo base fiscal a ser tributada. Em função disso, o crédito tributário apresentado na rubrica "Saldo negativo de IRPJ e CSLL" (tabela 14.1, acima) e a rubrica IRRF, na tabela 13, acumularam créditos os quais poderão ser utilizados ao longo dos próximos anos no recolhimento de tributos administrados pela Receita Federal.

14.2 - Imposto de renda e contribuição social diferidos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)
Ativo não circulante				
IRPJ e CSLL Diferidos	-	-	2.068.894	647.903
Passivo não circulante				
IRPJ e CSLL Diferidos	650.523	628.904	3.705.055	4.193.607

14.3 - Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	Impostos diferidos por controladas					
	31/12/2020			31/12/2019 (Reapresentado)		
	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)
Ativo diferido						
Eletronorte	2.000.596	(1.718.093)	282.503	2.231.396	(1.596.808)	634.588
CGT Eletrosul (a)	2.853.789	(1.213.385)	1.640.404	-	-	-
Amazonas GT	-	-	-	13.315	-	13.315
Chesf	1.848.014	(1.702.027)	145.987	-	-	-
Total	6.702.399	(4.633.505)	2.068.894	2.244.711	(1.596.808)	647.903
Passivo diferido						
Eletrosul (a)	-	-	-	546.089	(946.288)	(400.199)
Eletrobras	-	(650.523)	(650.523)	-	(628.904)	(628.904)
Furnas	2.159.704	(5.203.825)	(3.044.121)	2.541.558	(5.281.874)	(2.740.316)
Chesf	-	-	-	1.258.550	(1.670.892)	(412.342)
Eletropar	-	(10.411)	(10.411)	-	(11.846)	(11.846)
Eletronuclear	827.493	(827.493)	-	777.235	(777.235)	-
Total	2.987.197	(6.692.252)	(3.705.055)	5.123.432	(9.317.039)	(4.193.607)
TOTAL	9.689.596	(11.325.757)		7.368.143	(10.913.847)	

(a) A Eletrosul foi incorporada pela CGT Eletrosul (nova denominação da CGTEE) em 2020.

Tendo em vista a incorporação da Eletrosul pela CGT Eletrosul, a administração da controlada CGT Eletrosul realizou os estudos para o reconhecimento do crédito tributário. Com base na finalização da reorganização societária, no histórico de lucro tributável da Eletrosul e nos estudos efetuados que levaram em consideração as empresas na atual configuração societária, no exercício de 2020, a controlada CGT Eletrosul reuniu os requisitos necessários, conforme as regras vigentes, para fins de reconhecimento dos créditos tributários diferidos oriundos do prejuízo fiscal e da base negativa de contribuição social acumulados. Tais montantes totalizaram crédito reconhecido no valor de R\$ 1.548.950.

	Impostos diferidos por categoria de tributos			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)
Impostos diferidos ativos				
Créd. Tributário s/ Prejuízo Fiscal e Base Negativa	-	-	2.182.759	743.924
Provisões Operacionais	-	-	2.642.799	2.693.087
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	-	-	657.891	521.867
Provisão para Contingências	-	-	2.176.195	1.530.541
Provisão de créditos de liquidação duvidosa	-	-	1.238.181	1.052.746
Provisão para perdas em investimentos	-	-	161.127	219.173
GAG Melhoria	-	-	63.242	32.194
Outros	-	-	567.402	574.611
Total Ativo	-	-	9.689.596	7.368.143
Impostos diferidos passivos				
Ativo de contrato	-	-	8.822.661	7.949.438
Débito tributário	-	-	-	546.444
Instrumentos Financeiros VJORA	650.523	628.904	650.523	638.821
Depreciação acelerada	-	-	247.127	225.806
AVP sobre Desmobilização de Ativo	-	-	789.109	742.720
Outros	-	-	816.337	810.618
Total Passivo	650.523	628.904	11.325.757	10.913.847
Impostos diferidos passivos, líquidos	650.523	628.904	1.636.161	3.545.704

Os montantes reconhecidos nas demonstrações financeiras são resultantes de nossa melhor estimativa dos lucros tributáveis futuros, sendo a base do valor registrado formada pelas diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social de cada entidade.

As Companhias abaixo possuem tributos diferidos (líquidos) derivados de diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social, cuja realização esperada por exercício futuro é como segue:

	Eletrobras	CGT Eletrosul	Furnas	Chesf	Eletropar	Eletronorte	Total
2021	(216.841)	323.289	(210.984)	66.410	(5.206)	261.335	218.003
2022	(216.841)	227.004	(591.906)	47.179	(5.205)	312.425	(227.344)
2023	(216.841)	230.263	(634.202)	33.459	-	337.381	(249.940)
2024	-	164.418	(692.055)	33.453	-	231.082	(263.102)
2025	-	82.864	(692.055)	33.453	-	88.248	(487.490)
Após 2025	-	612.566	(222.919)	(67.967)	-	(947.968)	(626.288)
TOTAL	(650.523)	1.640.404	(3.044.121)	145.987	(10.411)	282.503	(1.636.161)

Adicionalmente, as empréstas Eletrobras Holding, Eletronuclear e Amazonas GT não apresentam perspectiva de lucro tributável futuro e, desta forma, os créditos tributários diferidos de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social não registrados nas demonstrações financeiras somam o valor de R\$ 2.926.448 em 31 de dezembro de 2020 (R\$ 2.771.985 em 31 de dezembro de 2019).

14.4 Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)
	IRPJ/CSLL		IRPJ/CSLL	
Lucro antes do IRPJ e CSLL	6.338.688	7.910.061	6.952.646	7.217.786
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(2.155.154)	(2.689.421)	(2.363.899)	(2.454.047)
Efeitos de adições e exclusões:				
Efeito revisão tarifária periódica	-	-	226.572	337.300
Receita de Dividendos	12.455	34.481	456.147	480.847
Equivalência patrimonial	3.562.531	2.910.057	568.107	387.849
Provisões	1.226.823	(623.504)	826.380	(317.789)
Variação Cambial	169.228	594.777	169.228	594.777
Constituição de imposto diferido sobre prejuízo fiscal/base negativa	-	-	1.698.017	318.069
Constituição/Reversão de Créditos Tributários	-	-	11.682	2.779.896
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados (a)	(2.914.589)	(973)	(2.541.696)	(1.375.867)
Incentivos Fiscais (b)	-	-	924.200	661.724
Doações	(4.408)	(3.688)	(17.889)	(14.454)
Demais adições e exclusões permanentes	103.114	(221.729)	(522.182)	(767.646)
Total da despesa de IRPJ e CSLL	-	-	(565.333)	630.659
Alíquota efetiva	0,00%	0,00%	8,13%	9,05%

a) Impostos diferidos não reconhecidos / baixados

São compostos por diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base negativa de CSLL apurados no exercício, cujos benefícios tributários não foram reconhecidos devido à ausência de projeção de lucros tributários futuros.

b) Incentivos Fiscais

A MP nº 2.199/14 de 24 de agosto de 2001, alterada pela Lei nº 11.196 de 21 de novembro de 2005, possibilita que as empresas situadas nas regiões de atuação da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM), 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.

Nesse contexto, a SUDENE e a SUDAM, por meio de laudos constitutivos, reconheceram o direito 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, cujo montante de benefício apurado até 31 de dezembro de 2020 foi de R\$ 669.204 (R\$ 626.395, em 31 de dezembro de 2019).

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Ajuste ganhos e perdas atuariais	-	-	161.210	964.837
Remensuração do valor justo de instrumentos financeiros por meio de ORA	(21.619)	(196.322)	(20.417)	(201.704)
Total do imposto de renda e da contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes	(21.619)	(196.322)	140.793	763.133

Prática Contábil

As despesas de Imposto de Renda e Contribuição Social do exercício compreendem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto na proporção em que estiverem relacionados com itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente. Nesse caso, o imposto também é reconhecido no patrimônio líquido ou no resultado abrangente.

O encargo de Imposto de renda e a Contribuição Social corrente e diferido calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de IRPJ de 10% sobre o lucro tributável para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, considerando-se a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro tributável do exercício.

O Imposto de Renda e a Contribuição Social diferidos são reconhecidos usando-se o método do passivo sobre as diferenças temporárias decorrentes de diferenças ente as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações financeiras. Entretanto, o Imposto de Renda e a Contribuição Social diferidos não são contabilizados se resultar do reconhecimento inicial de um ativo ou passivo em uma operação que não seja uma combinação de negócios, a qual, na época da transação, não afeta o resultado contábil, nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).

O Imposto de Renda e a Contribuição Social diferidos ativo são reconhecidos somente na proporção da probabilidade de que lucro tributável futuro esteja sendo disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser usadas.

Os impostos de renda diferidos são reconhecimentos sobre as diferenças temporárias decorrentes dos investimentos em controladas, exceto quando o momento da reversão das diferenças temporárias seja controlado pela Companhia, e desde que seja provável que a diferença temporária não será revertida em um futuro previsível.

Os impostos de renda diferidos ativos e passivos são apresentados pelo líquido no balanço, quando há o direito legal e a intenção de compensá-los quando da apuração dos tributos correntes, em geral relacionado com a mesma entidade legal e mesma autoridade fiscal. Dessa forma, impostos diferidos ativos e passivos em diferentes entidades ou em diferentes países, em geral são apresentados em separado, e não pelo líquido.

NOTA 15 – DIREITOS E OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Ativo circulante				
CCC (a)	-	-	4.684	48.458
Ativo não circulante				
CCC (a)	7.046.002	9.063.900	7.046.002	9.096.614
Provisão CCC - PECLD (b)	(1.462.555)	(3.681.066)	(1.462.555)	(3.681.067)
	5.583.447	5.382.834	5.583.447	5.415.547
Total de direitos de ressarcimento	5.583.447	5.382.834	5.588.131	5.464.005
Passivo circulante				
Desvio de Angra 2 (c)	-	-	244.852	-
PROINFA (d)	1.373.656	1.796.753	1.373.656	1.796.753
	1.373.656	1.796.753	1.618.508	1.796.753
Passivo não circulante				
Desvio de Angra 2 (c)	-	-	22.259	-
Total de obrigação de ressarcimento	1.373.656	1.796.753	1.640.767	1.796.753

- a) Conta de Consumo de Combustível (CCC): Créditos que representam o direito de reembolso da Conta de Consumo de Combustível, relativos aos custos de geração de energia elétrica nos sistemas isolados, incluindo os custos relativos à contratação de energia e de potência associada à geração própria para atendimento ao serviço público de energia elétrica, aos encargos e impostos do setor elétrico e, ainda, aos investimentos realizados. 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. A Companhia aguarda a definição da ANEEL quanto a forma de pagamento desses recursos, os quais serão recebidos através dos fundos setoriais. A Companhia espera haver definição quanto ao ressarcimento assim que finalizadas todas as etapas do cumprimento formal junto ao regulador e espera a definição sobre o tema em 2021.
- b) Provisão CCC – PECLD: Com base nos resultados das fiscalizações realizadas pela ANEEL a Companhia efetuou baixa definitiva no montante de R\$ 2.282.037 referente aos ativos da CCC que estavam provisionados, sem impactos no resultado no exercício findo em 31 de dezembro de 2020.
- c) Desvio de Angra 2: A variação negativa de R\$ 267.111, registrado em dezembro de 2020, é em decorrência de a energia fornecida ao longo de 2020 ter sido menor que a energia garantida para o período, visto que o tempo de parada de manutenção da Usina de Angra 2 foi superior ao programado para o ano. Essa quantidade de energia entregue a menor em 2020 deverá ser objeto de ressarcimento a todas as distribuidoras cotistas, em parcelas duodecimais, a partir de fevereiro de 2021.
- d) PROINFA: as operações de comercialização de energia elétrica no âmbito PROINFA geraram um saldo líquido negativo de R\$ 423.097 no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 (R\$ 546.134 positivo no exercício findo em 31 de dezembro de 2019), não produzindo efeito no resultado líquido do exercício da Companhia, sendo este valor incluído na rubrica Obrigações de Ressarcimento.

Prática contábil

Os direitos e obrigações de ressarcimento são mensurados a custo amortizado, e os juros e variações monetárias sobre os valores reconhecidos como direitos e obrigações de ressarcimento são registrados na rubrica de resultado financeiro, apropriados de acordo com a competência. A perda esperada para crédito de liquidação duvidosa é reconhecida quando o crédito vencido é julgado de difícil recebimento, desde que tenham sido esgotados todos os recursos legais de que a Companhia possa se valer.

NOTA 16 – ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR

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

	CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019
Circulante		
Elementos prontos	428.340	538.827
	428.340	538.827
Não circulante		
Elementos prontos	657.083	251.811
Concentrado de urânio	220.135	204.116
Em curso - combustível nuclear	387.562	384.623
	1.264.780	840.550
TOTAL	1.693.120	1.379.377

a) Formação do combustível nuclear

Na etapa inicial 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.

b) Parada Angra 2

Em 22 de junho de 2020, foi iniciada a parada para manutenção e reabastecimento de combustível nuclear na Usina Angra 2. Durante as inspeções realizadas nesta parada, foi detectada, nos elementos combustíveis carregados no último ciclo de operação, uma oxidação superficial inesperada no revestimento dos tubos que contêm as pastilhas de urânio enriquecido, o que requererá rigorosos testes de inspeções para uma avaliação deste evento. Vale destacar que esse incidente, em nenhum momento, comprometeu a segurança e o desempenho da Usina Angra 2, que operou continuamente por 13 meses.

Para viabilizar o retorno da operação da Usina Angra 2 no menor tempo possível e seguindo todos os protocolos de segurança, a Eletronuclear substituiu todos os 52 elementos combustíveis, que ainda serão inspecionados, para o próximo ciclo de operação.

Prática contábil

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.

NOTA 17 – ATIVO CONTRATUAL DE TRANSMISSÃO

As concessões de transmissão da Companhia e suas controladas estão classificadas dentro do modelo de ativo contratual, conforme CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente (IFRS 15).

O ativo contratual se origina na medida em que a concessionária satisfaz a obrigação de construir e implementar a infraestrutura de transmissão, sendo a receita reconhecida ao longo do tempo do projeto, porém o recebimento do fluxo de caixa está condicionado à satisfação da obrigação de desempenho de operação e manutenção.

Com os conceitos e princípios trazidos pelo pronunciamento CPC 47(IFRS 15), houve a necessidade de serem identificadas as obrigações de performance previstas nos contratos de concessão de

Transmissão de Energia Elétrica, a alocação de parcela de preço de transação às referidas obrigações de performance (e em consequência, a alocação das respectivas margens), entre outros procedimentos, dentro da sistemática de reconhecimento de receita com clientes prevista pela norma. Os contratos de concessão de transmissão de energia elétrica apresentam duas obrigações de performance claramente identificadas, quais sejam: (i) construção e (ii) Operação e Manutenção – O&M.

A utilização de diferentes premissas e sua revisão a partir de melhores práticas no mercado pode modificar significativamente o valor do ativo mensurado pela Companhia. Em 2020, a administração procedeu ajustes retrospectivos na mensuração dos ativos de contrato e tributos envolvidos, que incluiu substancialmente, alteração na taxa de remuneração dos contratos e a reclassificação dos ativos relacionados aos bens da RBSE de ativo financeiro para ativo de contrato. Essas alterações decorrem de mudança de prática contábil e foram efetuadas em conexão com a aplicação do Ofício CVM/SNC/SEP 04/2020.

O valor do ativo contratual é formado por meio do valor presente dos seus fluxos de caixa futuros estimados no início da concessão, ou na sua prorrogação e são definidos a partir da RAP, que é a contraprestação que as concessionárias recebem pela prestação do serviço público de transmissão aos usuários.

Estes recebimentos amortizam os investimentos nessa infraestrutura de transmissão e eventuais investimentos não amortizados (bens reversíveis) geram o direito de indenização do Poder Concedente ao final do contrato, conforme o tipo de concessão. Estes fluxos de recebimentos são: (i) remunerados pela taxa implícita, que representa o componente financeiro do negócio, estabelecida no início de cada projeto aproximadamente em média 8,07% ao ano para os contratos renovados e 7,66% para os licitados; e (ii) atualizados substancialmente pelo IPCA exceto pelos contratos 004/2004, 010/2005, 005/2005, 006/2005 e 034/2001 que são atualizados pelo IGPM. Adicionalmente, as margens percebidas no resultado da companhia no exercício de 2020 referentes ao segmento de transmissão ficaram em aproximadamente 37,67% de Operação e Manutenção e negativo em 16,20% na obrigação de performance de construção, a margem percebida negativa na obrigação de performance de construção se justifica pelos custos realizados que excederam aos custos inicialmente previstos.

A movimentação destes ativos nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019 é como segue:

	Furnas	Chesf	Eletronorte (a)	CGT Eletrosul (b)	Eletrosul (b)	Amazonas GT (a)	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2019 (Reapresentado)	20.735.404	16.151.684	9.334.635	-	3.900.561	159.537	50.281.821
Receita de construção	90.166	301.302	66.544	-	277.702	17.311	753.025
Receita financeira	3.641.767	717.292	949.454	-	490.280	53.565	5.852.358
Alienação de investida	-	-	-	-	(8.789)	-	(8.789)
Amortização	(3.369.876)	(2.199.905)	(1.192.983)	-	(571.503)	(34.925)	(7.369.192)
Saldo em 31 de dezembro de 2019 (Reapresentado)	21.097.461	14.970.373	9.157.650	-	4.088.251	195.488	49.509.223
Incorporação	-	-	204.980	4.088.251	(4.088.251)	(204.980)	-
Receita de construção	253.938	326.476	71.871	125.917	-	-	778.202
Receita financeira	2.762.823	1.439.841	1.214.337	606.620	-	2.593	6.026.214
Efeito RTP	2.104.182	476.529	971.325	676.301	-	-	4.228.338
Amortização	(4.174.036)	(2.736.095)	(1.527.371)	(722.850)	-	6.899	(9.153.453)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	22.044.369	14.477.124	10.092.792	4.774.239	-	-	51.388.524

(a) A controlada Eletronorte adquiriu as ações da Amazonas GT, vide nota 4.6; e

(b) A Eletrosul foi incorporada pela CGT Eletrosul (nova denominação da CGTEE) em 2020.

Considerando as características que diferem temporalmente os ativos contratuais da RBSE dos demais ativos de concessão de transmissão, segue abaixo o fluxo de caixa líquido estimado (não descontado) do ativo da RBSE. O saldo contábil dos ativos de contrato da RBSE, a valor presente, monta o valor de R\$ 33.890.851.

	Parcela Econômica	Parcela Financeira	Parcela de ajuste	Total
2021	3.294.576	4.792.942	1.350.800	9.438.318
2022	3.294.576	4.792.942	1.350.800	9.438.318
2023	2.313.265	4.792.942	675.400	7.781.607
2024	1.331.954	4.792.942	-	6.124.896
2025	1.331.954	2.396.471	-	3.728.425
2026	1.331.954	-	-	1.331.954
2027	1.331.954	-	-	1.331.954
2028	665.977	-	-	665.977
	14.896.210	21.568.239	3.377.000	39.841.449

a) Revisão tarifária

Através da resolução homologatória nº 2.725, de 14 de julho de 2020 a ANEEL estabeleceu as novas receitas anuais permitidas pela disponibilização das instalações de serviço público de transmissão de energia para o ciclo 2020-2021, incluindo as receitas correspondentes à Revisão Tarifária Periódica – RTP de 21 concessões da Companhia. Desta forma, a Companhia, considerando as novas receitas anuais permitidas para os contratos que sofreram RTP, mensurou e registrou os efeitos advindos desta revisão no montante de R\$ 4.228.338 nas receitas no exercício de 2020 sendo reflexo substancial na base dos ativos da RBSE que de forma isolada representou R\$ 4,6 bilhões.

Os principais itens revisados e considerados pela ANEEL no cálculo das novas receitas anuais permitidas seguem abaixo:

- Revisão da Base e Remuneração das Transmissoras;
- Alteração da taxa de remuneração do capital do segmento de transmissão de energia elétrica;
- Consideração das baixas e desmobilizações dos ativos;
- Atualização inflacionária do período;
- Alteração retrospectiva da WACC referente aos anos de 2018 e 2019;
- Incorporação da componente remuneração de 2013 a 2017 do Custo do Capital Próprio (Ke); e
- Reparcimento por 3 anos das diferenças entre o efetivamente recebido entre 2018 e 2019 e as parcelas agora revisadas, via parcela de ajuste atualizado por IPCA.

b) Efeitos regulatórios da revisão tarifária – Contratos renovados

A RAP das Empresas Eletrobras sofreu acréscimos resultantes do resultado desta Revisão Tarifária e do reconhecimento da parcela de remuneração prevista no artigo 1º, parágrafo terceiro, da Portaria MME 120/2016, que estabelece que o custo de capital não incorporado desde as prorrogações das concessões até o processo tarifário, estabelecido no parágrafo primeiro do referido artigo, deverá ser atualizado e remunerado pelo Ke, real, do segmento de transmissão definido pela ANEEL nas metodologias de Revisão Tarifária Periódica das Receitas das Concessionárias Existentes.

Esta remuneração pelo Ke foi excluída da tarifa, pela ANEEL, em 2017 por força de liminares judiciais. Essas liminares foram revogadas e, por esta razão, a remuneração foi incorporada à receita das transmissoras. O valor total da remuneração pelo Ke será pago até junho de 2025, sendo que o montante que deveria ter sido pago entre 2017 e 2020, o será até o final do atual ciclo de revisão tarifária, ou seja, junho de 2023, reajustado pela inflação (IPCA), através da Parcela de Ajuste (PA).

Em relação à Revisão Tarifária do atual ciclo 2018-2023, os valores finais aprovados nesta revisão se mostraram superiores aos provisórios que a ANEEL vinha estabelecendo desde 2018, motivo pelo qual a RAP do ciclo 2020-2021, através da PA, também inclui um acréscimo referente à Revisão Tarifária instituída com vista a compensar esta diferença retroativa.

Na tabela abaixo, são apresentadas as RAPs revisadas para o ciclo 2020-2021 das Empresas Eletrobras e a PA consolidada atualizada pelo IPCA, que contém, além de outros itens não relacionados à RBSE, o Ke retroativo de 2017 a 2020 e a diferença de retroativo de revisão tarifária do período de 2018 a 2020.

Empresa	RAP Ciclo 2020-2021		PA Revisão Consolidada (a)		RAP Total Ciclo 2020-2021
	2021	Revisada	Total	Por Ciclo	
Furnas (CC 062/2001)		5.153	1.777	593	5.745
Chesf (CC 061/2001)		3.494	1.735	578	4.073
Eletronorte (CC 058/2001)		1.833	954	318	2.151
CGT Eletrosul (CC 057/2001)		969	234	78	1.047
Total		11.449	4.700	1.567	13.016

a) Valores estimados com base nos valores da NT nº 108/2020 – SGT/ANEEL e no IPCA entre junho de 2019 e junho de 2020.

Para fins de comparação, a soma dos efeitos da Revisão Tarifária com a Parcela de Ajuste, resulta em um aumento estimado na RAP para o Ciclo 2020-2021 em relação ao Ciclo de 2019-2020, de forma consolidada, de aproximadamente 31%, estando o comparativo por empresa apresentado a seguir:

Empresa	Impacto no Ciclo
	2020 -2021
Furnas	28,97%
Chesf	42,79%
Eletronorte	43,97%
CGT Eletrosul	4,16%

Prática contábil

De acordo com os contratos de concessão, a Companhia é responsável por transportar a energia dos centros de geração 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 de transmissão.

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 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.

O direito à contraprestação por bens e serviços condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho e não somente a passagem do tempo. Com isso, as contraprestações passam a ser classificadas como um ativo de contrato, e conforme o cumprimento das obrigações de desempenho são subsequentemente reclassificados para a contas a receber de clientes.

As concessões de transmissão da Companhia são classificadas como ativos contratuais, inclusive os ativos associados à RBSE foram reapresentados como ativos contratuais nessas demonstrações financeiras.

As principais premissas para mensuração do ativo contratual da transmissão seguem abaixo sumarizadas:

- Receita RAP estipulada no contrato de concessão (*Bid* leilão ou renovação da concessão);
- Curva de investimento previsto anexado ao contrato de concessão e taxa de depreciação considerada no contrato de concessão;
- Taxa de retorno implícita do contrato obtida após a precificação das margens pelo fluxo de RAP esperado no momento da renovação ou celebração contratual em comparação ao fluxo de investimento esperado ou realizado;
- Identificação das margens. As margens identificadas refletem a estratégia definida pela Companhia para cada concessão, e variam em função de vários fatores de negócio, à época de cada contrato impactam na formação do ativo de contrato. Todavia, independente das margens, os custos são auferidos diretamente no resultado;
- Parcela variável como critério de risco utilizando o histórico.
- Previsão de indenização de eventual saldo residual após o encerramento do prazo contratual da concessão.

NOTA 18 – ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS

A Companhia possui contratos de concessão e autorizações no segmento de geração, firmados com o Poder Concedente (União), por períodos que variam entre 20 anos e 35 anos, sendo que todos os contratos possuem semelhanças em termos de direitos e obrigações do concessionário e do poder concedente. Os prazos das principais concessões estão descritos na nota 3.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)
Ativo Não Circulante				
Concessões de Geração Indenizáveis	-	-	2.096.717	2.077.912
Ativo Financeiro Itaipu (a)	1.103.034	1.905.607	1.103.034	1.905.607
Total Ativo Financeiro	1.103.034	1.905.607	3.199.751	3.983.519
Passivo Circulante				
Passivo Financeiro Itaipu (a)	(647.214)	(703.114)	(647.214)	(703.114)
Total Passivo Financeiro	(647.214)	(703.114)	(647.214)	(703.114)

a) Ativo (Passivo) Financeiro de Itaipu

	CONTROLADORA / CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019
Ativo / Passivo Circulante		
Contas a Receber	3.921.488	3.074.190
Direito de Ressarcimento	2.608.840	2.248.043
Fornecedores de Energia - Itaipu	(3.314.717)	(3.028.920)
Obrigações de ressarcimento	(3.862.825)	(2.996.427)
	(647.214)	(703.114)
Ativo / Passivo não circulante		
Contas a Receber	656.177	922.703
Direito de Ressarcimento	1.891.004	3.479.337
Obrigações de ressarcimento	(1.444.147)	(2.496.433)
	1.103.034	1.905.607
Total	455.820	1.202.493

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

- 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:

	31/12/2020		31/12/2019	
	R\$	US\$	R\$	US\$
Ativo regulatório - Ativo circulante	2.608.839	502.018	2.248.044	557.730
Ativo regulatório - Ativo não circulante	1.891.004	363.885	3.479.337	863.209
Total do ativo	4.499.843	865.903	5.727.381	1.420.939
Obrigações de ressarcimento - União - Passivo circulante	(1.639.568)	(315.502)	(1.410.466)	(349.931)
Obrigações de ressarcimento - União - Passivo não circulante	(1.444.147)	(277.897)	(2.496.433)	(619.355)
Total do passivo	(3.083.715)	(593.399)	(3.906.899)	(969.286)
Ativo financeiro líquido	1.416.128	272.504	1.820.482	451.654
Taxa Adotada:	31/12/2020		31/12/2019	
USD	5,20		4,03	

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.

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

- **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 2020, a atividade foi superavitária em R\$ 632.656 (deficitária em R\$ 321.328 em 31 de dezembro de 2019), sendo a obrigação decorrente considerada como parte da rubrica de passivo financeiro.

Prática contábil

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.

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 atuar como agente na comercialização da energia de Itaipu destinada ao mercado brasileiro.

NOTA 19 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

A Companhia e suas controladas apresentam no ativo não circulante, valores correspondentes a AFAC nas seguintes investidas, conforme movimentação abaixo:

	CONTROLADORA					
	Eletronuclear	CGT Eletrosul (b)	Furnas	Hermenegildo III	Outros investimentos	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2018	-	1.069.774	58.241	11.834	883	1.140.732
Adições	700.000	246.544	-	-	-	946.544
Capitalizações	-	(1.376.315)	-	(11.834)	(883)	(1.389.032)
Atualização monetária	-	72.761	3.463	-	-	76.224
Saldo em 31 de dezembro de 2019	700.000	12.764	61.704	-	-	774.468
Adições	1.202.180	132.119	-	-	-	1.334.299
Capitalizações (a)	(850.000)	-	-	-	-	(850.000)
Atualização monetária	16.742	-	1.699	-	-	18.441
Devolução	-	(54.100)	-	-	-	(54.100)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	1.068.922	78.019	63.403	-	-	1.223.108

(a) Em outubro de 2020 foi aprovada a capitalização do AFAC; e

(b) A CGTEE alterou a sua denominação social para CGT Eletrosul em 2020.

Prática contábil

Adiantamentos de recursos concedidos a controladas e destinados a aporte de capital são concedidos em caráter irrevogável. São classificados como ativo não circulante quando a totalidade das condições de capitalização, principalmente tipo e quantidade de ações ainda não foram definidas e são reconhecidos inicialmente pelo valor justo e subsequentemente atualizados pelo indexador estabelecido contratualmente.

NOTA 20 – INVESTIMENTOS

Avaliados por Equivalência Patrimonial

	CONTROLADORA	
	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)
Controladas		
Furnas	23.721.704	21.527.047
Chesf	16.250.487	17.616.086
Eletronorte	15.113.339	17.443.316
CGT Eletrosul (a)	7.884.123	333.505
Eletronuclear	3.500.657	2.000.283
Eletropar	170.502	147.674
Eletrosul (a)	-	6.070.596
	66.640.812	65.138.507

(a) A Eletrosul foi incorporada pela CGT Eletrosul (nova denominação da CGTEE) em 2020.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)
Controlada em conjunto				
Norte Energia	1.980.979	2.110.038	6.600.626	7.030.651
Energia Sustentável do Brasil	-	-	3.250.575	2.840.844
Belo Monte Transmissora	-	-	1.702.719	1.574.228
Interligação Elétrica do Madeira	-	-	1.375.039	1.567.055
Madeira Energia	-	-	906.289	1.518.931
Norte Brasil Transmissora de Energia	-	-	795.287	920.276
Teles Pires Participações	-	-	746.820	753.865
Companhia Energética Sinop	-	-	555.783	503.010
Empresa de Energia São Manoel	-	-	434.379	528.412
Mata de Santa Genebra	-	-	534.167	570.803
Chapecoense Geração	-	-	373.740	409.864
Interligação Elétrica Garanhuns	-	-	324.874	318.267
Enerpeixe	-	-	265.711	254.272
Transmissora Sul Litorânea de Energia	-	-	171.632	150.375
Sistema de Transmissão Nordeste - STN	-	-	217.861	177.158
Goiás Transmissão	-	-	212.431	204.859
Paranaíba Transmissora de Energia	-	-	173.434	153.725
Transenergia Renovável	-	-	116.395	116.471
Retiro Baixo Energética	-	-	157.183	144.796
MGE Transmissão	-	-	137.148	139.176
Rouar	128.315	109.643	128.315	109.643
Triângulo Mineiro Transmissora	-	-	126.654	112.865
Vale do São Bartolomeu	-	-	64.019	60.305
Transnorte Energia	-	-	25.498	39.973
Outros	259.835	201.537	749.315	553.463
	2.369.129	2.421.218	20.145.894	20.753.287
Coligadas				
CTEEP	4.235.422	3.613.866	4.314.282	3.681.099
Energética Águas da Pedra	-	-	244.444	233.604
Lajeado Energia	90.340	67.230	90.340	67.230
CEB Lajeado	67.956	63.047	67.956	63.047
Paulista Lajeado	38.056	29.967	38.056	29.967
Outros	2.085.068	2.113.776	2.095.271	2.128.030
	6.516.842	5.887.886	6.850.349	6.202.977
Total Investimento	75.526.783	73.447.611	26.996.243	26.956.264

Mensurados a valor justo

	PARTICIPAÇÕES	VALOR		VALOR		VALOR	
		PATRIMONIAL (a)	CONTROLADORA		PATRIMONIAL (a)	CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2020	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2020	31/12/2019
AES Tietê	7,56%	179.360	498.636	509.019	179.360	498.636	509.019
Coelce	7,06%	52.340	291.655	301.218	52.340	291.655	301.218
Energisa Holding	2,31%	389.337	439.887	449.718	389.337	439.887	449.718
Cesp	2,05%	122.284	238.437	214.488	122.284	238.437	214.488
Celesc	10,75%	144.069	226.650	213.556	144.069	226.650	213.556
Copel	0,56%	44.247	107.154	105.776	44.247	107.154	105.776
Celpe	0,99%	15.059	80.309	81.376	15.059	80.309	81.376
Celpe	1,56%	10.365	39.489	30.225	10.365	39.489	30.225
Energisa Mato Grosso	0,19%	2.845	11.960	12.796	2.845	11.960	12.796
Rio Parapanema Energia	0,47%	3.924	19.322	20.982	3.924	19.322	20.982
CEB	2,10%	11.861	45.854	18.439	11.861	45.854	18.439
Outros	Entre 0,13% a 0,31%	368	12.558	12.886	52.287	93.926	99.397
		976.059	2.011.911	1.970.479	1.027.978	2.093.279	2.056.990

(a) Valor patrimonial conforme participação da Eletrobras e das suas controladas sobre o capital social das empresas.

20.1 - Provisões para perdas em investimentos

A Companhia estima o valor recuperável de seus investimentos nas Coligadas 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 parâmetros, com exceção a estrutura de capital e custo da dívida e atualizados para dezembro de 2020, utilizados para o cálculo das taxas de desconto dos ativos corporativos mencionadas em maiores detalhes na nota 23;
- Receitas projetadas de acordo com os contratos, sem previsão de prorrogação da concessão/autorização; e
- Despesas considerando o Plano de Negócios de cada investida e os valores históricos realizados.

* O uso de taxas de desconto pós-impostos, na determinação dos valores em uso, não resultaria 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	
	31/12/2020	31/12/2019
Energia Sustentável do Brasil	432.250	821.276
Interligação Elétrica do Madeira	210.091	-
Companhia Energética Sinop	218.280	201.100
Empresa de Energia São Manoel	197.467	128.694
Mata de Santa Genebra	124.623	-
Transnorte Energia	108.937	94.805
Belo Monte Transmissora	111.374	80.312
Norte Brasil Transmissora de Energia	78.000	-
Interligação Elétrica Garanhuns	38.069	34.740
Madeira Energia	66.372	76.168
Fronteira Oeste Transmissora de Energia	23.881	-
Outros	2.531	8.795
	1.611.875	1.445.890

20.2 - Mutação dos investimentos

Segue abaixo a movimentação dos investimentos mais relevantes da Companhia:

Controladas e coligadas	CONTROLADORA									
	Saldo em 31/12/2019 (Reapresentado)	Ganhos de capital	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Incorporação	Ajustes de investidas	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Transferência acionária	Saldo em 31/12/2020
Furnas	21.527.047	-	521.627	-	-	-	(884.126)	2.557.156	-	23.721.704
Chesf	17.616.086	-	(1.665.228)	-	-	-	(1.799.293)	2.098.922	-	16.250.487
Eletrosul (a)	6.070.596	-	-	-	(6.070.596)	-	-	-	-	-
Eletronorte (b)	17.443.316	-	(96.741)	-	-	-	(1.274.158)	2.151.607	(3.110.685)	15.113.339
CGT Eletrosul (a)	333.505	43.401	(15.251)	-	6.070.596	-	(430.233)	1.882.105	-	7.884.123
Eletronuclear	2.000.283	-	(493.980)	1.885.778	-	-	-	108.576	-	3.500.657
Eletropar	147.674	-	(6.060)	-	-	-	(8.997)	37.885	-	170.502
Norte Energia	2.110.038	-	-	-	-	-	-	(129.059)	-	1.980.979
CTEEP	3.613.866	-	(90.454)	-	-	-	(405.271)	1.117.281	-	4.235.422
Rouar	109.643	-	31.760	-	-	-	(18.622)	5.534	-	128.315
Lajeado Energia	67.230	-	13	-	-	-	(73.496)	96.593	-	90.340
CEB Lajeado	63.047	-	4	-	-	-	(19.139)	24.044	-	67.956
Paulista Lajeado	29.967	-	-	-	-	-	-	8.089	-	38.056
Outros	2.315.313	-	(113.563)	-	-	(3.256)	(372.889)	519.298	-	2.344.903
Total de Investimentos	73.447.611	43.401	(1.927.873)	1.885.778	-	(3.256)	(5.286.223)	10.478.031	(3.110.685)	75.526.783

(a) A Eletrosul foi incorporada pela CGT Eletrosul (nova denominação da CGTEE) em 2020.

(b) O controle da Amazonas GT foi transferido para a controlada Eletronorte.

Controladas e coligadas	CONTROLADORA							
	Saldo em 01/01/2019 (Reapresentado)	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ajustes de investidas	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Transferência (a)	Saldo em 31/12/2019 (Reapresentado)
Furnas	20.218.397	(1.166.835)	-	(125.298)	(1.199.705)	3.800.488	-	21.527.047
Chesf	16.298.985	(359.995)	-	-	(1.170.627)	2.847.723	-	17.616.086
Eletronorte	16.701.540	(24.570)	-	(100.048)	(1.344.233)	2.210.627	-	17.443.316
Eletrosul	5.846.522	(40.307)	-	-	(127.598)	391.979	-	6.070.596
Eletronuclear	2.300.626	179.336	-	-	-	(479.679)	-	2.000.283
Eletropar	156.902	(41.374)	-	52.334	(18.191)	(1.997)	-	147.674
CTEEP	3.951.302	(14.856)	-	(363.685)	(352.023)	393.128	-	3.613.866
Norte Energia	2.036.157	-	-	-	-	73.881	-	2.110.038
CGTEE	-	(7.680)	4.673.951	-	-	(786.906)	(3.545.860)	333.505
Rouar	124.448	5.029	-	-	(21.060)	1.226	-	109.643
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
Outros	2.341.093	(77.231)	-	(64.947)	(356.527)	472.925	-	2.315.313
Total de Investimentos	70.138.940	(1.548.568)	4.673.951	(596.806)	(4.693.021)	9.018.975	(3.545.860)	73.447.611

(a) Foi realizado a transferência do passivo a descoberto da CGTEE antes da capitalização do AFAC.

Controladas, coligadas e controladas em conjunto	CONSOLIDADO									
	Saldo em 31/12/2019 (Reapresentado)	Integralização de capital	Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ajustes de investidas	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Provisão para Perda	Saldo em 31/12/2020
Norte Energia	7.030.651	-	-	-	-	-	-	(430.025)	-	6.600.626
CTEEP	3.681.099	-	-	(92.138)	-	-	(412.819)	1.138.140	-	4.314.282
Energia Sustentável do Brasil	2.840.844	-	-	-	144.400	-	-	(123.695)	389.026	3.250.575
Belo Monte Transmissora	1.574.228	-	-	-	-	32.482	(17.124)	144.195	(31.062)	1.702.719
Interligação Elétrica do Madeira	1.567.055	-	-	-	-	(279)	(5.717)	24.071	(210.091)	1.375.039
Madeira Energia	1.518.931	-	-	-	-	-	-	(622.438)	9.796	906.289
Norte Brasil Transmissora de Energia	920.276	-	-	-	-	(29.443)	(87.579)	70.033	(78.000)	795.287
Teles Pires Participações	753.865	28.490	-	-	-	-	-	(35.535)	-	746.820
Companhia Energética Sinop	503.010	-	-	-	-	-	-	69.953	(17.180)	555.783
Empresa de Energia São Manoel	528.412	-	-	-	-	-	-	(25.260)	(68.773)	434.379
Mata de Santa Genebra	570.803	39.322	-	-	-	-	-	48.665	(124.623)	534.167
Chapecoense Geração	409.864	-	-	-	-	-	(148.310)	112.186	-	373.740
Interligação Elétrica Garanhuns	318.267	-	-	-	-	-	(26.977)	36.913	(3.329)	324.874
Enerpeixe	254.272	-	-	-	-	-	(35.175)	46.614	-	265.711
Energética Águas da Pedra	233.604	-	-	-	-	-	(48.248)	59.088	-	244.444
Transmissora Sul Litorânea de Energia	150.375	-	-	-	-	-	-	21.258	-	171.632
Sistema de Transmissão Nordeste - STN	177.158	-	-	-	-	-	(28.934)	69.637	-	217.861
Goiás Transmissão	204.859	-	-	-	-	-	(2.358)	9.930	-	212.431
Paranaíba Transmissora de Energia	153.725	-	-	-	-	-	(6.139)	25.848	-	173.434
Rouar	109.643	-	-	31.760	-	-	(18.622)	5.534	-	128.315
Transnorte Energia	39.973	-	-	-	-	-	-	(343)	(14.132)	25.498
MGE Transmissão	139.176	-	-	-	-	-	-	(2.028)	-	137.148
Transenergia Renovável	116.471	-	-	-	-	(1)	(9.992)	9.917	-	116.395
Retiro Baixo Energética	144.796	-	-	-	-	-	(3.858)	16.245	-	157.183
Triângulo Mineiro Transmissora	112.865	-	-	-	-	-	(1.470)	15.259	-	126.654
Vale do São Bartolomeu	60.305	357	-	-	-	-	-	3.357	-	64.019
Lajeado Energia	67.230	-	-	13	-	-	(73.496)	96.593	-	90.340
CEB Lajeado	63.047	-	-	4	-	-	(19.139)	24.044	-	67.956
Paulista Lajeado	29.967	-	-	-	-	-	-	8.089	-	38.056
Outros	2.681.493	-	(2.941)	(116.331)	63.315	133.951	(416.536)	519.252	(17.617)	2.844.586
Total de Investimentos	26.956.264	68.169	(2.941)	(176.692)	207.715	136.710	(1.362.493)	1.335.498	(165.985)	26.996.243

Controladas, coligadas e controladas em conjunto	CONSOLIDADO							
	Saldo em 01/01/2019 (Reapresentado)	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 (Reapresentado)
Norte Energia	6.595.928	-	-	-	-	-	167.128	7.030.651
CTEEP	4.024.671	-	(15.133)	-	(363.685)	(358.579)	393.825	3.681.099
Energia Sustentável do Brasil	2.976.447	-	-	337.200	-	-	(38.299)	2.840.844
Madeira Energia	1.852.241	-	-	-	-	-	(409.816)	1.518.931
Belo Monte Transmissora	1.303.752	-	-	-	(14.936)	(2.613)	89.611	1.574.228
Interligação Elétrica do Madeira	1.491.339	-	-	-	-	-	75.716	1.567.055
Norte Brasil Transmissora de Energia	1.082.843	-	-	-	(208.593)	(22.211)	68.237	920.276
Teles Pires Participações	714.508	55.962	-	-	-	-	(29.937)	753.865
Companhia Energética Sinop	462.114	264.568	-	-	-	-	(39.738)	503.010
Empresa de Energia São Manoel	351.065	19.333	-	-	-	-	(6.962)	528.412
Mata de Santa Genebra	361.684	130.289	-	-	-	-	(41.815)	570.803
Chapcoense Geração	395.841	-	-	-	-	(108.460)	122.483	409.864
Interligação Elétrica Garanhuns	251.729	-	-	-	-	(5.897)	36.484	318.267
Enerpeixe	260.599	-	-	-	-	(54.430)	48.103	254.272
Energética Águas da Pedra	218.301	-	-	-	-	(41.939)	57.242	233.604
Transmissora Sul Litorânea de Energia	156.340	-	-	-	-	195	(6.160)	150.375
Sistema de Transmissão Nordeste - STN	165.749	-	-	-	-	(16.044)	27.453	177.158
Goiás Transmissão	188.574	-	-	-	-	(5.072)	21.357	204.859
Paranaíba Transmissora de Energia	140.919	-	-	-	-	(2.986)	15.792	153.725
Rouar	124.448	-	5.029	-	-	(21.060)	1.226	109.643
Transnorte Energia	21.149	-	-	-	(73)	-	(4.963)	39.973
MGE Transmissão	127.583	-	-	-	-	-	11.593	139.176
Transenergia Renovável	124.031	-	-	-	-	(15.713)	8.153	116.471
Retiro Baixo Energética	134.277	-	-	-	-	(3.277)	13.796	144.796
Triângulo Mineiro Transmissora	91.698	1.406	-	-	-	-	19.761	112.865
Vale do São Bartolomeu	51.173	4.926	-	-	(1)	-	4.207	60.305
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
Outros	2.647.487	(132.841)	(77.231)	114.005	(79.067)	(381.941)	545.569	2.681.493
Total de Investimentos	26.479.458	343.643	(87.419)	451.205	(661.517)	(1.143.084)	1.245.626	26.956.264

20.3 - Resumo das informações dos principais empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

31/12/2020										
	Percentual de participação	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	Total do Ativo	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Patrimônio líquido	Total do passivo	Receita Operacional Líquida	Lucro/(Prejuízo) Líquido
Controladas em conjunto										
Norte Energia	49,98%	1.796.877	42.691.891	44.488.768	1.957.228	29.357.442	13.174.098	44.488.768	4.402.647	(860.393)
Madeira Energia	43,00%	945.143	21.369.986	22.315.129	1.149.935	18.906.101	2.259.093	22.315.129	3.200.238	(1.445.667)
Energia Sustentável do Brasil	40,00%	989.250	20.088.832	21.078.082	978.648	10.892.330	9.207.104	21.078.082	2.676.045	(309.195)
Belo Monte Transmissora de energia	49,00%	963.497	7.198.219	8.161.716	500.544	4.047.209	3.613.963	8.161.716	833.619	294.278
Interligação Elétrica do Madeira	49,00%	868.642	5.789.039	6.657.681	382.701	3.031.839	3.243.141	6.657.681	595.799	49.125
Teles Pires Participações	49,72%	274.021	4.918.375	5.192.395	316.956	3.347.957	1.527.482	5.192.395	792.973	(72.291)
Empresa de Energia São Manuel	33,00%	193.508	3.723.477	3.916.985	210.909	1.815.213	1.890.863	3.916.985	360.656	(80.474)
Norte Brasil Transmissora de Energia	49,00%	404.445	3.316.564	3.721.009	108.869	1.764.591	1.847.549	3.721.009	342.623	142.923
Mata de Santa Genebra	50,00%	366.390	2.565.115	2.931.505	158.351	1.452.934	1.320.220	2.931.505	364.070	96.994
Companhia Energética Sinop	49,00%	258.879	2.702.367	2.961.246	87.748	1.437.924	1.435.574	2.961.246	269.647	(105.647)
Chapcoense Geração	40,00%	265.107	2.624.982	2.890.089	371.413	1.584.327	934.349	2.890.089	935.862	280.465
Enerpeixe	40,00%	476.575	1.758.817	2.235.392	793.861	777.254	664.277	2.235.392	303.132	116.532
Serra do Facão Energia	49,00%	378.352	1.963.451	2.341.803	235.198	1.842.701	263.904	2.341.803	402.091	(5.987)
Paranaíba Transmissora	24,50%	179.229	1.507.886	1.687.115	104.040	875.182	707.893	1.687.115	205.402	105.503
Interligação Elétrica Garanhuns	49,00%	112.635	1.044.527	1.157.163	54.775	344.456	757.932	1.157.163	114.343	34.579
Coligadas										
CTEEP	36,05%	5.507.858	19.084.500	24.592.358	1.372.497	9.094.419	14.125.442	24.592.358	3.696.428	3.382.650

31/12/2019										
	Percentual de participação	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	Total do Ativo	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Patrimônio líquido	Total do passivo	Receita Operacional Líquida	Lucro/(Prejuízo) Líquido
Controladas em conjunto										
Norte Energia	50,0%	1.102.615	43.937.145	45.039.760	4.412.114	26.596.065	14.031.581	45.039.760	4.214.481	209.628
Madeira Energia	50,0%	749.938	21.679.634	22.429.572	1.176.997	17.547.815	3.704.760	22.429.572	3.197.523	(951.833)
Energia Sustentável do Brasil	33,0%	728.881	20.536.876	21.265.757	926.137	11.184.321	9.155.299	21.265.757	2.568.049	(95.748)
Belo Monte Transmissora	49,0%	802.462	6.564.791	7.367.253	308.140	3.570.836	3.488.277	7.367.253	790.313	237.334
Interligação Elétrica do Madeira	40,0%	814.211	5.638.250	6.452.461	446.653	2.807.735	3.198.073	6.452.461	524.261	154.526
Teles Pires Participações	49,0%	159.645	5.087.639	5.247.284	323.559	3.381.578	1.542.148	5.247.284	831.628	(63.933)
Norte Brasil Transmissora de Energia	40,0%	403.176	3.020.410	3.423.586	304.675	1.296.299	1.822.612	3.423.586	350.239	56.902
Empresa de Energia São Manoel	49,0%	224.723	3.736.295	3.961.018	163.712	1.825.969	1.971.337	3.961.018	382.499	(13.216)
Chapcoense Geração	49,0%	379.358	2.744.455	3.123.813	451.803	1.647.352	1.024.658	3.123.813	884.034	306.209
Companhia Energética Sinop	24,5%	174.672	2.772.270	2.946.942	57.237	1.415.633	1.474.072	2.946.942	241.413	(43.982)
Mata de Santa Genebra	49,0%	289.538	2.370.123	2.659.661	129.811	1.385.424	1.144.426	2.659.661	357.522	(83.266)
Enerpeixe	49,0%	423.615	1.607.716	2.031.331	614.447	781.203	635.681	2.031.331	407.564	120.259
Interligação Elétrica Garanhuns	49,0%	124.787	979.688	1.104.475	56.211	327.837	720.427	1.104.475	93.034	75.299
Paranaíba Transmissora	24,5%	178.558	1.759.242	1.937.800	104.065	1.042.030	791.705	1.937.800	175.055	51.313
Coligadas										
CTEEP	36,1%	4.933.448	16.665.646	21.599.094	1.615.825	6.221.662	13.761.607	21.599.094	3.331.862	1.779.451

20.4 - Valor de mercado das coligadas que possuem cotação em bolsa de valores

Empresas de capital aberto	Participação	Valor Justo (a)	
		31/12/2020	31/12/2019
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial			
CTEEP	36,04%	6.521.147	5.389.526
EQUATORIAL MARANHÃO D.	33,55%	2.624.872	2.624.872
CEEE-GT	32,59%	1.634.744	1.268.004
EMAE	40,62%	1.087.136	532.395
CEEE-D	32,59%	316.343	315.467

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

20.5 - Ações em garantia

Tendo em vista que a Companhia possui diversos processos no âmbito do Poder Judiciário, onde figura como ré (vide nota 33), são oferecidos em garantia, nos recursos dessas ações judiciais, participações societárias, conforme abaixo:

Participações societárias	31/12/2020		
	Valor do Investimento	Percentual de bloqueio	Investimento bloqueado
CTEEP	4.235.422	87,51%	3.706.418
Equatorial Maranhão D.	948.611	91,47%	867.694
CEEE - GT	824.914	95,72%	789.608
EMAE	280.364	100,00%	280.364
AES Tiete	498.636	99,77%	497.489
Energisa Holding	439.887	73,45%	323.097
Coelce	291.655	76,61%	223.437
CESP	238.437	97,85%	233.310
Celesc	226.650	57,85%	131.117
CEB	45.854	99,97%	45.840
Celpe	80.309	100,00%	80.309
Celpe	39.489	100,00%	39.489
Energisa MT	11.960	100,00%	11.960
Total	8.162.188		7.230.132

20.6 - Capital Circulante Líquido de Controladas e Coligadas

Controladas

- Eletronuclear – tem por principal objetivo a construção e operação de usinas nucleares e a realização de serviços de engenharia e correlatos no estado do Rio de Janeiro. A controlada apresenta em 31 de dezembro de 2020 um capital circulante líquido negativo de R\$ 512.826 (R\$ 674.316 negativo em 31 de dezembro de 2019).
- Amazonas GT – tem por principal objetivo a geração e transmissão de energia elétrica. A controlada apresenta em 31 de dezembro de 2020 um capital circulante líquido negativo de R\$ 411.972 (R\$ 212.217 negativo em 31 de dezembro de 2019).

Coligadas

- A Companhia também detém participações, através de suas controladas, nas SPes Madeira Energia, Norte Energia, Teles Pires Participações, Enerpeixe e Chapecoense Geração que apresentam em 31 de dezembro de 2020 capital circulante líquido negativo de R\$ 204.792, R\$ 160.351, R\$ 42.936, R\$ 317.286 e R\$ 106.306 respectivamente (R\$ 427.060, R\$ 3.309.499, R\$ 163.912, R\$ 190.832 e R\$ 72.445 negativos, respectivamente, em 31 de dezembro de 2019).

Prática contábil

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem informações da Eletrobras, e das suas controladas, operações controladas em conjunto e entidades estruturadas consolidadas. O controle é obtido quando a Eletrobras possui: i) poder sobre a investida; ii) exposição a, ou direitos sobre,

retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a investida; e iii) a capacidade de utilizar seu poder sobre a investida para afetar o valor de seus retornos.

a) Controladas

As empresas subsidiárias e controladas são consolidadas a partir da data em que o controle é obtido até a data em que esse controle deixa de existir, utilizando práticas contábeis consistentes às adotadas pela companhia. Transações e saldos entre entidades do grupo, incluindo lucro não realizado oriundos dessas transações, são eliminados no processo de consolidação.

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.

d) 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.

e) 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.

NOTA 21 – IMOBILIZADO

Os itens do ativo imobilizado referem-se substancialmente à infraestrutura para geração de energia elétrica de concessões não prorrogadas e ativos corporativos. As adições de valor mais expressivo são referentes as controladas Eletronuclear e Furnas.

A seguir demonstramos a movimentação do imobilizado:

	CONSOLIDADO					Saldo em 31/12/2020
	Saldo em 31/12/2019	Adição/ Constituição	Baixas / Reversões	Depreciação	Transferências	
Imobilizado em serviço						
Barragens, reservatórios e adutoras	6.931.726	94.218	(37.741)	(377.395)	78.746	6.689.554
Edificações, obras civis e benfeitorias	3.282.430	2.367	(3.999)	(190.430)	34.167	3.124.535
Máquinas e equipamentos	13.067.839	879	(583.797)	(1.076.178)	520.017	11.928.760
Outros (b)	340.105	(152.414)	(2.573)	(32.161)	65.495	218.452
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (Impairment) (a)	(2.643.377)	(913.916)	704.865	-	-	(2.852.428)
	20.978.723	(968.866)	76.755	(1.676.164)	698.425	19.108.873
Imobilizado em curso	15.794.896	2.283.860	(254.330)	-	(665.051)	17.159.375
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (Impairment) (a)	(4.713.040)	-	-	-	-	(4.713.040)
	11.081.856	2.283.860	(254.330)	-	(665.051)	12.446.335
Direito de Uso						
Imobilizado em serviço						
Edificações, obras civis e benfeitorias	219.192	99	(18.840)	(43.550)	-	156.901
Máquinas e equipamentos	1.031.839	2.363	(14.424)	(72.843)	-	946.935
Outros (b)	4.264	93	-	(489)	-	3.868
	1.255.295	2.555	(33.264)	(116.882)	-	1.107.704
Total	33.315.874	1.317.549	(210.839)	(1.793.046)	33.374	32.662.912

CONSOLIDADO						
	Saldo em 31/12/2018	Adição/ Constituição	Baixas / Reversões	Depreciação	Transferências	Saldo em 31/12/2019
Imobilizado em serviço						
Barragens, reservatórios e adutoras	7.220.782	5.716	-	(309.769)	14.997	6.931.726
Edificações, obras civis e benfeitorias	3.432.009	11.148	-	(171.285)	10.558	3.282.430
Máquinas e equipamentos	14.132.898	545.073	(8.943)	(1.060.341)	(540.848)	13.067.839
Outros (b)	593.224	845	(225.642)	(18.766)	(9.556)	340.105
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (Impairment) (a)	(3.179.262)	(144.637)	680.522	-	-	(2.643.377)
	22.199.651	418.145	445.937	(1.560.161)	(524.849)	20.978.723
Imobilizado em curso	14.421.659	3.107.184	(1.171.379)	(19.783)	(542.785)	15.794.896
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (Impairment) (a)	(4.250.918)	(462.122)	-	-	-	(4.713.040)
	10.170.741	2.645.062	(1.171.379)	(19.783)	(542.785)	11.081.856
Direito de Uso *						
Imobilizado em serviço						
Edificações, obras civis e benfeitorias	-	274.505	(3.208)	(52.105)	-	219.192
Máquinas e equipamentos	-	125.323	-	(86.203)	992.719	1.031.839
Outros (b)	-	4.805	-	(542)	-	4.264
	-	404.633	(3.208)	(138.850)	992.719	1.255.295
Total	32.370.392	3.467.840	(728.650)	(1.718.794)	(74.915)	33.315.874

* Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia possuía arrendamentos classificados dentro do grupo de máquinas e equipamentos, e com a adoção do CPC 06 (R2) / IFRS 16 reclassificou os itens para o grupo de uso de direito de uso, para refletir melhor a divulgação.

Taxa média de depreciação e custo histórico:

CONSOLIDADO								
31/12/2020					31/12/2019			
	Taxa média de depreciação a.a.	Custo Histórico	Depreciação Acumulada	Valor Líquido	Taxa média de depreciação a.a.	Custo Histórico	Depreciação Acumulada	Valor Líquido
Imobilizado em serviço								
Barragens, reservatórios e adutoras	2,16%	15.389.704	(8.700.150)	6.689.554	2,14%	15.310.958	(8.379.232)	6.931.726
Edificações, obras civis e benfeitorias	2,67%	8.265.536	(5.141.001)	3.124.535	2,54%	7.027.708	(3.745.278)	3.282.430
Máquinas e equipamentos	4,06%	40.448.965	(28.520.205)	11.928.760	4,33%	29.226.727	(16.158.889)	13.067.839
Outros (b)	5,14%	1.180.992	(962.540)	218.452	2,55%	653.952	(313.847)	340.105
		65.285.197	(43.323.896)	21.961.301		52.219.345	(28.597.246)	23.622.099
Imobilizado em curso		17.159.375	-	17.159.375		15.794.896	-	15.794.896
		17.159.375	-	17.159.375		15.794.896	-	15.794.896
Direito de Uso								
Imobilizado em serviço								
Edificações, obras civis e benfeitorias	4,36%	252.640	(95.739)	156.901	6,89%	271.297	(52.105)	219.192
Máquinas e equipamentos	4,45%	1.858.606	(911.671)	946.935	5,04%	1.856.245	(824.406)	1.031.839
Outros (b)	2,28%	4.455	(587)	3.868	4,34%	4.805	(542)	4.264
		2.115.701	(1.007.997)	1.107.704		2.132.348	(877.053)	1.255.294
Total		84.560.273	(44.331.893)	40.228.380		70.146.589	(29.474.299)	40.672.290

(a) Maiores detalhes podem ser observados na nota 23.

(b) O valor é composto, substancialmente, por terrenos, veículos e móveis e utensílios e obrigações especiais.

Cabe mencionar que os valores apresentados na tabela estão brutos da provisão para impairment.

Prática contábil

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.

Os itens do ativo imobilizado referem-se substancialmente à infraestrutura para geração de energia elétrica de concessões não prorrogadas e ativos corporativos.

A depreciação desses ativos inicia-se quando eles estão prontos para o uso e em operação. A depreciação é reconhecida mensurada 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.

Os ativos de Direito de Uso 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.

NOTA 22 – INTANGÍVEL

A movimentação do ativo intangível no exercício é como segue:

	CONSOLIDADO				
	Saldo em 31/12/2019	Adições	Baixas	Transferências	Saldo em 31/12/2020
Vinculados à Concessão - Geração	303.235	(318)	(7.408)	(1.191)	294.318
Em serviço	281.093	(7.888)	(1.404)	(1.191)	270.610
Custo	301.982	7.999	(7.414)	(15.388)	287.179
Amortização acumulada	(14.450)	(15.444)	-	14.197	(15.697)
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>)	(6.439)	(443)	6.010	-	(872)
Em curso	22.142	7.570	(6.004)	-	23.708
Custo	22.142	7.570	(6.004)	-	23.708
Vinculados à Concessão - Transmissão	2.092	-	-	-	2.092
Em serviço - Custo	791	-	-	-	791
Em curso - Custo	1.301	-	-	-	1.301
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis) - Administração	349.714	84.854	(48.477)	(31.551)	354.540
Em serviço	95.793	(40.274)	(48.477)	1.616	8.658
Custo	1.053.351	6.721	(48.477)	16.083	1.027.678
Amortização acumulada	(641.270)	(46.995)	-	(14.467)	(702.732)
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>)	(316.288)	-	-	-	(316.288)
Em curso	253.921	125.128	-	(33.167)	345.882
Custo	306.852	125.128	-	(33.167)	398.813
Outros	(52.931)	-	-	-	(52.931)
Total	655.041	84.536	(55.885)	(32.742)	650.950

	CONSOLIDADO				
	Saldo em 31/12/2018	Adições	Baixas	Transferências	Saldo em 31/12/2019
Vinculados à Concessão - Geração	68.990	1.219	(6.484)	239.510	303.235
Em serviço	55.131	(867)	2.917	223.912	281.093
Custo	287.655	2.046	(2.819)	15.100	301.982
Amortização acumulada	(17.056)	(2.913)	-	5.519	(14.450)
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>)	(215.468)	-	5.736	203.293	(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 (<i>Impairment</i>)	(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 - Custo	1.301	30	-	(30)	1.301
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis) - Administração	564.731	11.576	(17.194)	(198.305)	349.714
Em serviço	321.904	(121.304)	-	(104.807)	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 (<i>Impairment</i>)	(48.444)	(64.310)	-	(203.534)	(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	12.825	(23.678)	27.338	655.041

Prática contábil

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.

NOTA 23 – 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: 6,11% para geração não renovada, 6,14% para geração renovada, (4,40% para geração não renovada, 4,36% para geração renovada em 2019), levando em consideração o custo médio ponderado de capital;
- A taxa de desconto ao ano, antes dos impostos, para os empreendimentos corporativos testados varia entre 8,08% e 11,95%;
- Receitas projetadas de acordo com os contratos, sem previsão de prorrogação da concessão/autorização;
- Despesas segregadas por unidade geradora de caixa, projetadas com base no Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG) para 5 anos e consistentes com o plano para os demais anos, até o final das concessões e sem considerar renovações/prorrogações futuras; e
- A Companhia tratou cada um de seus empreendimentos como unidades geradoras de caixa independentes.

Seguem abaixo as posições de *impairment* no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 e 2019:

	31/12/2020			31/12/2019		
	Geração	Administração	Total	Geração	Administração	Total
Imobilizado	7.565.468	-	7.565.468	7.356.417	-	7.356.417
Intangível	872	316.288	317.160	6.439	316.288	322.727
Total	7.566.340	316.288	7.882.628	7.362.856	316.288	7.679.144

A movimentação das provisões é como segue:

Geração

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2019	Adições	Reversões	Baixas	31/12/2020
UTN Angra 3	4.508.764	-	-	-	4.508.764
UTE Candiota	184.629	611.416	-	-	796.045
UTE Santa Cruz	618.569	-	(215.800)	-	402.769
Candiota Fase B	342.114	-	(21.094)	-	321.020
UHE Batalha	376.680	-	(78.622)	-	298.058
Casa Nova I	345.893	-	(53.130)	-	292.763
Livramento	117.866	8.428	-	-	126.294
Complexo Eólico Pindaí I	-	99.263	-	-	99.263
UHE Samuel	87.603	11.201	-	-	98.804
UTE Coaracy Nunes	71.007	-	-	-	71.007
UTE Camaçari	224.032	-	-	(224.032)	-
UTE Mauá Bloco 4	49.372	-	-	-	49.372
UTE Aparecida Óleo	46.258	-	-	-	46.258
UTE Mauá Bloco 1	41.040	-	-	-	41.040
UHE Passo São João	34.750	-	-	-	34.750
Casa Nova II	16.492	32.662	-	-	49.154
PCH Santo Cristo	14.148	-	-	(14.148)	-
Casa Nova III	-	25.730	-	-	25.730
Outros	283.639	21.610	-	-	305.249
Total	7.362.856	810.310	(368.646)	(238.180)	7.566.340

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	388.006	-	(45.892)	-	342.114
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 Símplicio	198.940	-	(198.940)	-	-
Outros	626.364	22.528	(87.802)	(4.384)	556.706
Total	7.664.371	607.081	(904.212)	(4.384)	7.362.856

Abaixo, destacamos os principais impactos decorrentes da avaliação do valor recuperável pela Companhia em dezembro de 2020.

- UTN Angra 3

A MP nº 998/20, posteriormente convertida na Lei 14.120/21, garantiu ao projeto uma tarifa que assegure a sua viabilidade econômico-financeira, sendo este um marco relevante na viabilidade do projeto. A administração espera ter a definição tarifária até setembro de 2021. Em 25 de fevereiro de 2021, foi publicado edital de contratação para retomada das obras. Nesse sentido a perspectiva de reinício das obras de forma relevante bem como a viabilidade do projeto se tornaram mais evidentes, havendo expectativa de resolução da tarifa e estrutura de financiamento no ano de 2021.

Os seguintes aspectos foram considerados no teste de *impairment* de Angra: (i) atualização do orçamento de *Capital Expenditure* - Capex do projeto, que registrou crescimento impactado pelo fim do Renuclear, pela forte apreciação do Euro em relação ao Real e a inserção da estimativa de aquisição de novos elementos combustíveis para a carga inicial, que foram utilizados em Angra 2; (ii) utilização de tarifa de energia que considera os parâmetros especificados na Lei 14.120/21 (iii) alteração na taxa de desconto para 6,79% (6,52% em dezembro de 2019). A administração utilizou como premissa o

critério de viabilidade econômico financeiro sem aumentos incrementais, mantendo assim a provisão para *impairment* no montante de R\$ 4.508.764. A companhia entende que à medida que haja uma melhor definição da base tarifária e das condições de financiamento, o projeto pode apresentar rentabilidade que venha a permitir a eventual redução e/ou reversão do *impairment* registrado, fatos a serem confirmados no ano de 2021. Para esse empreendimento um aumento de 5% ou 10% da tarifa utilizada como base para teste iria acarretar em uma redução de 37% e 75% do *impairment*, respectivamente e uma redução de 5% ou 10% iria acarretar em um aumento do *impairment* de 37% e 75% respectivamente.

- UTE Candiota

A provisão complementar no montante de R\$ 611.416 decorre, basicamente: (i) da alteração da taxa de desconto pós-tax de 4,40% para 6,11%; (ii) da revisão da estimativa de ressarcimento de carvão em decorrência do despacho ANEEL nº 2.616/2020 que revisou o estoque histórico; e (iii) da alteração da estimativa do prazo de ressarcimento de combustível de 2027 para 2024, em razão do término do contrato regulado de venda.

- UTE Camaçari

Em dezembro de 2020 a controlada Chesf baixou os ativos da extinta UTE Camaçari, em decorrência da assinatura de contrato de locação entre a Chesf, como locadora, Pecém Energia S.A. e Energética Camaçari Muricy II S.A., como locatárias. O referido contrato tem como objeto a locação irrevogável e irretroatável do ativo existente pelo prazo de 15 anos. Diante deste contexto e baseado nas normas contábeis vigentes, à luz da condição atual do ativo, foi registrado um contas a receber, por se tratar de Arrendamento Financeiro. Este novo ativo tem seu registro suportado por um fluxo de recebíveis, ajustado ao seu valor presente, contemplando as premissas estabelecidas no contrato de arrendamento. Foi registrada uma receita no valor de R\$ 50.675 no exercício de 2020.

Administração

Para exercício findo em 31 de dezembro de 2020, não ocorreram adições/reversões de *impairment*.

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

- 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. Além disso, a Companhia realizou uma análise de sensibilidade aumentando a taxa de desconto em 5% e 10%, para avaliação do risco de *impairment* para cada UGC. Nenhuma UGC apresentou risco de *impairment*.

Prática contábil

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 que reflete 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.

NOTA 24 – FORNECEDORES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Circulante				
Bens, Materiais e Serviços	83.077	84.862	2.612.668	2.355.091
Energia Comprada para Revenda	622.831	409.271	1.275.170	728.643
CCEE - Energia de curto prazo	-	-	16.213	11.735
	705.908	494.133	3.904.051	3.095.469
Não circulante				
Bens, Materiais e Serviços	-	-	16.556	18.143
	-	-	16.556	18.143
Total	705.908	494.133	3.920.607	3.113.612

Prática contábil

São reconhecidas as obrigações relacionadas com encargos de uso da rede elétrica, suprimento de energia elétrica, compras de energia elétrica para revenda e compras de bens, mercadorias (material, combustível convencional, etc.) e de serviços. São reconhecidas também as compras de energia elétrica no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. A rubrica de fornecedores é mensurada a custo amortizado, os passivos são baixados mediante a liquidação do título e as variações monetárias são reconhecidas no resultado financeiro.

NOTA 25 – EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

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

	31/12/2020					
	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	Taxa Média	Circulante	Não Circulante	Taxa Média	Circulante	Não Circulante
Moeda Estrangeira						
Banco Mundial	2,41%	140.572	275.655	2,41%	140.572	275.655
Banco Interamericano de Desenvolvimento	-	-	-	1,79%	39.441	392.300
BNP Paribas	1,17%	182.590	-	1,17%	182.590	-
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	2,69%	20.292	290.760	3,42%	60.561	587.891
		343.454	566.415		423.164	1.255.846
Bônus						
Vencimento 27/10/2021 (a)	5,75%	3.284.824	-	5,75%	3.284.824	-
Vencimento 04/02/2025	3,63%	38.461	2.570.741	3,63%	38.461	2.570.741
Vencimento 04/02/2030	4,63%	73.606	3.812.050	4,63%	73.606	3.812.050
		3.396.891	6.382.791		3.396.891	6.382.791
Moeda Nacional						
RGR Devolução (b)	5,00%	250.802	1.254.011	5,00%	250.802	1.254.011
RGR Controladas (c)	5,00%	86.779	688.283	5,00%	86.779	688.283
RGR CCEE (d)	5,00%	34.797	-	5,00%	34.797	-
BNDES (e)	-	-	-	5,15%	454.393	4.790.888
Caixa Econômica Federal	2,27%	416.603	340.592	5,94%	918.979	3.850.392
Banco do Brasil	2,27%	666.564	544.948	2,41%	1.085.373	1.420.404
Bradesco	-	-	-	5,14%	1.006.159	-
Petrobras	1,91%	2.196.011	4.925.322	1,91%	2.196.011	4.925.322
BR Distribuidora	2,21%	157.200	47.224	2,21%	157.200	47.224
State Grid	-	-	-	10,00%	43.935	354.828
Banco do Nordeste do Brasil (f)	-	-	-	10,14%	52.251	901.827
BASA	-	-	-	8,50%	11.346	156.006
Cigás	-	414.264	223.670	-	414.264	223.670
Outras Instituições Financeiras	-	-	-	-	779.996	1.292.845
		4.223.020	8.024.050		7.492.285	19.905.700

31/12/2020						
	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	Taxa	Circulante	Não Circulante	Taxa	Circulante	Não Circulante
Debêntures						
Eletrobras - Vencimento 25/04/2022	Taxa DI + 0,70% a.a.	3.722	1.100.000	Taxa DI + 0,70% a.a.	3.722	1.100.000
Eletrobras - Vencimento 25/04/2024	Taxa DI + 1,00% a.a.	8.305	2.200.000	Taxa DI + 1,00% a.a.	8.305	2.200.000
Eletrobras - Vencimento 25/04/2026	Taxa DI + 1,20% a.a.	4.035	1.000.000	Taxa DI + 1,20% a.a.	4.035	1.000.000
Eletrobras - Vencimento 15/05/2029	IPCA + 5,18% a.a.	4.767	740.825	IPCA + 5,18% a.a.	4.767	740.825
Furnas - Vencimento 15/11/2024	-	-	-	CDI 117,60% a.a.	1.267	450.000
Furnas - Vencimento 15/11/2029	-	-	-	IPCA + 4,08% a.a.	1.755	808.446
Chesf - Vencimento 15/01/2029	-	-	-	IPCA + 7,03% a.a.	11.224	137.991
CGT Eletrosul - Vencimento 15/09/2028 (g)	-	-	-	IPCA + 6,80% a.a.	17.687	401.350
Eletronorte - Vencimento 04/08/2024 (h)	-	-	-	CDI + 2,675%	45.649	1.208.333
		20.829	5.040.825		98.411	8.046.945
Total Financiamentos, empréstimos e debêntures		7.984.194	20.014.081		11.410.751	35.591.282

31/12/2019						
	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	Taxa Média	Circulante	Não Circulante	Taxa Média	Circulante	Não Circulante
Moeda Estrangeira						
Banco Mundial	2,41%	110.885	323.669	2,41%	110.885	323.669
Banco Interamericano de Desenvolvimento	-	-	-	4,95%	30.897	334.706
BNP Paribas	2,65%	141.808	141.578	2,65%	141.808	141.578
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	2,46%	14.416	220.937	2,46%	14.416	220.937
Corporación Andino de Fomento - CAF	4,38%	150.139	-	4,38%	150.139	-
		417.248	686.184		448.145	1.020.890
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
Moeda Nacional						
RGR Devolução (b)	5,00%	250.802	1.383.629	5,00%	250.802	1.383.629
RGR Controladas (c)	5,00%	-	863.645	5,00%	-	863.645
RGR CCEE (d)	5,00%	354.314	746.847	5,00%	354.314	746.847
BNDES (e)	-	-	-	9,25%	536.746	5.574.689
Caixa Econômica Federal	5,26%	417.355	756.992	5,26%	1.185.694	5.007.814
Banco do Brasil	5,26%	667.768	1.211.188	5,26%	1.076.811	2.504.620
Petrobras	4,62%	2.297.220	6.631.614	4,62%	2.297.220	6.631.614
BR Distribuidora	5,05%	428.543	198.589	5,05%	428.543	198.589
Repactuação Dívida Controladas	4,40%	397.183	2.714.084	-	-	-
State Grid	-	-	-	10,00%	45.590	379.982
Banco do Nordeste do Brasil	-	-	-	10,14%	43.968	750.519
BASA	-	-	-	8,50%	28.995	324.011
Cigás	-	445.037	268.611	-	445.039	268.611
Outras Instituições Financeiras	-	-	-	-	411.071	1.594.545
		5.258.222	14.775.200		7.104.793	26.229.116

31/12/2019

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	Taxa	Circulante	Não Circulante	Taxa	Circulante	Não Circulante
Debêntures						
Eletrobras - Vencimento 25/04/2022	Taxa DI + 0,70% a.a.	6.991	1.100.000	Taxa DI + 0,70% a.a.	6.991	1.100.000
Eletrobras - Vencimento 25/04/2024	Taxa DI + 1,00% a.a.	14.791	2.200.000	Taxa DI + 1,00% a.a.	14.791	2.200.000
Eletrobras - Vencimento 25/04/2026	Taxa DI + 1,20% a.a.	6.967	1.000.000	Taxa DI + 1,20% a.a.	6.967	1.000.000
Eletrobras - Vencimento 15/05/2029	IPCA + 5,18% a.a.	4.410	711.069	IPCA + 5,18% a.a.	4.410	711.069
Furnas - Vencimento 15/11/2024	-	-	-	CDI 117,60% a.a.	543	450.000
Chesf - Vencimento 15/01/2029	-	-	-	IPCA + 7,03% a.a.	10.923	139.399
Eletrosul - Vencimento 15/09/2028	-	-	-	IPCA + 6,80% a.a.	16.682	99.792
Eletronorte - Vencimento 10/07/2031	-	-	-	TJLP + 1,65% a.a.	17.222	180.490
		33.159	5.011.069		78.529	5.880.750
Total Financiamentos, empréstimos e debêntures		5.792.323	27.526.178		7.715.160	40.184.481

a) Bônus

Em fevereiro de 2020, a Companhia emitiu *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.

b) 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.

c) RGR Controladas

Nos financiamentos acima mencionados constam as dívidas tomadas pelas controladas da Eletrobras junto à RGR, com juros de 5% ao ano, 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.

d) RGR CCEE

Referem-se aos montantes repassados de recursos da RGR de responsabilidade de terceiros, e possuem contrapartida no ativo, a Administração da Companhia concluiu que os montantes a receber de empréstimos e financiamentos concedidos com recursos da RGR para terceiros não atendem mais a definição de ativo uma vez que a Companhia não possui mais o controle desses recebíveis e, por esse motivo, foram desreconhecidos, conforme nota 11 (b). 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.

e) BNDES

Ao final do mês de março o BNDES anunciou apoio emergencial para as empresas brasileiras com objetivo de reduzir os impactos econômicos e financeiros da crise gerada por conta da pandemia. Uma das medidas aprovadas pelo banco foi a possibilidade de concessão da suspensão temporária (*standstill*) pelo prazo de até 6 meses do pagamento do serviço da dívida (principal e juros remuneratórios) na modalidade direta, no qual se enquadram os contratos de financiamento, firmados

pela Eletronuclear, CGT Eletrosul, Eletronorte, Furnas e Chesf com o BNDES. Nesse sentido, estes contratos foram suspensos pelo prazo de 6 meses tendo seus juros capitalizados ao saldo devedor, sem alteração das datas finais dos contratos.

f) Empréstimo - Chesf

Em dezembro de 2020, a Chesf realizou uma operação de crédito, no valor de R\$ 263.116 junto ao Banco do Nordeste do Brasil (BNB). A operação tem por objetivo financiar reforços e melhorias do sistema de transmissão, e conta com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE). A operação conta com carência de principal de 24 meses e amortização em 132 meses.

g) Debêntures CGT Eletrosul

Em outubro de 2020, a CGT Eletrosul captou recursos por meio da realização da primeira emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, com prazo total de 8 anos no montante de R\$ 300.000. Em 15 de dezembro de 2020 foi encerrada a oferta pública de debêntures emitidas pela CGT Eletrosul.

h) Debêntures Eletronorte

Em outubro de 2020, a Eletronorte captou recursos através de oferta pública valor total de R\$750.000, não conversíveis em ações, com prazo total de 4 anos. O uso principal será para o refinanciamento do passivo da Eletronorte e o saldo, caso haja, será destinado ao reforço de caixa para a utilização no curso ordinário dos negócios da mesma. Em 19 de novembro de 2020 foi encerrada a oferta pública de debêntures emitidas pela controlada da Eletronorte, Amazonas GT.

25.1 - Movimentação dos empréstimos, financiamentos e debêntures

A movimentação apresentada a seguir compreende os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019.

Empréstimos, financiamentos e debêntures	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Saldo inicial	33.318.501	27.634.849	47.899.641	54.841.027
Captação	5.193.319	5.000.000	9.154.852	6.442.950
Juros, encargos, Variações monetária e cambial incorridos	3.906.850	3.040.214	5.367.794	3.876.246
Juros Pagos	(1.275.296)	(1.574.909)	(2.074.848)	(2.810.184)
Amortização do Principal (a)	(12.140.166)	(9.774.395)	(12.144.481)	(12.365.154)
Custos de transação apropriado	-	-	(22.146)	598
Transferência	-	11.077.939	(173.846)	(645)
Baixas	-	(2.085.197)	-	(2.085.197)
Desreconhecimento RGR	(1.004.933)	-	(1.004.933)	-
Saldo final	27.998.275	33.318.501	47.002.033	47.899.641

(a) Na Controladora a amortização do principal inclui o montante de R\$ 3.138.797, referente a transferência das ações da companhia Amazonas GT para a Eletronorte. Essa transação não teve efeito caixa.

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

	2022	2023	2024	2025	2026	Após 2026	Total
Controladora	4.115.131	2.315.919	4.153.751	3.043.776	1.331.746	5.053.758	20.014.081
Consolidado	6.425.929	4.398.822	5.592.555	3.971.934	2.072.107	13.129.935	35.591.282

25.2 – 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 coligadas e empreendimentos controlados em conjunto no montante de R\$ 30.575.673, em 31 de dezembro de 2020, apresentadas no quadro abaixo:

EMPRESAS NÃO CONTROLADAS

Garantidora	Modalidade	Empreendimento	Saldo Devedor Garantido em 31/12/2020	Término da Garantia
Eletrobras	SPE	UHE Belo Monte (Norte Energia)	14.126.563	2042
Eletrobras	SPE	UHE Santo Antônio	4.913.552	2040
Eletrobras	SPE	UHE Jirau	3.365.972	2034
Furnas	SPE	UHE Santo Antônio	1.688.146	2038
Eletrobras	SPE	UHE Teles Pires	1.194.566	2036
Eletrobras	SPE	UHE Jirau	917.992	2035
Eletrobras	SPE	UHE Sinop	567.272	2038
Eletrobras	SPE	Empresa de Energia São Manoel	535.917	2038
Eletrobras	SPE	Belo Monte Transmissora	442.552	2032
Eletrobras	SPE	UHE Santo Antônio	412.991	2024
Eletrobras	Corporativo	Eólicas Hermenegildo (a)	379.661	2032
Eletrobras	SPE	UHE Teles Pires	291.483	2032
Eletrobras	SPE	Santa Vitória do Palmar Holding (a)	264.540	2031
Eletrobras	SPE	UHE Santo Antônio	243.443	2030
Eletrobras	SPE	Belo Monte Transmissora	163.981	2031
Furnas	SPE	Belo Monte Transmissora	163.981	2031
Eletrobras	SPE	UHE Santo Antônio	144.695	2022
Eletrobras	SPE	Norte Brasil Transmissora de Energia	138.029	2026
Furnas	SPE	Empresa de Energia São Manoel	109.312	2031
Eletrobras	SPE	Interligação Elétrica Garanhuns	91.660	2028
Eletrobras	SPE	Chapada do Piauí II	86.571	2021
Eletrobras	SPE	Chapada do Piauí I	74.003	2022
Chesf	SPE	UHE Sinop	66.703	2032
Eletrobras	SPE	UHE Sinop	66.703	2032
Eletrobras	SPE	Santa Vitória do Palmar Holding (a)	48.876	2028
Eletrobras	Corporativo	Eólica Chuí IX (a)	38.143	2032
Eletrobras	SPE	Mangue Seco 2 (a)	30.265	2031
Eletrobras	SPE	Caldas Novas Transmissão	8.101	2028
Garantias empresas não controladas			30.575.673	

(a) A Eletrobras alienou a sua participação nas SPEs Mangue Seco 2, Eólica Santa Vitória do Palmar Holding S.A., Hermenegildo I S.A., Hermenegildo II S.A., Hermenegildo III S.A. e Chuí Geração S.A, maiores detalhes na nota 46. Conforme estabelecido nos instrumentos contratuais, a Eletrobras permanece temporariamente como garantidora destas SPEs, enquanto não seja finalizado o período de transição necessário para que os novos acionistas formalizem a substituição da posição de garantidora nos contratos de financiamento.

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 controladas é de R\$ 15.324.770, em 31 de dezembro de 2020, e é apresentado no quadro abaixo.

Garantidora	Modalidade	Empreendimento	Saldo Devedor Garantido em 31/12/2020	Término da Garantia
Eletrobras	Corporativo	Angra III	3.514.723	2036
Eletronuclear	Corporativo	Angra III	3.112.045	2038
Eletrobras	Corporativo	Reforço à Estrutura de Capital de Giro 3	1.006.160	2021
Eletrobras	Corporativo	Emissão de Debêntures - Furnas	832.348	2029
Eletrobras	Corporativo	Belo Monte Transmissora	797.523	2029
Eletrobras	Corporativo	Diversos - Furnas	709.801	2023
Eletronorte	Corporativo	Emissão de Debêntures - Amazonas GT	556.560	2024
Eletrobras	Corporativo	Emissão de Debêntures - Furnas	451.267	2024
Eletrobras	Corporativo	UHE Simplício	432.709	2026
Eletrobras	Corporativo	Modernização da UHE Furnas e UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho	431.741	2031
Eletrobras	Corporativo	Projetos Corporativos Chesf	403.629	2029
Eletrobras	Corporativo	Complexo Eólico Livramento - Entorno II	340.205	2028
Eletrobras	Corporativo	Projetos Corporativos CGT Eletrosul	333.283	2022
Eletrobras	Corporativo	Reforço à Estrutura de Capital de Giro 2	258.330	2024
CGT Eletrosul	SPE	Transmissora Sul Litorânea de Energia	197.452	2029
Eletrobras	Corporativo	UHE Mauá	190.121	2028
Eletrobras	Corporativo	Plano de Investimentos 2012-2014	171.877	2029
Eletrobras	Corporativo	Linha Verde Transmissora	167.352	2033
Eletrobras	Corporativo	Eólicas Casa Nova II e III	166.394	2031
Eletrobras	Corporativo	Financiamento corporativo	152.120	2023
Eletrobras	Corporativo	Projetos Corporativos de Transmissão	130.206	2031
Eletrobras	Corporativo	UHE São Domingos	126.926	2028
Eletrobras	Corporativo	Transmissora Sul Brasileira de Energia	116.550	2026
Chesf	Corporativo	Transmissora Delmiro Gouveia	106.280	2032
Eletrobras	Corporativo	UHE Batalha	97.521	2025
Eletrobras	Corporativo	UHE Passo de São João	92.469	2026
Eletrobras	Corporativo	Projetos Corporativos CGT Eletrosul	83.412	2023
CGT Eletrosul	SPE	Transmissora Sul Litorânea de Energia	80.758	2030
Eletrobras	Corporativo	Projetos de Inovação	68.851	2023
Chesf	Corporativo	Transmissora Delmiro Gouveia	50.805	2031
Eletrobras	Corporativo	Projetos Corporativos Chesf	37.567	2021
Eletrobras	Corporativo	RS Energia	32.792	2027
Eletrobras	Corporativo	UHE Baguari	24.160	2026
CGT Eletrosul	Corporativo	Ampliação do Sistema Sul de Transmissão	20.732	2029
CGT Eletrosul	Corporativo	Interligação Brasil x Uruguai	15.561	2029
Eletrobras	Corporativo	RS Energia	11.179	2021
Eletrobras	Corporativo	SC Energia	3.361	2021
Garantias empresas controladas			15.324.770	

25.3 - Movimentação de Provisão para Garantias

As movimentações das garantias no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 foram as seguintes:

	CONTROLADORA	
	31/12/2020	31/12/2019
Saldo inicial	463.776	549.436
Adições de Garantias	25.556	13.690
Atualização	15.197	5.889
Baixas	(45.525)	(105.239)
Saldo final	459.004	463.776

25.4 – 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 do Serviço da Dívida - ICSD, 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 2020.

Prática contábil

Os empréstimos, financiamentos e debêntures são reconhecidos inicialmente pelo valor justo menos os custos de transação diretamente atribuíveis, e subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos. Quando os seus termos contratuais são modificados e tal modificação não for substancial, seus saldos contábeis refletirão o valor presente dos seus fluxos de caixa sob os novos termos, utilizando a taxa de juros efetiva original. A diferença entre o saldo contábil do instrumento remensurado quando da modificação não substancial dos seus termos e seu saldo contábil imediatamente anterior a tal modificação é reconhecida como ganho ou perda no resultado do exercício. Quando tal modificação for substancial, o financiamento original é extinto e reconhecido um novo passivo financeiro, com impacto no resultado do exercício.

Contrato com garantia financeira consiste em contratos que requerem 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. Para fazer frente a uma eventual execução de garantia a Eletrobras provisiona 1% do saldo devedor garantido para as investidas controladas e não controladas. Qualquer aumento de obrigações em relação às garantias é apresentado, quando ocorrido, nas despesas operacionais (Nota 40).

NOTA 26 – ARRENDAMENTOS

O passivo de arrendamento refere-se principalmente a contratos de arrendamento de imóveis, veículos, equipamentos e aos contratos de suprimento de energia firmados com os PIEs em 2005 com vigência de 20 anos da Amazonas Energia S.A que foram repassados para a Amazonas GT durante o processo de desverticalização e, estes últimos, já classificados como arrendamentos financeiros anteriormente à adoção do CPC 06 - R2 /IFRS 16.

A movimentação do passivo é demonstrada no quadro a seguir:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019
Saldo inicial	1.207.189	976.115
Adoção inicial	-	340.225
Novos contratos/Remensurações	37.285	211.375
Juros Incorridos	365.596	338.163
Pagamentos	(556.876)	(547.226)
Baixas	-	(111.463)
Saldo final	1.053.194	1.207.189
Circulante	217.321	219.484
Não Circulante	835.873	987.705
Total	1.053.194	1.207.189

Os aluguéis fixos e variáveis, bem como aqueles relacionados a contratos de curto prazo e de baixo valor, foram os seguintes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019
Arrendamentos de curto prazo	23.552	52.771
Arrendamentos de baixo valor	23.452	40.592
Despesas variáveis de arrendamento	824	3.822

Os vencimentos dos passivos não circulantes estão demonstrados no quadro a seguir:

	CONSOLIDADO
	31/12/2020
2022	40.244
2023	153.623
2024	147.866
2025	379.113
2026	37.864
Após 2026	77.163
Total	835.873

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	
	31/12/2020	31/12/2019
Contraprestação do arrendamento	556.876	547.226
PIS/COFINS potencial (9,25%)	51.511	50.618

Prática contábil

A Companhia reconhece os passivos de arrendamentos mensurados pelo valor presente dos pagamentos dos arrendamentos sem refletir a inflação futura projetada. Os pagamentos são descontados pela taxa incremental sobre empréstimos da companhia, visto que as taxas de juros implícitas nos contratos de arrendamento com terceiros normalmente não podem ser prontamente determinadas.

Remensurações refletem alterações oriundas de índices ou taxas contratuais, bem como nos prazos dos arrendamentos devido a novas expectativas de prorrogações ou rescisões do arrendamento (com correspondente ajuste no direito de uso relacionado). As remensurações são reconhecidas no passivo de arrendamento como ajuste ao ativo de direito de uso.

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, enquanto os pagamentos reduzem o seu valor contábil. O direito de uso adquirido por meio de arrendamento financeiro está classificado no Ativo Não Circulante sendo depreciado pelo prazo do arrendamento.

NOTA 27 – EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO

a) Compulsório não quitado

O Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica foi criado pela Lei nº. 4.156/62, com a finalidade de expansão e melhoria do setor elétrico brasileiro, tendo sido arrecadado somente a partir de 1964. Inicialmente, o tributo recaiu sobre todos os consumidores de energia elétrica, e sua devolução foi assegurada até o ano de 1976 pela emissão de títulos ao portador (Obrigações).

Com o advento do Decreto-Lei nº 1.512/76, a incidência do empréstimo compulsório passou, durante o período de 1977 a 1993, a recair somente sobre os grandes consumidores industriais de energia elétrica, assim, considerados aquelas industriais com consumo mensal superior a 2.000 Kw.h.

Nesta 2ª fase, o Empréstimo Compulsório era representado por créditos escriturais, e não mais por Obrigações. A arrecadação ocorreu no período de 1977 a 1993 e a devolução dos créditos foi realizada por meio da entrega de ações preferenciais da Companhia, tendo sido realizadas 4 assembleias de conversão em ações dos créditos arrecadados.

A maior parte dos créditos arrecadados pela Eletrobras à época de vigência da lei já foram devolvidos aos contribuintes. Porém, ainda existem créditos a serem devolvidos pela Companhia, pois alguns contribuintes, questionando a constitucionalidade do Empréstimo Compulsório, ingressaram em juízo

com ações consignatórias para discutir sua cobrança pela Eletrobras, depositando judicialmente esses valores do tributo.

À medida que a Eletrobras teve êxito nessas ações e foi autorizada a levantar os valores depositados, mediante expedição de alvará judicial, a obrigação de devolver esses tributos foi registrada no passivo da Companhia. Esses créditos não foram convertidos nas 4 assembleias realizadas pela Eletrobras citadas acima, pois ingressaram no caixa da Companhia após a última assembleia de conversão ocorrida em 2008.

A Eletrobras, após o levantamento dos referidos depósitos, assume a obrigação de devolução do valor principal em até 20 anos e do pagamento de juros anuais de 6% ao ano, conforme o Decreto-lei nº 1.512/76. Portanto, esses créditos 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 desde o levantamento do depósito judicial com base na variação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo Especial (IPCA-E).

Ressalte-se que os juros de 6% ao ano, neste caso, são devidos, durante o período de carência, pois se trata de Empréstimo Compulsório ainda não convertido em ações, e não de débito judicial, como é o caso dos processos judiciais de correção monetária do tributo já convertido em ações e tratado na nota explicativa 33 que trata de provisões e passivos contingentes.

b) Provisão para ações a entregar

Existe ainda um passivo da Companhia referente ao montante equivalente ao valor de ações preferenciais B, utilizadas como pagamento em processos judiciais que envolvem correção monetária dos créditos de Empréstimo Compulsório convertidos através das quatro assembleias realizadas pela Eletrobras.

Considerando que os contribuintes precisam se cadastrar junto ao procedimento administrativo de Solicitações de Ações - SAC da Eletrobras, demonstrando, através dos documentos jurídicos adequados, sua legitimidade ao recebimento dessas ações, existem muitos contribuintes que ainda não tiveram as ações convertidas implantadas em seu nome, ficando as referidas ações registradas no patrimônio líquido da Companhia, assim como no Banco Custodiante, sob a rubrica de "ações com acionistas a identificar".

Registra-se que não se trata de ações em tesouraria, mas sim ações objeto das conversões dos créditos de Empréstimo Compulsório, com o objetivo de quitação de tais créditos, conforme prerrogativa franqueada à Eletrobras pela legislação de regência do tributo. Ademais, não se trata de ações despojadas de titularidade, sendo o SAC um procedimento que atribui ao acionista identificado a plenitude dos direitos políticos e econômicos inerentes à propriedade acionária na forma da Lei nº 6.404/1976 e normativos da CVM.

A partir de 2008, em decisão embasada em posicionamento jurídico, a Eletrobras utilizou-se do saldo de ações de acionistas ainda não identificados, decorrente da conversão do Empréstimo Compulsório, para o pagamento dos processos judiciais de diferenças de correção monetária dos créditos do Empréstimo Compulsório. Em contrapartida, a Eletrobras registrou uma provisão em montante equivalente ao valor de ações preferenciais B que deverá entregar aos contribuintes que comprovarem comprovar sua legitimidade no âmbito do SAC.

Contudo, à luz de novo parecer jurídico, consolidou-se entendimento de que a Eletrobras poderá quitar a obrigação de entregar ações preferenciais B, por meio de aumento de capital ou pela aquisição de idênticas ações no mercado, observadas, nesse caso, a Lei 6.404/1976 e normas editadas pela CVM.

Desta forma, a Companhia pode atualizar o montante equivalente ao valor de ações preferenciais B, que deverá entregar aos contribuintes que comprovarem sua legitimidade no SAC, com base no valor de mercado da ação ou pelo seu valor patrimonial, relativo ao último exercício social, o que for mais vantajoso.

Assim, em dezembro de 2020, o valor equivalente em moeda a essas ações a serem entregues foi registrado no passivo não circulante e atualizado pela média dos últimos 12 meses do valor de mercado das referidas ações, com acréscimo equivalente a proventos que tais contribuintes, após

devida chancela no SAC, teriam direito se já exercessem plenamente os direitos políticos e econômicos decorrentes da titularidade acionária, observado o prazo prescricional de 3 anos previsto na Lei nº 6.404/1976. Além disso, foram incluídos no montante da provisão registrada pela Eletrobras, os valores equivalentes aos proventos que teriam direito se acionistas fossem devendo, contudo, ser observado o prazo prescricional.

	CONTROLADORA	
	31/12/2020	31/12/2019
Saldo inicial	485.756	493.118
Ingresso de recursos	7.263	-
Provisão para Implantação de Ações	376.433	-
Encargos sobre dívida	39.243	(10.433)
Pagamento de juros	(2.282)	(2.873)
Atualização monetária	140.696	5.944
Saldo final	1.047.109	485.756
Circulante	57.201	15.156
Não Circulante	989.908	470.600
Total	1.047.109	485.756

Prática contábil

A Companhia registra a obrigação 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 correção monetária com base no Índice de Preço ao Consumidor Amplo Especial (IPCA-E), conforme o Decreto-lei nº 1.512/76. No caso da provisão para implantação de ações, o valor é corrigido pelo preço da ação.

NOTA 28 – TRIBUTOS A RECOLHER

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Passivo circulante				
PIS/ COFINS	223.121	87.548	840.750	755.102
IRRF/ CSRF	96.222	65.193	155.341	316.801
ICMS	-	-	37.598	252.972
INSS/ FGTS	5.174	4.899	55.147	112.937
PAES/ REFIS	-	-	23.340	23.191
ISS	-	-	13.658	14.549
Outros	10.915	43.876	68.208	100.106
Total	335.432	201.516	1.194.042	1.575.658
Passivo não circulante				
PAES/ REFIS	-	-	168.394	190.365
PASEP/ COFINS	-	-	13.573	42.100
Outros	-	-	212	7.494
Total	-	-	182.179	239.959

NOTA 29 – ENCARGOS SETORIAIS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019
Circulante		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	371.364	397.125
Quota RGR	67.810	120.162
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	101.565	72.212
Quota CDE	19.256	16.579
Quota PROINFA	15.998	11.433
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	10.852	10.100
	586.845	627.611
Não circulante		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	744.395	730.246
Quota RGR	47	57
	744.442	730.303
TOTAL	1.331.287	1.357.914

29.1 - 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.

29.2 - Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos

A compensação financeira 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.

29.3 - 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.

Prática contábil

Os encargos setoriais são reconhecidos como obrigações a recolher, derivadas dos encargos estabelecidos em lei e são registrados na rubrica de passivo circulante e não circulante de acordo com a competência.

NOTA 30 – REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Dividendos do exercício de 2020	1.507.139	-	1.507.139	-
Dividendos do exercício de 2019	-	2.540.567	-	2.540.567
Dividendos não reclamados (a)	23.579	18.862	28.391	19.569
Dividendos mínimos obrigatórios do exercício	-	-	11.628	15.080
Total	1.530.718	2.559.429	1.547.158	2.575.216

(a) Os saldos de "Dividendos retidos exercícios anteriores" e "Dividendos mínimos obrigatórios" foram transferidos para "Dividendos não reclamados".

Em 29 de julho de 2020, a Eletrobras aprovou o pagamento de dividendos de acionistas titulares de ações ordinárias e preferenciais classe "A" e "B". Os valores aprovados, conforme proposta da Administração, totalizam R\$ 490.210 para ações preferenciais classe "A" e "B", e R\$ 2.050.357 para ações ordinárias, gerando os dividendos unitários de R\$ 2,2478, R\$ 1,7499 e R\$ 1,5909, respectivamente. Os dividendos foram pagos em 09 de setembro de 2020, totalizando R\$ 2.579.579, que inclui atualização monetária. Do montante total devido aos acionistas, a parcela de R\$ 13.616 não foi reclamada.

Prática contábil

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% 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.

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

NOTA 31 – CONTRATOS ONEROSOS

CONSOLIDADO				
	Saldo em 31/12/2019	Constituições	Reversão	Saldo em 31/12/2020
Geração				
Jirau	39.150	124.871	(34.349)	129.672
Funil	222.881	13.925	(11.079)	225.727
CoaracyNunes	99.757	36.283	(36.538)	99.502
	361.788	175.079	(81.966)	454.901
Transmissão				
LTEunápolis-T.Freitas	4.059	-	(4.059)	-
	4.059	-	(4.059)	-
Total	365.847	175.079	(86.025)	454.901

	31/12/2020	31/12/2019
Passivo Circulante	40.196	3.913
Passivo Não Circulante	414.705	361.934
Total	454.901	365.847

Prática contábil

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 mesmo excedem os benefícios econômicos que se esperam que sejam recebidos ao longo tempo.

NOTA 32 – 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:

Tipos de benefícios pós-emprego patrocinados pelas empresas da Eletrobras				
Empresa	Planos de benefícios previdenciários			Outros benefícios pós-emprego
	Plano BD	Plano Saldado	Plano CD	Seguro de Vida Plano de Saúde
Eletrobras	X		X	X
CGT Eletrosul	X		X	X
Chesf	X	X	X	
Eletronorte	X		X	X
Amazonas GT	X		X	X
Eletronuclear	X		X	X
Furnas	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	
	2020	2019	2020	2019 (Reapresentado)
Planos de benefícios previdenciários	1.129.241	833.040	6.791.370	4.791.681
Planos de saúde e seguro de vida	2.756	4.347	225.471	196.180
Total das obrigações de benefício pós emprego	1.131.997	837.387	7.016.841	4.987.861
Circulante	-	14.875	192.209	161.773
Não circulante	1.131.997	822.512	6.824.632	4.826.088
	1.131.997	837.387	7.016.841	4.987.861

O aumento apresentado em 2020 deve-se principalmente a reavaliação do plano de benefícios da subsidiária Chesf, que possui benefícios complementares definidos para determinado grupo de funcionários, calculados com base em remuneração variável e indexados pelo IGP-M, o qual sofreu forte variação no exercício. Tal revisão gerou recálculos nos montantes de anos anteriores e, portanto, estão sendo apresentados efeitos de forma retrospectiva.

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	
	2020	2019	2020	2019 (Reapresentado)
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	3.191.662	2.810.326	37.523.363	33.303.765
Valor justo dos ativos do plano	(2.062.421)	(1.977.286)	(31.394.339)	(29.687.699)
Teto do ativo	-	-	662.346	1.175.615
Passivo/(Ativo) líquido	1.129.241	833.040	6.791.370	4.791.681
Custo de serviço corrente líquido	(320)	(527)	80.782	57.143
Custo de juros líquidos	77.623	103.441	323.488	229.058
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	77.303	102.914	404.270	286.201

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2020	2019	2020	2019 (Reapresentado)
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	2.755	4.347	225.471	196.181
Passivo/(Ativo) líquido	2.755	4.347	225.471	196.181
Custo de serviço corrente líquido	215	1.174	3.679	7.253
Custo de juros líquidos	302	637	9.651	15.546
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	517	1.811	13.330	22.799

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	
	2020	2019	2020	2019 (Reapresentado)
Valor das obrigações atuariais no início do ano	2.810.325	3.096.414	33.303.765	27.489.553
Custo de serviço corrente	(320)	(527)	80.782	57.143
Juros sobre a obrigação atuarial	206.233	254.576	2.275.724	2.318.604
Benefícios pagos no ano	(245.615)	(288.159)	(2.310.773)	(2.421.730)
Contribuições Normais do Participante	5.546	2.415	38.280	30.756
Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	415.493	(254.393)	4.135.585	5.829.439
Perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	406.979	361.322	3.491.997	7.487.140
Perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	8.514	(615.715)	643.588	(1.657.701)
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	3.191.662	2.810.326	37.523.363	33.303.765

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	
	2020	2019	2020	2019 (Reapresentado)
Valor justo dos ativos no início do ano	1.977.285	1.878.160	29.687.699	25.819.845
Benefícios pagos durante o exercício	(245.615)	(288.159)	(2.310.773)	(2.421.730)
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	5.546	2.415	38.280	297.175
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	15.238	31.204	245.127	292.574
Rendimento esperado dos ativos no ano	128.610	151.135	2.016.536	2.196.777
Ganho sobre os ativos do plano (excluindo as receitas de juros)	181.357	202.531	1.717.470	3.503.058
Valor justo dos ativos ao final do ano	2.062.421	1.977.286	31.394.339	29.687.699
Rendimento efetivo dos ativos no ano	309.967	353.666	3.734.006	5.699.835

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários, planos de saúde e seguros de vida - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2020	2019	2020	2019 (Reapresentado)
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Planos de benefícios previdenciários, planos de saúde e seguro de vida	(222.164)	415.190	(2.304.304)	(2.075.470)

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	
	2020	2019	2020	2019 (Reapresentado)
Valor das obrigações atuariais no início do ano	4.347	7.368	196.181	246.207
Custo de serviço corrente	215	1.174	3.679	7.253
Juros sobre a obrigação atuarial	302	637	9.651	15.546
Benefícios pagos no ano	(1.029)	(667)	(46.586)	(116.930)
Desreconhecimento de benefício	-	-	(29.248)	(5.555)
Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	(1.080)	(4.165)	91.794	49.660
Perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	(972)	817	80.593	69.803
Perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	(79)	80	743	1.162
Perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	(29)	(5.062)	10.458	(21.306)
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	2.755	4.347	225.471	196.181

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		
	2020	2019
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	2,69% a 3,80%	3,07% a 3,37%
Projeção de aumento médio dos salários	0,25% a 2,01%	1,00% a 2,00%
Taxa média de inflação anual	3,27%	3,68%
Expectativa de retorno dos ativos do plano (i)	3,27%	3,68%

(i) representa as taxas máximas e mínimas de retorno de ativos dos planos.

Hipóteses Demográficas		
	2020	2019
Taxa de rotatividade	0% a.a; Ex-Nucleos 2018; Tábua de rotatividade nula	0% a.a; Ex-Nucleos 2018; Tábua de rotatividade nula
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000 (segregada por sexo) suavizada em 10%; AT-2000 (segregada por sexo) suavizada em 15%; AT-83 Basic Feminina (Suavizada em 10%); AT-2000 Basic suavizada em 5%, segregada por sexo; AT-2000 Masculina	AT-2000 (segregada por sexo) desagradada 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
Tábua de mortalidade de inválidos	RRB-1983; AT-49 segregada por sexo; AT-49 Desagradada em 2 anos Masculina; MI-2006 (segregada por sexo) suavizada em 10%; AT-83 IAM (masculina)	RRB-1983; AT-49 segregada por sexo; AT-49 Desagradada em 2 anos Masculina; AT-83 IAM (masculina); MI-2006 (segregada por sexo) suavizada em 10%
Tábua de invalidez	LIGHT (FRACA); ALVARO VINDAS (suavizada em 50%); Álvaro Vindas; TASA 1927; ALVARO VINDAS (desagradada em 50%); LIGHT (MÉDIA)	LIGHT (FRACA); ALVARO VINDAS (suavizada em 50%); TASA 1927

A definição da taxa global de retorno dos ativos do plano considerou a 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 2020 foi de R\$ 309.967 (R\$ 353.666 em 2019) na Controladora e R\$ 3.734.006 (R\$ 5.699.835 em 2019) no Consolidado.

e) Contribuições patronais

Em 31 de dezembro de 2020, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano CD atingiram R\$ 2 (R\$ 293 em 2019) e R\$ 2.756 (R\$ 3.488 em 2019) no Consolidado.

Em 31 de dezembro de 2020, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano BD atingiram R\$ 15.236 (R\$ 30.912 em 2019) e R\$ 242.370 (R\$ 289.086 em 2019) no Consolidado.

A Controladora espera contribuir com R\$ 224.108 com o plano de benefício definido durante o próximo exercício e R\$ 2.160.119 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:

	CONTROLADORA						
Programa Previdenciário	2021	2022	2023	2024	2025	2026 em diante	Total
Em 31 de dezembro de 2020	224.108	217.280	213.041	205.650	198.621	1.262.595	2.321.295

	CONSOLIDADO						
Programa Previdenciário	2021	2022	2023	2024	2025	2026 em diante	Total
Em 31 de dezembro de 2020	2.160.119	2.116.096	2.084.117	2.033.480	1.989.998	15.854.241	26.238.051

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\$ 291.850 ou aumento de R\$ 344.127, respectivamente.
- Se a expectativa de crescimento salarial sobre as obrigações aumentasse ou diminuísse em 1%, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 6.708 ou teria uma redução de R\$ 6.036, 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\$ 3.700.111 ou aumento de R\$ 4.308.146, respectivamente.
- Se a expectativa de crescimento salarial sobre as obrigações aumentasse ou diminuísse em 1%, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 253.585 ou teria uma redução de R\$ 271.076, 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	
	2020	2019	2020	2019 (Reapresentado)
Valores Disponíveis Imediatos	26	198	1.176	3.854
Realizáveis	106.785	83.432	788.598	904.742
Investimentos em Renda Fixa	2.006.142	2.139.675	30.197.616	24.240.626
Investimentos em Renda Variável	967.708	653.489	7.570.489	5.972.474
Investimentos Imobiliários	217.408	184.242	1.019.850	945.036
Investimentos Estruturados	54.839	-	1.019.744	600.497
Empréstimos e Financiamentos	99.178	98.244	867.657	701.401
Outros	-	2.969	17.819	31.016
Fundo coletivo de benefício de risco	-	25.361	22.201	27.514
(-) Recursos a receber do patrocinador e participante	(1.215.243)	(1.046.649)	(9.005.558)	(2.854.987)
(-) Exigíveis Operacionais	(31.809)	(5.043)	(146.169)	(84.778)
(-) Exigíveis Contingenciais	(13.030)	(12.148)	(247.337)	(248.344)
(-) Fundos de Investimentos	(13.302)	(67.466)	(202.366)	(243.479)
(-) Fundos Administrativos	(85.135)	(53.657)	(387.349)	(241.042)
(-) Fundos Previdenciais	(31.146)	(25.361)	(122.032)	(66.831)
Total dos ativos	2.062.421	1.977.286	31.394.339	29.687.699

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.

Prática contábil

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.

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.

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.

NOTA 33 – 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.

33.1 – Provisões

A Companhia e suas controladas constituem 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	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Circulante				
Cíveis	1.329.814	1.013.385	1.719.597	1.030.288
Trabalhistas	2.965	1.200	2.965	1.200
	1.332.779	1.014.585	1.722.562	1.031.488
Não Circulante				
Cíveis	16.142.357	16.564.019	21.775.547	22.104.428
Trabalhistas	384.604	360.152	2.079.618	1.774.297
Tributárias	-	-	252.913	336.213
	16.526.961	16.924.171	24.108.078	24.214.938
Total	17.859.740	17.938.756	25.830.640	25.246.426

Estas provisões tiveram, no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, a seguinte evolução:

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Saldo em 31 de dezembro de 2019	17.938.756	25.246.426
Constituição de provisões	3.504.670	4.897.638
Reversão de provisões	(862.278)	(1.213.524)
Atualização Monetária	454.588	872.880
Depósitos judiciais	-	(677.714)
Baixas	-	(47.484)
Pagamentos	(3.175.996)	(3.247.582)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	17.859.740	25.830.640

A movimentação da constituição de provisões na Controladora e no consolidado está relacionada à revisão de estimativas em razão da evolução de decisões na fase de execução e liquidação dos processos judiciais em sua maioria relacionado a causas cíveis referentes ao empréstimo compulsório.

A Eletrobras realizou pagamentos no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 referentes às execuções judiciais envolvendo o empréstimo compulsório, que somaram R\$ 3.125.215.

Resumo dos principais processos:

33.1.1 - Cíveis

Em 31 de dezembro de 2020 a Companhia e suas controladas possuem ações judiciais cíveis de R\$ 23.495.144 (R\$ 23.134.716 em 31 de dezembro de 2019), 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

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 2020, a Companhia possuía 3.624 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 Recurso 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 e de laudos periciais e de contadoria judiciais emitidos em desfavor da Companhia, 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).

	31/12/2020	31/12/2019
Principal	5.860.592	6.128.374
Juros remuneratórios	1.875.942	1.714.617
Juros moratórios	9.444.919	9.718.620
Outras verbas	271.716	-
	<u>17.453.169</u>	<u>17.561.611</u>

- Lapso temporal para aplicação dos juros remuneratórios

A controvérsia mais relevante das ações judiciais que discutem correção monetária de compulsórios 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, a Companhia 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.

Até 31 de dezembro de 2020, o recurso interposto pela Eletrobras possuía 04 votos favoráveis e 03 contrários, estando pendentes a manifestação por 2 ministros do STJ.

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, e cuja decisão sobre o recurso se encontra pendente, 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.

- Inclusão de créditos de compulsório não previstos na demanda inicial

Sobre a discussão de execução de créditos não mencionados na petição inicial, a Eletrobras, em dezembro de 2020, teve uma decisão desfavorável no âmbito do processo nº 0023102-98.1990.8.19.0001, que discute créditos oriundos de Empréstimo Compulsório sobre Energia Elétrica - já em fase de liquidação de sentença, agora com recurso interposto pela Eletrobras (Agravo de Instrumento nº 0011330-57.2021.8.19.0000). Trata-se de um processo judicial ingressado em 1990 (portanto, anterior às 3ª e 4ª assembleias de conversão em ações). Embora o Juízo de primeiro grau tenha homologado laudo pericial que aponta como valor devido o montante de R\$ 1.358.582 (podendo chegar a R\$ 1.765.731, se consideradas a atualização monetária e a incidência de multa e honorários indicadas pelas autoras da ação) se não efetuarmos o pagamento do valor homologado em juízo. A Eletrobras contratou escritório externo para sua defesa e já conseguiu obter importante decisão suspendendo a ordem de pagamento, a Companhia apontou como incontroversa a quantia de R\$

227.593. A diferença entre os valores cobrados pelas autoras e aqueles identificados pela Eletrobras, na visão da Companhia, está relacionada a uma série de vícios contidos no laudo pericial, que foi homologado pelo juízo de primeira instância, especialmente por contemplar créditos não previstos na petição inicial, como de filiais e empresas incorporadas e créditos decorrentes da 3ª assembleia de conversão de ações, ocorrida em 2005, ou seja, quase 10 anos após a prolação de sentença na demanda original do caso, além de desviar das premissas do recurso repetitivo Recurso Especial 1.003.955/RS, deixando de observar a prescrição sobre os juros remuneratórios e aplicando indevidamente taxa de juros de 12% a.a., o que ocorreu em descompasso com o entendimento jurisprudencial e com a própria sentença do processo de conhecimento transitada em julgado. Em sede recursal, a Eletrobras obteve decisão liminar favorável para suspender o cumprimento da decisão que determinou o pagamento da quantia homologada. Contudo, como se trata de decisão monocrática que não versou propriamente acerca do mérito dos valores devidos, a Companhia classificou o risco do referido processo como provável, impactando as Demonstrações Financeiras da Companhia em um acréscimo de R\$ 1.630.282 em provisões operacionais. Não obstante o provisionamento, a Eletrobras espera que, futuramente, ao julgar o mérito de seu recurso, o colegiado reforme a decisão homologatória do laudo pericial.

Outros julgados, como no Agravo interno nos EDcl nos EDv nos Embargos de Divergência em Recurso Especial nº 799.113-SC, já entenderam que as filiais não têm legitimidade para executar título judicial referente a diferença de correção monetária de empréstimo compulsório proferido em favor da matriz por não terem participado do processo de conhecimento. Contudo, caso ocorram casos semelhantes ao caso Gerdaui acima mencionado, a Companhia poderá ter que ajustar sua provisão em valores que podem vir a ser relevantes.

É importante salientar que todos os valores citados nesta nota, incluindo os valores de possíveis envolvendo compulsório, configuram em uma estimativa e sempre dependerá de avaliações precisas de impacto quando ocorrerem e se ocorrerem.

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 2020 monta em R\$ 390.000 (R\$ 363.412 em 31 de dezembro de 2019).

Em 21 de janeiro de 2021, o Conselho de Administração da Eletronorte aprovou acordo judicial para encerramento dessa ação através do pagamento de R\$ 390.000.

- Ação de desapropriação – UHE Balbina

Desapropriações ajuizadas pela Eletronorte com a finalidade de indenizar os proprietários das áreas atingidas pela formação do reservatório da Usina Hidrelétrica de Balbina (AM). Em sua maioria, os processos estão em fase de cumprimento de sentença. Há discussão acerca da legitimidade dos títulos apresentados pelos expropriados, tendo, inclusive, o Ministério Público Federal ajuizado Ação Civil Pública contestando esses títulos. A provisão constituída desta causa em 31 de dezembro de 2020 é de R\$ 271.855 (R\$ 265.979 em 31 de dezembro de 2019).

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. - CONSTRAIN 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 Tribunal de Justiça de Pernambuco - 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: os 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 os mesmos Embargos de Divergência aguardam apreciação pelo STJ; interposto na mesma oportunidade mas destinado ao STF, apenas será oportunamente apreciado após o esgotamento da apreciação dos 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 (está 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\$ 1.500.395 (R\$ 1.287.047 em 31 de dezembro de 2019) e outros adicionais de R\$ 151.235 (R\$ 128.805 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 – 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\$ 1.446.623 (R\$ 1.084.386 em 31 de dezembro de 2019).

33.1.2 - Tributárias

Em 31 de dezembro de 2020 a Companhia e suas controladas possuem ações tributárias de R\$ 252.913 (R\$ 336.213 em 31 de dezembro de 2019), 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.

33.1.3 - Trabalhista

Em 31 de dezembro de 2020 a Companhia e suas controladas possuem ações judiciais trabalhistas de R\$ 2.082.583 (R\$ 1.775.497 em 31 de dezembro de 2019), 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.

33.2 – Passivos Contingentes

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Cíveis	23.343.361	20.775.533	34.839.649	31.817.331
Trabalhistas	1.865.727	3.128.990	4.500.051	5.900.822
Tributárias	417	-	8.818.294	12.131.337
	<u>25.209.505</u>	<u>23.904.523</u>	<u>48.157.994</u>	<u>49.849.490</u>

33.2.1 - Cíveis

Em 31 de dezembro de 2020 a Companhia e suas controladas possuem ações judiciais cíveis de R\$ 34.839.649 (R\$ 31.817.331 em 31 de dezembro de 2019), sendo possível sua probabilidade de perda, onde não é realizada provisão.

Controladora

- Empréstimo Compulsório - Aplicação de juros remuneratórios após a assembleia de conversão

Não obstante o efeito restrito ao Embargo de Divergência em Agravo em Recurso Especial número 790.288/PR acima mencionado na nota 33.1.1, 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 para correção monetária de empréstimo compulsório. Se, porventura, houver alteração da jurisprudência vigente do STJ em desfavor da Eletrobras, no que tange especificamente à aplicação de juros remuneratórios de 6% a.a., 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\$ 11.458.690 em 31 de dezembro de 2020 (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.

Consolidado

Eletronorte

- Cobrança pelo Consórcio Nacional de Engenheiros Consultores S.A. – CNEC de correção monetária e juros por atraso de pagamento

Ação Judicial de cobrança ajuizada pelo CNEC, 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 2020 o valor atualizado da causa é de R\$ 529.833, visto que os cálculos periciais apuraram o valor de R\$ 529.833 (R\$ 503.653 em 31 de dezembro de 2019).

- Ação indenizatória – MAVI Engenharia e Construções

A ação trata de rescisão contratual cumulada com obrigações de fazer e não fazer, com pedido de tutela de urgência, proposta por MAVI Engenharia e Construções Ltda., em desfavor de Linha Verde Transmissora de Energia S/A, no montante de R\$ R\$ 246.634 (R\$ 275.972 em 31 de dezembro de 2019).

CGT Eletrosul

- Cobrança das obrigações oriundas dos empréstimos - Banco KfW

Esse processo versa sobre a cobrança pelo banco KfW das obrigações oriundas de empréstimos em desfavor da Companhia, a qual foi considerada como avalista do referido empréstimo. A cobrança inclui as amortizações vencidas (contabilizadas as multas contratuais), juros de empréstimo vencidos, juros de mora sobre amortizações vencidas e indenização por danos. Essas cobranças são referentes a garantias de 4 contratos da Usina Termelétrica Winimport S.A.

A Companhia não reconhece a validade dos avais concedidos, haja vista a inobservância de regras de governança corporativa previstas no Estatuto Social da então CGTEE (atualmente denominada CGT Eletrosul) e a violação da legislação brasileira, que, por sua vez, veda a concessão de garantias por entidades da administração indireta, exceto quando prestadas por instituições financeiras (art. 96 do Decreto Federal n.º 93.872/86).

Em 2016 foi proferida sentença condenatória, em favor de KfW, no valor estimado equivalente de EUR 74.330. No mesmo ano a Companhia interpôs recurso de apelação.

Em segunda instância, depois de realizadas audiências, a Corte Regional Superior da Alemanha decidiu obter um parecer de um perito em legislação brasileira, em especial o Decreto 93.872/1986 e a necessidade de anuências do Conselho de Administração para tal gravame, como determina a Lei 6.404/1976. Atualmente, o processo está na etapa de manifestação das partes em face dos pontos objeto de prova pericial. Não há ainda uma decisão em segunda instância.

A Companhia mantém o montante de R\$ 648.719 classificado como contingências cíveis de risco possível.

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 Instituto Brasileiro Do Meio Ambiente E Dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, o IMA-AL, o Conselho Regional de Administração da Bahia - 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\$ 559.699 (R\$ 715.673 em 31 de dezembro de 2019).

- 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 Verba de Manutenção Temporária (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. Em 21 de fevereiro de 2020, o processo foi migrado para o sistema PJe. Essa posição permanece inalterada até 31 de dezembro de 2020, com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a Chesf classificou o risco de perda desta

ação como possível, no montante estimado de R\$ 1.000.000 (R\$ 1.000.000 em 31 de dezembro de 2019).

- 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 Conciliação da Administração Pública Federal da Advocacia-Geral da União - 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.

Em 26 de março de 2020 as partes foram intimadas a se manifestar sobre a conformidade dos autos digitais com os autos físicos e o cumprimento de eventual ato já praticado nos autos físicos. Em 08 de maio de 2020 a Chesf interpôs embargos de declaração. Em 31 de dezembro de 2020, a ANEEL apresentou impugnação aos embargos de declaração opostos pela Chesf.

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 2019).

- Ação ordinária para indenização em danos materiais

Trata-se de ação ordinária proposta pela Energia Potiguar Geradora Eólica S.A., Torres de Pedra Geradora Eólica S.A., Ponta do Vento Leste Geradora Eólica S.A., Torres de São Miguel Geradora Eólica S.A., Morro dos Ventos Geradora Eólica S.A., Canto da Ilha Geradora Eólica S.A., Campina Potiguar Geradora Eólica S.A., Esquina dos Ventos Geradora Eólica S.A., Ilha dos Ventos Geradora Eólica S.A., Pontal do Nordeste Geradora Eólica S.A., e Ventos Potiguares Comercializadora de Energia S.A. tendo por objeto a indenização em danos materiais (danos emergentes e lucros cessantes), no valor de R\$ 243.067, e que seriam decorrentes de suposto atraso na entrada em operação comercial da LT Extremoz II – João Câmara II e da SE João Câmara II. Oferecida contestação e deferida produção de prova pericial em 10 de março de 2016, laudo apresentado pelo perito do juízo desfavorável à Chesf, com consequente pedido de esclarecimentos.

Em 29 de janeiro de 2018, foi proferida sentença condenatória em desfavor da Chesf no valor de R\$ 432.313, da qual foram interpostos embargos de declaração pela Chesf, aos quais foi negado provimento aos 28 de fevereiro de 2018, tendo sido interposto recurso de apelação pela Chesf aos 26 de março de 2018.

Julgamento iniciado em 13 de março de 2019, mas suspenso por pedido de vista formulado por um dos Desembargadores que compõem a 5ª Turma do Tribunal de Justiça do Distrito Federal e dos Territórios - TJDF. Julgamento retomado em 28 agosto de 2019, no qual o recurso de apelação da Chesf foi provido por 4 votos a 1 e o acórdão foi publicado em 10 de outubro 2019. Foi apresentada Interposição de embargos de declaração por ambas as partes, sendo todos desprovidos.

Interpostos novos embargos de declaração por parte da parte autora em 29 de janeiro de 2020, ainda pendentes de julgamento. Em 18 de fevereiro de 2020 determinou-se a digitalização dos autos a fim de que estes sejam incluídos no sistema PJe. Em 18 outubro de 2020, publicada a pauta de julgamento

dos embargos de declaração para o dia 28 de outubro 2020. Essa posição, se mantém inalterada em 31 dezembro 2020.

Com base na avaliação de seus consultores jurídicos, a Chesf classificou o risco de perda desta ação como possível, no montante estimado de R\$ 512.152 (R\$ 462.536 em 31 de dezembro de 2019).

Furnas

- Nulidade do Despacho nº 288/02 – AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.

Trata-se de declaração de nulidade do Despacho nº 288/02, do diretor da ANEEL, no valor de R\$ 263.926, que revogou os itens 2.10.6, 2.11.1 (b), 2.11.2 e 8.3.2 das regras de mercado do Mercado Atacadista de Energia - MAE, homologadas pela Resolução nº 290/2000 da ANEEL. Refazimento da contabilização e liquidação das operações da AES Sul, sem a aplicação das regras do Despacho nº 288/02.

- Processo indenizatório

Trata-se de processo indenizatório realizado pela ABB Ltda., no valor de R\$ 385.500 (R\$ 332.404 em 31 de dezembro de 2019), referente ao contrato de fornecimento de estações conversoras para o sistema de transmissão de Itaipu.

- Créditos da regra de compartilhamento de perdas entre os agentes

Furnas é autora de uma ação na qual pede o pagamento de seus créditos, ainda que proporcionalmente, por ocasião das liquidações financeiras no âmbito do MCP. Trata-se da aplicação do artigo 47 da Convenção de Comercialização da CCEE (regra de compartilhamento de perdas entre os agentes), no valor de R\$ 240.911 (R\$ 212.524 em 31 de dezembro de 2019). Isso porque, estaria a CCEE descumprindo a priorizando determinados credores (protegidos por decisões judiciais), em detrimento do pagamento do seu crédito.

- Encargos advindos de mandado de segurança

Trata-se de mandado de segurança impetrado contra o ato do Diretor Geral da ANEEL que determinou o pagamento de encargos advindos da assinatura do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST, Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT e Custos de disponibilidade - CUD, no âmbito do processo administrativo nº 48.500.001016/05-95 daquela Agência Reguladora, referente à UTE Cuiabá. A contingência é baseada em reflexos pecuniários na hipótese de não concedida a segurança e Furnas ser obrigada a assinar tais contratos regulados. O valor da contingência é de R\$ 230.018 (R\$220.688 em 31 de dezembro de 2019).

Eletronuclear

- Nulidade das licenças concedidas - Unidade De Armazenamento Complementar A Seco (UAS)

Ação Civil Pública proposta pelo Ministério Público Federal em face da Eletronuclear, CNEN e IBAMA, no valor de R\$ 240.009, objetivando a declaração de nulidade das licenças concedidas à 1ª ré para o desenvolvimento da Unidade De Armazenamento Complementar A Seco - UAS da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto – CNAAL.

33.2.2 - Tributárias

Em 31 de dezembro de 2020 a Companhia e suas controladas possuem ações judiciais tributárias com probabilidade de perda possível no montante de R\$ 8.818.294 (R\$ 12.131.337 em 31 de dezembro de 2019).

Eletronorte

- Taxa de Controle, Acompanhamento e Fiscalização das Atividades de Exploração e Aproveitamento de Recursos Hídricos (TFRH)

Em dezembro de 2014 o estado do Pará editou a Lei na qual instituiu a TFRH. O fato gerador da TFRH é o exercício regular do Poder de Polícia conferido ao Estado sobre a atividade de exploração e aproveitamento de recursos hídricos em território paraense. Diante do não recolhimento da referida Taxa a Eletronorte foi autuada em 2015 por meio de dois autos de infração nos montantes de R\$ 206.316 e R\$ 113.213, perfazendo um valor total de R\$ 319.529. Posteriormente os autos de infração foram desmembrados em Mandado de Segurança Tributário, impetrado pela Eletronorte e Execução Fiscal ajuizada pelo Estado do Pará, cujos valores foram atualizados até junho 2018 e correspondiam a R\$ 424.484. Em 31 de dezembro de 2020, o valor atualizado das causas é de R\$ 424.554 (R\$ 424.430 em 31 de dezembro 2019).

CGT Eletrosul

- Aspectos tributários da lei 12.783/2013

Ação fiscal no valor de R\$ 575.998 (R\$ 574.213 em 31 de dezembro de 2019), referente cobrança de imposto de renda e contribuição social sobre a indenização recebida por conta da renovação das concessões, conforme medida provisória 579/2012, convertida em lei 12.783/2013. Em julho de 2020 houve julgamento do Recurso de Apelação interposto pela empresa em face da sentença da ação declaratória. Foi desprovido, por unanimidade, o recurso da empresa sob o entendimento de que:

- (i) Incidência tributária independeria da denominação do rendimento. Ainda que se trata-se de acréscimo indenizatório, poderia haver a incidência dos tributos;
- (ii) A empresa e a União firmaram mera repactuação contratual, para prorrogar a concessão. Não teria ocorrido propriamente a reversão, pois isso pressuporia a extinção da concessão; e
- (iii) A reversão seria instituto essencialmente, distinto da desapropriação, pois não haveria transferência compulsória dos bens ao Poder Público.

Apesar do julgamento desfavorável, não pode a Fazenda intentar atos de cobrança, haja vista a vigente decisão proferida no Mandado de Segurança nº 50163442320184047200, suspendendo a exigibilidade do crédito tributário até o trânsito em julgado da ação declaratória. Aguarda-se julgamento dos embargos de declaração.

Furnas

- Processo administrativo

Trata-se de processo judicial, no valor de R\$ 1.903.685 (R\$ 1.858.049 em 31 de dezembro de 2019), que visa discutir a cobrança decorrente do Auto de Infração lavrado em função de supostas irregularidades na apuração do IRPJ e CSLL, no qual foi excluída do Lucro Real a reversão do passivo atuarial da Fundação Real Grandeza - FRG, discussão administrativa travada no processo administrativo nº 16682.720517/2011-98. Por tratar-se de superávit atuarial, o valor foi excluído da base de cálculo e foi oferecido à tributação à medida de sua realização. Também foi apontada exclusão indevida de saldos negativos referentes a 2007, 2008 e 2009 sem apresentação do Pedido Eletrônico de Restituição, Ressarcimento ou Reembolso e Declaração de Compensação – PER/DCOMP. Após a decisão administrativa desfavorável, Furnas impetrou ação para ter seu direito reconhecido judicialmente, sendo que, em 31 de dezembro de 2020, não havia sido prolatada sentença no processo. União Federal ajuizou Execução Fiscal para cobrar o débito, mas o juiz suspendeu o seu andamento até que a questão seja definitivamente analisada na Ação Anulatória proposta por Furnas.

- PIS/COFINS

Auto de infração, no valor de R\$ 1.282.226 (R\$ 1.438.031 em 31 de dezembro de 2019), lavrado em função de suposta insuficiência de recolhimento ou declaração para o PIS/COFINS. Compensação

realizada sem apresentação do documento hábil PER/DCOMP; o Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF julgou improcedente o Recurso Voluntário de Furnas, que intentou Recurso Especial de Divergência que foi parcialmente admitido. Apenas a matéria relativa à exclusão da RGR permanece em análise no CARF no processo originário. As demais matérias foram definitivamente julgadas em sede administrativa. Furnas apresentou garantia para possibilitar a emissão de Certidão e levar a discussão para a esfera judicial.

- IRPJ e CSLL – Crédito tributário

Execução Fiscal ajuizada pela União, no valor de R\$ 818.334 (R\$ 863.086 em 31 de dezembro de 2019), para cobrança de crédito tributário constituído em razão de diferenças de IRPJ e CSLL apuradas em decorrência do procedimento de compensação contábil efetuado pela controlada Furnas sem apresentação de instrumento hábil a tanto. Foi proferida sentença nos Embargos à Execução Fiscal julgando parcialmente procedente a mesma, para excluir a incidência da multa isolada que fora aplicada concomitantemente à multa de ofício. Na mesma sentença foi mantida a cobrança quanto às compensações procedidas sem PER/DCOMP. Furnas apresentou recurso de apelação contra a sentença, que aguarda julgamento. Importante informar que a multa fora aplicada de forma abusiva e a sentença a excluiu. A multa representa aproximadamente 83% da cobrança.

- Auto de infração – prejuízo fiscal

Auto de Infração no valor de R\$ 815.434 (R\$ 673.225 em 31 de dezembro de 2019), 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. O Recurso Voluntário interposto por Furnas foi julgado parcialmente procedente para reduzir a multa isolada aplicada. Contra a decisão a Fazenda Nacional interpôs Recurso Especial de Divergência que aguarda julgamento. Processo foi desmembrado para cobrança judicial da parcela relativa aos tributos não pagos em razão da empresa ter efetuado compensações sem a utilização do PER/DCOMP, por ter tido decisão final administrativa quanto a esse ponto, de modo que esse montante foi excluído do presente processo que segue em análise pelo CARF das outras matérias.

- IRPJ e CSLL – Processo administrativo

Processo Administrativo no valor de R\$ 507.989 (R\$ 528.363 em 31 de dezembro de 2019), 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. O referido lançamento decorreu da glosa, pela Receita Federal, da exclusão de R\$ 908.298 realizada por Furnas da base de cálculo do tributos acima mencionados referentes ao valor recebido por Furnas em razão da prorrogação por adiantamento ao Contrato de Concessão para transmissão de energia elétrica nº 062/2001 – ANEEL, de 04/12/2012. Furnas, naquele momento, entendeu que este montante possuía caráter indenizatório e, por esta razão, estaria isenta de tributação. Processo se encontra em fase final administrativa, tendo tido julgamento desfavorável do CARF. Está em análise quanto a levar a discussão para a esfera judicial em razão de tratar-se de verba indenizatória, e não haver precedente de Tribunais Superiores quanto à matéria.

- ICMS – UTE Santa Cruz

Furnas ajuizou ação anulatória, no valor de R\$ 447.662, para discutir a cobrança de ICMS sobre o gás adquirido pela UTE Santa Cruz para geração de energia. Em sua defesa, Furnas discute a natureza do benefício fiscal (condicionado), na medida em que o diferimento de ICMS nas aquisições de gás deu-se em troca da criação e/ou expansão de Usinas/UTE's com o objetivo de incrementar a geração de energia termoeletrica para enfrentamento da crise energética da época. Argumenta, ademais, a impossibilidade de o Estado vincular o pagamento do tributo a uma operação imune. O Estado do Rio de Janeiro apresentou contestação alegando que o diferimento é prorrogação do momento do pagamento do imposto e ainda não houve sentença.

- Antecipação de garantia de débitos

Trata-se de ação de antecipação de garantia dos débitos constantes do PTA nº 16682.720394/2020-86, no valor de R\$ 203.663, que, comportou os débitos transferidos do PTA nº 16682.721073/2014-51 relativamente à utilização de despesa ocorrida em 2000 como prejuízo fiscal registrado em 2009 e compensado no ano-calendário de 2009, bem como dos valores não pagos por conta da compensação sem PER/DCOMP no período. No PTA nº 16682.721073/2014-51 permanece a discussão quanto à multa isolada em função da suposta insuficiência no recolhimento das estimativas.

Chesf

- Indenização referente à Usina de Xingó - ICMS

Ação movida pelo Município de Canindé do São Francisco, requerendo o DVA devido em face de valor recebido da União Federal pela Chesf, pertinente à indenização referente à Usina de Xingó. O Município de Canindé do São Francisco pleiteia que o Estado de Sergipe proceda a inclusão no Valor Adicionado do ano base de 2013 do montante de R\$ 2.925.318. Em 28 de agosto de 2020, sobreveio sentença, corrigindo o valor da causa para R\$ 52.970 julgando improcedente o pedido do Município de Canindé do São Francisco. A Chesf classificou o risco de perda desta ação como "possível", no montante estimado de R\$ 52.970 (R\$ 2.925.318 em 31 de dezembro de 2019).

33.2.3 - Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2020 a Companhia e suas controladas possuem ações judiciais trabalhistas de R\$ 4.500.051 (R\$ 5.900.822 em 31 de dezembro de 2019), sendo possível sua probabilidade de perda, onde não é realizada provisão.

Eletronuclear

- Sindicato dos Engenheiros do Estado do RJ – SENG

A controvérsia principal cujo valor envolvido em 31 de dezembro de 2020 é de R\$ 574.020 (R\$ 527.931 em 31 de dezembro de 2019) reside na interpretação da coisa julgada que delimitou o pagamento do índice da Unidade de Referência de preços - 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.

Prática contábil

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).

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).

NOTA 34 – OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS

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

Usina	31/12/2020			31/12/2019
	Estimativa Total de Custo	Ajuste a Valor Presente	Estimativa a Valor Presente	Estimativa a Valor Presente
Angra 1 (a)	3.017.913	(1.300.090)	1.717.823	1.554.201
Angra 1 *	-	-	-	237.770
	3.017.913	(1.300.090)	1.717.823	1.791.971
Angra 2 (a)	3.457.180	(2.134.992)	1.322.188	938.265
Angra 2 *	-	-	-	399.143
	3.457.180	(2.134.992)	1.322.188	1.337.408
Total	6.475.093	(3.435.082)	3.040.011	3.129.379

* Refere-se a Constituição do Passivo para Rejeitos de Baixa e Média Atividade e Combustível Nuclear Usado.

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 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.

O valor correspondente ao passivo de descomissionamento ajustado a valor presente em 31 de dezembro de 2020 é de R\$ 3.040.011 (R\$ 2.497.466 em 31 de dezembro de 2019).

Prática contábil

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 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.

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

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

NOTA 35 – COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

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

35.1- Compra de energia

Empresas	2022	2023	2024	2025	2026	Após 2026
Eletronorte	1.003.458	1.003.458	1.003.458	355.622	-	-
Furnas	884.723	839.464	1.038.768	1.031.850	1.005.103	5.342.248
CGT Eletrosul	660.908	644.461	407.749	397.004	397.163	3.106.350
Chesf	230.449	224.650	236.250	222.880	223.490	2.277.890
Total	2.779.538	2.712.033	2.686.225	2.007.356	1.625.756	10.726.488

35.2- Fornecedores de combustíveis

Empresas	2022	2023	2024	2025	2026	Após 2026
Eletronorte	3.105.931	3.105.931	3.114.440	3.105.931	3.105.931	12.159.933
Eletronuclear	51.763	2.023	78.329	177.177	72.828	13.015.913
CGT Eletrosul	89.946	89.946	89.946	-	-	-
Furnas	185	185	185	185	185	-
Total	3.247.825	3.198.085	3.282.900	3.283.293	3.178.944	25.175.846

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 Eletronorte existe o compromisso de longo prazo da sua controlada Amazonas GT 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.

35.3- Venda de Energia

Empresas	2022	2023	2024	2025	2026	Após 2026
Eletronorte	5.313.670	1.874.804	1.916.907	2.004.997	2.058.597	7.096.839
Eletronuclear	3.424.500	3.424.500	3.424.500	3.424.500	3.424.500	6.849.000
Furnas	2.388.835	2.382.902	2.373.537	2.371.210	2.370.700	33.198.291
CGT Eletrosul	1.038.928	1.039.019	1.044.019	1.043.999	1.043.999	6.234.147
Chesf	356.210	711.180	801.370	815.370	825.790	8.474.060
Total	12.522.143	9.432.405	9.560.333	9.660.076	9.723.586	61.852.337

35.4- Compromissos socioambientais

Empresas	2022	2023	2024	2025	2026	Após 2026
Eletronuclear	70.169	80.440	67.007	67.007	56.533	-
Furnas	43.841	39.286	44.787	33.946	30.928	-
Eletronorte	9.731	7.203	7.203	2.563	2.563	5.127
Total	123.741	126.929	118.997	103.516	90.024	5.127

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.

35.5- Aquisição de Imobilizado e Intangível

Empresas	2022	2023	2024	2025	2026
Eletronuclear	644.571	192.908	297.935	36.480	-
Chesf	225.830	103.129	32.384	18.857	986
Total	870.401	296.037	330.319	55.337	986

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.

35.6- Aquisição de insumos

Empresas	2022	2023	2024	2025
CGT Eletrosul	29.352	29.352	14.676	14.676

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

35.7- Compromissos – Empreendimentos controlados em conjunto

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

35.7.1 - Uso do bem público

Empresas	2022	2023	2024	2025	2026	Após 2026
SINOP	1.966	1.974	1.982	4.736	4.736	9.473
UHE Simpício/UHE Batalha	1.706	1.706	1.706	1.706	1.706	26.593
Total	3.672	3.680	3.688	6.442	6.442	36.066

35.7.2 - Aporte de capital

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

Empresas	2022	2023	2024	2025	2026	Após 2026
Itaguaçu da Bahia	328.336	309.433	-	-	-	-
Teles Pires	43.278	38.024	36.668	35.124	16.788	59.337
Brasil Ventos	10.410	10.618	10.828	11.042	-	-
Venture Capital	5.000	5.000	5.000	5.000	-	-
Total	387.024	363.075	52.496	51.166	16.788	59.337

35.8- Outros Compromissos

A controlada CGT Eletrosul tem firmado contratos para o uso do sistema de transmissão, distribuição e da rede básica com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – NOS e contratos para operação e manutenção da Usina Governador Jayme Canet Júnior e das Eólicas Cerro Chato I, Cerro Chato II, Cerro Chato III, Coxilha Seca, Galpões, Capão do Inglês e Ibirapuitã. O prazo desses contratos é, exceto o contrato de operação e manutenção da Usina Governador Jayme Canet Júnior, inferior ao

prazo de concessão. Os contratos possuem parcelas fixas atualizadas pelo índice nacional de preços ao consumidor amplo – IPCA.

Empresas	2022	2023	2024	2025	2026	Após 2026
CGT Eletrosul	134.929	82.047	76.247	39.339	34.709	509.863

Prática Contábil

A Companhia divulga, de acordo com os requerimentos das normas contábeis CPC 27/IAS 16 – Ativo imobilizado e CPC 45/IFRS 12 - Divulgação de Participações em outras Entidades, os compromissos para aquisição de imobilizado e os compromissos relacionados com seus empreendimentos controlados em conjunto (*joint ventures*), separadamente do valor de outros compromissos. Adicionalmente, a Companhia divulga os compromissos de compra e venda de energia, compromissos socioambientais, e compras com fornecedores de combustíveis.

NOTA 36 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Circulante				
Provisão de férias	20.445	15.812	263.157	287.292
Processos de desligamento	-	636	181.174	158.218
Folha de Pagamento	57.874	62.974	191.780	240.343
Encargos sobre férias	11.884	10.092	142.359	148.861
Provisão 13º salário	26.679	21.925	31.497	22.839
Participações nos Lucros/Resultados	38.567	28.265	504.995	409.412
Encargos sobre 13º salário	1.662	165	33.844	37.668
Contribuição Previdenciária	8.876	7.237	70.317	12.475
Outros	1.357	-	35.025	14.149
	167.344	147.106	1.454.148	1.331.257
Não circulante				
Processos de desligamento	-	-	214.283	242.259
TOTAL	167.344	147.106	1.668.431	1.573.516

Prática contábil

Os pagamentos de benefícios tais como salário ou férias, bem como os respectivos encargos trabalhistas incidentes sobre estes benefícios são reconhecidos mensalmente no resultado, respeitando o regime de competência.

NOTA 37 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O capital social da Companhia, em 31 de dezembro de 2020, é de R\$ 39.057.271 (R\$ 31.305.331 em 31 de dezembro de 2019) 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 2020, conforme a seguir:

ACIONISTA	31/12/2020							
	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS				CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	Série A	%	Série B	%	QUANTIDADE	%
União	667.888.884	51,82	-	-	494	0,00	667.889.378	42,57
BNDESPAR	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	5,09	-	-	-	-	65.536.875	4,18
Fundos 3G Radar	190.045	0,01	-	-	31.437.673	11,23	31.627.718	2,01
American Depositary Receipts – ADR's	38.663.271	3,00	-	-	5.235.367	1,87	43.898.638	2,80
Outros	300.260.306	23,30	146.920	100,00	206.314.087	73,70	506.721.313	32,30
	1.288.842.596	100,00	146.920	100,00	279.941.394	100,00	1.568.930.910	100,00

Do total das 599.011.556 ações em poder dos minoritários, 233.873.906, ou seja, 39% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 136.376.293 ações ordinárias, 28 de preferenciais ações classe "A" e 97.497.585 ações preferenciais da classe "B".

37.1. 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.

37.2 Reservas de lucros

37.2.1 - Reserva legal

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

37.2.2 - 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.

37.2.3 - 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.

37.2.4 - 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, e em janeiro de 2021 foi realizado o pagamento, a título de dividendos intermediários.

37.3 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	31/12/2020	31/12/2019
Saldo para Destinação do Exercício	6.338.688	10.697.124
Reserva Legal	(316.934)	(534.856)
Realização de reserva de reavaliação	2.757	-
Dividendos prescritos	4.044	-
Ajustes CPC 45/IFRS 9 e CPC 47/IFRS 15	182.523	(157.205)
Dividendos Obrigatórios	(1.507.139)	(2.540.567)
Subtotal a distribuir	4.703.939	7.464.496
Constituição de Reservas Estatutárias e Retenção de Lucros	(4.703.939)	(7.464.496)
Saldo a Distribuir do exercício	-	-

Prática contábil

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

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 designados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes;
- 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.

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 exercício em que forem recebidas e apropriadas à reserva de lucros e não são destinadas à distribuição de dividendos.

NOTA 38 – 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.

31/12/2020				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações - Operação Continuada	5.097.535	657	1.240.496	6.338.688
Lucro do Exercício	5.097.535	657	1.240.496	6.338.688
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	
Média ponderada da quantidade de ações	1.254.102	147	277.444	
% de ações em relação ao total	81,88%	0,01%	18,11%	
Resultado por ação básico da operação continuada (R\$)	4,06	4,47	4,47	
Resultado por ação básico líquido	4,06	4,47	4,47	

31/12/2019 (Reapresentado)				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações - Operação Continuada	6.234.543	927	1.674.592	7.910.061
Lucro atribuível a cada classe de ações - Operação Descontinuada	2.589.148	385	695.442	3.284.975
Lucro do Exercício	8.823.691	1.312	2.370.034	11.195.036
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\$)	5,74	6,31	6,31	
Resultado por ação básico da operação descontinuada (R\$)	2,38	2,62	2,62	
Resultado por ação básico líquido	8,12	8,93	8,93	

(b) Diluído

Em 31 de dezembro de 2020, com base no saldo passivo referente ao empréstimo compulsório, foi simulada a diluição com incremento de 22.358.186 ações preferenciais B no lucro por ação, conforme apresentado abaixo.

31/12/2020					
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B Convertidas	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações - Operação Continuada	5.018.390	647	98.415	1.221.236	6.338.688
Lucro do Período	5.018.390	647	98.415	1.221.236	6.338.688
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas	Preferencial B	
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.254.102	147	22.358	277.444	
% de ações em relação ao total	80,99%	0,01%	1,41%	17,59%	
Resultado por ação diluído da operação continuada (R\$)	4,00	4,40	4,40	4,40	
Resultado por ação diluído (R\$)	4,00	4,40	4,40	4,40	

31/12/2019 (Reapresentado)					
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B Convertidas	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações - Operação Continuada	6.337.062	795	58.131	1.514.074	7.910.061
Lucro atribuível a cada classe de ações - Operação Descontinuada	2.631.722	330	24.142	628.782	3.284.975
Lucro do Período	8.968.784	1.125	82.273	2.142.856	11.195.036
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\$)	4,92	5,41	5,41	5,41	
Resultado por ação diluído da operação descontinuada (R\$)	2,04	2,25	2,25	2,25	
Resultado por ação diluído (R\$)	6,96	7,66	7,65	7,65	

Prática contábil

A companhia calcula o valor do resultado básico por ação para o lucro ou prejuízo atribuível aos titulares de ações ordinárias (ou capital próprio ordinário) da companhia e, se apresentado, o lucro ou prejuízo resultante das operações continuadas atribuível a esses titulares de ações ordinárias.

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.

NOTA 39 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)
Geração				
Suprimento	204.379	79.139	14.425.819	15.870.784
Fornecimento	-	-	2.661.499	2.282.200
CCEE	-	-	1.176.156	1.353.218
Receita de operação e manutenção	-	-	3.982.409	3.549.019
Receita de construção	-	-	37.800	49.353
Repasse Itaipu	(13.566)	269.432	(13.566)	269.432
	190.813	348.571	22.270.117	23.374.006
Transmissão				
Receita de operação e manutenção	-	-	5.443.107	4.927.283
Receita de construção	-	-	778.202	747.897
Receita financeira contratual	-	-	6.026.214	5.857.486
	-	-	12.247.523	11.532.666
Outras receitas	77.540	90.469	710.591	768.764
	268.353	439.040	35.228.231	35.675.436
(-) Deduções à Receita Operacional				
(-) ICMS	-	-	(995.304)	(926.475)
(-) PASEP e COFINS	28.683	(72.515)	(3.310.459)	(3.253.511)
(-) Encargos setoriais	-	-	(1.832.748)	(1.771.906)
(-) Outras Deduções (inclusive ISS)	-	-	(9.207)	(9.280)
	28.683	(72.515)	(6.147.718)	(5.961.172)
Receita operacional líquida	297.036	366.525	29.080.513	29.714.264

Prática contábil

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.

a) 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.

b) 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 conclui que os fornecedores detêm o controle da energia que geram ou têm capacidade de gerar e transferem diretamente para os consumidores o controle da energia, sem interferência significativa da Eletrobras. Portanto, neste caso, a Eletrobras não tem condições de determinar ou de interromper o fornecimento de energia, exceto se o fornecedor não atender as condições de credenciamento estabelecidas pela regulação que criou o PROINFA. Neste sentido, com base nos requerimentos contidos no CPC 47/IFRS 15, a Companhia concluiu que atua como agente, pois não chega a obter o controle dos bens ou serviços que são subsequentemente vendidos ao consumidor, conforme apresentado acima, havendo assim uma modificação no papel da Eletrobras. Considerando as mudanças conceituais no modelo de “riscos e benefícios” da norma 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.

c) Venda de energia e serviços

c.1) 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.

c.2) 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 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.

NOTA 40 – CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

CONTROLADORA

	31/12/2020			31/12/2019 (Reapresentado)		
	Custos	Despesas	Total	Custos	Despesas	Total
Pessoal	-	(417.369)	(417.369)	-	(468.882)	(468.882)
Material	-	(1.155)	(1.155)	-	(1.856)	(1.856)
Serviços	-	(238.680)	(238.680)	-	(331.722)	(331.722)
Energia comprada para revenda	(175.124)	-	(175.124)	(67.019)	-	(67.019)
Depreciação	-	(12.802)	(12.802)	-	(13.386)	(13.386)
Amortização	-	(11)	(11)	-	-	-
Doações e contribuições	-	(105.174)	(105.174)	-	(117.058)	(117.058)
(Provisões)/Reversões operacionais (40.1)	-	(3.608.305)	(3.608.305)	-	(714.233)	(714.233)
Outros	-	(169.354)	(169.354)	-	(112.233)	(112.233)
Total	(175.124)	(4.552.850)	(4.727.974)	(67.019)	(1.759.370)	(1.826.389)

CONSOLIDADO

	31/12/2020			31/12/2019 (Reapresentado)		
	Custos	Despesas	Total	Custos	Despesas	Total
Pessoal	(2.105.497)	(2.637.355)	(4.742.852)	(3.206.475)	(2.621.131)	(5.827.606)
Material	(228.815)	(44.849)	(273.664)	(231.429)	(48.344)	(279.773)
Serviços	(975.210)	(987.662)	(1.962.872)	(1.074.609)	(1.096.299)	(2.170.908)
Energia comprada para revenda	(2.400.358)	-	(2.400.358)	(2.162.318)	-	(2.162.318)
Encargos sobre uso da rede elétrica	(2.500.315)	-	(2.500.315)	(2.265.358)	-	(2.265.358)
Combustível para produção de energia elétrica	(2.092.135)	-	(2.092.135)	(2.107.161)	-	(2.107.161)
Construção	(966.443)	-	(966.443)	(915.117)	-	(915.117)
Depreciação	(1.637.730)	(133.912)	(1.771.642)	(1.559.314)	(147.824)	(1.707.138)
Amortização	(59.275)	(31.952)	(91.227)	(66.079)	(34.212)	(100.291)
Doações e contribuições	-	(167.408)	(167.408)	-	(156.166)	(156.166)
(Provisões)/Reversões operacionais (40.1)	(302.563)	(7.070.988)	(7.373.551)	60.055	(2.065.863)	(2.005.808)
Indenizações perdas e danos (a)	-	(651.407)	(651.407)	-	(199.054)	(199.054)
Outros	(158.679)	(1.219.043)	(1.377.722)	(231.050)	(985.730)	(1.216.780)
Total	(13.427.020)	(12.944.576)	(26.371.596)	(13.758.855)	(7.354.623)	(21.113.478)

a) Indenizações perdas e danos – Furnas

Em dezembro de 2020, foi realizado um acordo entre a controlada Furnas e a empresa Light Serviços de Eletricidade S.A. (Light), para a quitação de uma ação na Vara Cível, visto o resultado desfavorável para a controlada. A ação tratava sobre a declaração de nulidade das Portarias nº 036, 037, 040, 049 e 075/1986, do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE).

O acordo consistiu em aproveitamento de oportunidade de redução de passivos por parte da Controlada, à luz a Política de Acordos Judiciais e Extrajudiciais das Empresas Eletrobras, e prevê o pagamento de R\$ 496.000, dividido em 3 parcelas. A primeira parcela, de R\$ 336.000, foi quitada em dezembro de 2020, a segunda parcela de R\$ 40.000, deverá ser quitada em dezembro de 2021, a terceira e última parcela de R\$ 120.000, deverá ser quitada em março de 2022, sendo certo que poderá ser realizada por meio de transferência de ativos, no todo ou em parte, cujos valores ainda serão apurados pelas áreas competentes até março de 2022.

40.1 - Provisões/Reversões Operacionais

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)	31/12/2020	31/12/2019
Contingências (a)	(2.642.394)	(609.124)	(4.187.904)	(1.757.494)
(Provisão)/Reversão para perdas em investimentos (b)	(513.817)	6.753	(679.801)	334.100
Provisão para Implantação de Ações - Empréstimo Compulsório (c)	(345.393)	-	(345.393)	-
PECLD - Financiamentos e empréstimos	(139.237)	(356.202)	(139.237)	(356.202)
PECLD - Consumidores e revendedores (d)	-	-	(804.865)	(267.938)
Provisão ANEEL - CCC	(63.525)	-	(63.525)	53.063
Passivo a descoberto em controladas	119.223	257.306	-	-
Garantias	12.395	101.274	12.395	101.274
Contratos onerosos	-	-	(89.053)	179.003
Usina Candiota III - Inflexibilidade (e)	-	-	(50.582)	-
Usina Candiota III - Carvão (e)	-	-	(76.345)	-
Parcela de ajuste RAP (f)	-	-	(223.881)	-
GAG melhoria	-	-	(177.588)	(209.917)
Impairment de ativos de longo prazo (g)	-	-	(441.664)	121.581
Outras	(35.557)	(114.240)	(106.108)	(203.278)
	<u>(3.608.305)</u>	<u>(714.233)</u>	<u>(7.373.551)</u>	<u>(2.005.808)</u>

- a) Este montante se refere, principalmente, ao processo com a Gerdau e outros credores do Empréstimo Compulsório de Energia Elétrica. Maiores detalhes nota 33.
- b) Provisão/Reversão para perdas em investimentos inclui a provisão para perdas dos investimentos das SPEs e das Companhias mantidas para venda ocorridas no exercício. O valor de R\$ 679.801 refere-se as perdas reconhecidas no processo de alienação dos Complexos eólicos (Campos Neutrais e Eólicas do Sul) no valor de R\$ 415.671 e Manaus Transmissora de Energia (MTE) no montante de R\$ 98.146. Maiores detalhes nota 46. As perdas no valor de R\$ 165.985 estão relacionadas as SPE conforme demonstrado na nota 20.2.
- c) O montante de R\$ 345.393 referente à Provisão para Implantação de Ações de Empréstimo Compulsório é devido à atualização do valor do passivo pelo valor de mercado das ações preferenciais B e do montante equivalente aos proventos não prescritos, para maiores detalhes nota explicativa 27.
- d) A variação se refere, substancialmente, a atualização do contas a receber da controlada Chesf ocasionando o registro de PECLD sobre consumidores e concessionárias, tendo como principais destaques: (i) Ligas do Brasil - Libra, R\$ 102,5 milhões; (ii) Energisa Sergipe, R\$ 30 milhões; e (iii) Companhia Energética de Alagoas - CEAL, R\$ 9,7 milhão; e 358,9 milhões referem-se a dívida da Amazonas Energia com a Amazonas GT.
- e) Em 28 de junho de 2020, ocorreu um evento de falha no conjunto turbina/gerador da Usina Candiota III, sem registros aparentes de danos para os demais equipamentos. As atividades retornaram na segunda quinzena de novembro de 2020. Considerando os cenários atuais para PLD, a Companhia provisionou no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 para fazer frente ao período fora de operação, o montante de R\$ 50.582 para cumprimento da inflexibilidade e complementou o montante de R\$ 76.345 pela indisponibilidade, com provisão total de R\$ 126.927 contabilizada em fornecedores de energia elétrica.
- f) O montante refere-se aos valores provisionados pela controlada CGT Eletrosul devido à postergação da revisão dos custos de administração, operação e manutenção, de 1º de julho de 2018 para 1º de julho de 2020, ocorrido no processo de revisão tarifária do contrato de concessão 057/2001. O valor será devolvido na RAP em 36 parcelas a partir de julho de 2020.
- g) *Impairment* de ativos de longo prazo inclui o saldo de provisão/reversão dos ativos imobilizados e intangíveis das controladas que são anualmente testadas e registrados na nota 23. No exercício de 2020 destacamos como principais eventos o reconhecimento do *impairment* no montante de R\$ 611.416 na UTE Candiota e a reversão no montante R\$ 215.800 na UTE Santa Cruz.

NOTA 41 – RESULTADO FINANCEIRO

	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)
Receitas Financeiras				
Receitas de juros, comissões e taxas	1.367.694	2.121.894	863.828	876.212
Receita de aplicações financeiras	695.384	434.807	972.602	763.016
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	1.525	2.306	341.672	252.112
Outras receitas financeiras	177.028	343.069	343.688	532.054
	2.241.631	2.902.076	2.521.790	2.423.394
Despesas financeiras				
Encargos de dívidas	(1.700.741)	(2.040.736)	(2.853.532)	(3.247.747)
Encargos sobre arrendamentos	(5.562)	(6.230)	(367.234)	(340.819)
Encargos sobre recursos de acionistas	(23.814)	(230.850)	(81.766)	(271.130)
Remuneração para Fundo de Descomissionamento de Usinas Termonucleares	(405.281)	(119.006)	-	-
Outras despesas financeiras	(636.777)	(889.840)	(962.160)	(1.407.838)
	(2.772.175)	(3.286.662)	(4.264.692)	(5.267.534)
Outros resultados financeiros, líquidos				
Atualizações monetárias	350.748	705.788	283.376	416.959
Variações cambiais (a)	21.099	102.195	(544.137)	35.008
Derivativos	-	-	332.017	(56.613)
	371.847	807.983	71.256	395.354
Resultado Financeiro	(158.697)	423.397	(1.671.646)	(2.448.786)

- a) A despesa de variação cambial líquida no montante de R\$ 544.137 no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 (receita R\$ 35.008 em 31 de dezembro de 2019) foi impulsionada principalmente pela alta do dólar frente ao real, que impactou negativamente os saldos de financiamentos a pagar em moeda estrangeira da Eletrobras no montante de R\$ 2.169.428. Este impacto foi parcialmente reduzido pela variação cambial positiva dos empréstimos a receber no montante de R\$ 1.956.939.

Prática Contábil

As transações em moeda estrangeira são convertidas para a moeda funcional utilizando a taxa de câmbio vigente na data das transações. Os ganhos e as perdas cambiais resultantes da conversão pela taxa de câmbio do fim do período são reconhecidos no resultado como despesa ou receita financeira.

São registrados também os juros dos passivos de arrendamentos, os efeitos dos encargos dos títulos de dívidas sobre empréstimos, financiamentos e debêntures, e os ganhos e perdas referente as aplicações financeiras. Maiores informações sobre as práticas contábeis das transações citadas podem ser observadas nas respectivas notas explicativas.

NOTA 42 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

42.1- Gestão do Risco de Capital

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de perseguir uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo. As aquisições e vendas de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à exposição líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos, financiamentos e debêntures de curto e longo prazos, apresentados na nota 25, subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários (sem considerar o caixa/TVM restrito), apresentados nas notas 6 e 8. O

capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a exposição líquida.

	CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)
Total dos empréstimos, financiamentos e debêntures	47.002.033	47.899.641
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(286.607)	(335.307)
(-) Títulos e Valores Mobiliários	(13.993.294)	(10.742.766)
Exposição líquida	32.722.132	36.821.568
(+) Total do Patrimônio Líquido	73.751.294	71.159.265
Total do Capital	106.473.426	107.980.833
Índice de Alavancagem Financeira	31%	34%

42.2 – Classificação por categoria de instrumentos financeiros

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

		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	Nível	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)
ATIVOS FINANCEIROS					
Custo amortizado		23.657.357	30.458.710	26.102.060	28.622.140
Empréstimos e financiamentos		17.134.396	23.403.194	10.924.899	14.276.816
Direitos de Ressarcimento		5.583.447	5.382.834	5.588.131	5.464.005
Ativo Financeiro - Geração		-	-	2.096.717	2.077.912
Ativo Financeiro - Itaipu		455.820	1.202.493	455.820	1.202.493
Clientes		481.109	468.429	7.033.556	5.566.684
Títulos e Valores Mobiliários		2.585	1.760	2.937	34.230
Valor justo por meio do resultado		9.835.807	8.400.711	16.658.334	12.558.094
Títulos e Valores Mobiliários	2	8.060.350	7.159.978	13.990.357	10.708.536
Fundo para descomissionamento	2	1.753.827	1.222.393	1.753.827	1.222.393
Caixa e equivalentes de caixa	2	21.630	18.202	286.607	335.307
Instrumentos Financeiros Derivativos	2	-	138	627.543	291.858
Valor justo por meio de outros resultados abrangentes		2.011.911	1.970.479	2.093.279	2.056.990
Investimentos (Participações Societárias)	1	2.011.911	1.970.479	2.093.279	2.056.990
PASSIVOS FINANCEIROS					
Custo amortizado		30.133.767	35.672.889	53.687.417	54.090.209
Empréstimos, financiamentos e debêntures		27.998.275	33.318.501	47.002.033	47.899.641
Obrigações de ressarcimento		1.373.656	1.796.753	1.640.767	1.796.753
Fornecedores		705.908	494.133	3.920.607	3.113.612
Arrendamentos		55.928	63.502	1.053.194	1.207.189
Concessões a Pagar UBP		-	-	70.816	73.014
Valor justo por meio do resultado		-	683	10.014	5.683
Instrumentos Financeiros Derivativos	2	-	683	10.014	5.683

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 (nível 2) 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 (nível 3), e o risco de crédito das contrapartes das operações de swaps.

42.3 - Gestão de Riscos Financeiros

No exercício de suas atividades a Companhia é impactada por eventos de riscos que podem comprometer os seus objetivos estratégicos. O gerenciamento de riscos tem como principal objetivo antecipar e minimizar os efeitos adversos de tais eventos nos negócios e resultados econômico-financeiros da Companhia.

Para a gestão de riscos financeiros, a Companhia definiu políticas e estratégias operacionais e financeiras, aprovadas por comitês internos e pela administração, que visam conferir liquidez, segurança e rentabilidade a seus ativos e manter os níveis de endividamento e perfil da dívida definidos para os fluxos econômico-financeiros.

As análises de sensibilidade abaixo foram elaboradas 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:

42.3.1 - 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 findo em 31 de dezembro de 2020 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e *Economic Outlook*, publicado pela OCDE (Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico).

- Risco de apreciação das taxas de câmbio

		CONSOLIDADO				
		Saldo em 31/12/2020		Efeito no resultado		
		Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2020 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
	Empréstimos e financiamentos	(2.145.138)	(11.147.641)	57.278	(2.715.313)	(5.487.904)
USD	Empréstimos concedidos	808.296	4.200.471	(21.581)	1.023.142	2.067.864
	Ativo financeiro - Itaipu	272.504	1.416.128	(7.282)	344.929	697.141
	Impacto no resultado	(1.064.338)	(5.531.042)	28.415	(1.347.242)	(2.722.899)
EURO	Empréstimos e financiamentos	(48.770)	(311.052)	(1.605)	(79.769)	(157.933)
	Impacto no resultado	(48.770)	(311.052)	(1.605)	(79.769)	(157.933)
	Impacto no resultado das taxas de câmbio			26.810	(1.427.011)	(2.880.832)
(¹) Premissas adotadas:		31/12/2020	Provável	+25%	+50%	
	USD	5,20	5,17	6,46	7,76	
	EURO	6,38	6,41	8,01	9,62	
	IENE	0,05	0,05	0,06	0,08	

42.3.2 - Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia de contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras, relativas a contratos de captação externa, principalmente referenciados à taxa *Libor*.

A Companhia monitora a sua exposição à taxa *Libor* e contrata operações de derivativos para minimizar esta exposição, conforme Política de *Hedge* Financeiro.

a) Composição dos saldos por indexador e análise de sensibilidade

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 2020 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e *Economic Outlook*, 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

		CONSOLIDADO				
		Saldo da dívida/Valor Nocial em 31/12/2020		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2020 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
LIBOR	Empréstimos e financiamentos	(118.216)	(614.331)	(278)	(348)	(417)
	Derivativos	(1.927)	(10.014)	(5)	(6)	(7)
	Total	(120.143)	(624.345)	(283)	(354)	(424)
(1) Premissas adotadas:		31/12/2020	Provável	25%	50%	
	USD	5,20	5,17	6,46	7,76	
	LIBOR	0,26%	0,23%	0,29%	0,35%	

a.2) Indexadores nacionais

Risco de apreciação das taxas de juros

		CONSOLIDADO			
		Saldo em 31/12/2020	Efeito no resultado		
			Cenário I - Provável 2020 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
CDI	Empréstimos, financiamentos e debêntures	(18.968.978)	(550.373)	(687.966)	(825.559)
	Impacto no resultado	(18.968.978)	(550.373)	(687.966)	(825.559)
SELIC	Empréstimos, financiamentos e debêntures	(7.094.597)	(212.838)	(266.047)	(319.257)
	Direito de ressarcimento	2.501.312	75.039	93.799	112.559
	Impacto no resultado	(4.593.285)	(137.799)	(172.248)	(206.698)
TJLP	Empréstimos, financiamentos e debêntures	(5.260.994)	(248.555)	(310.694)	(372.833)
	Impacto no resultado	(5.260.994)	(248.555)	(310.694)	(372.833)
IGPM	Empréstimos concedidos	192.935	20.065	25.082	30.098
	Passivo de arrendamento	(1.053.194)	(109.532)	(136.915)	(164.298)
	Impacto no resultado	(860.259)	(89.467)	(111.833)	(134.200)
IPCA	Empréstimos, financiamentos e debêntures	(4.877.059)	(164.357)	(205.446)	(246.535)
	Empréstimos concedidos	129.541	4.366	5.457	6.548
	Direito de ressarcimento	3.086.819	104.026	130.032	156.039
	Impacto no resultado	(1.660.699)	(55.965)	(69.957)	(83.948)
Impacto no resultado dos índices			(1.082.159)	(1.352.698)	(1.623.238)
(1) Premissas adotadas:		31/12/2020	Provável	+25%	+50%
	CDI	1,90%	2,90%	3,63%	4,35%
	SELIC	2,00%	3,00%	3,75%	4,50%
	TJLP	4,55%	4,72%	5,91%	7,09%
	IGPM	23,14%	10,40%	13,00%	15,60%
	IPCA	4,38%	3,37%	4,21%	5,06%

42.3.3 - 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 11), 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 34% 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 25.3.

42.3.4 - 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				
	31/12/2020				
	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	10.959.365	4.787.289	10.887.782	7.853.030	34.487.466
Empréstimos, financiamentos e debêntures	8.869.828	4.777.082	10.851.556	7.835.998	32.334.464
Obrigações de Ressarcimento	1.373.656	-	-	-	1.373.656
Fornecedores	705.908	-	-	-	705.908
Arrendamentos	9.973	10.207	36.226	17.032	73.438

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, financiamentos e debêntures	6.853.444	15.805.658	7.141.278	8.226.456	38.026.836
Obrigações de Ressarcimento	1.796.753	-	-	-	1.796.753
Fornecedores	494.133	-	-	-	494.133
Arrendamentos	7.574	11.288	33.090	11.549	63.501

CONSOLIDADO					
31/12/2020					
Fluxo de pagamento					
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	19.443.434	8.885.947	15.101.480	16.174.660	59.605.521
Empréstimos, financiamentos e debêntures	13.678.958	8.798.046	14.756.060	15.580.546	52.813.610
Fornecedores	3.904.051	16.556	-	-	3.920.607
Obrigações de Ressarcimento	1.618.508	22.259	-	-	1.640.767
Arrendamentos	237.055	44.423	332.794	545.449	1.159.721
Concessões a Pagar UBP	4.862	4.663	12.626	48.665	70.816

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	62.586.678
Empréstimos, financiamentos e debêntures	10.276.295	19.452.195	10.945.005	15.599.572	56.273.067
Fornecedores	3.092.676	20.936	-	-	3.113.612
Obrigações de Ressarcimento	1.796.753	-	-	-	1.796.753
Arrendamentos	242.055	219.635	643.834	224.708	1.330.232
Concessões a Pagar UBP	4.596	4.208	11.992	52.218	73.014

42.4 – 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 2020;
- 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 (42.4.1)	627.543	470.657	313.772	784.429	941.315
Opção de conversão em ações (42.4.2)	10.014	10.014	5.007	12.518	15.021

As análises de sensibilidade foram elaboradas 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.

42.4.1 - Fornecimento de energia elétrica

Este instrumento financeiro derivativo refere-se a um contrato de longo prazo para fornecimento de energia elétrica com a Alumínio Brasileiro S.A. (Albrás), a receita desse contrato de longo prazo está associada ao pagamento de um prêmio atrelado ao preço internacional do alumínio, cotado na London Metal Exchange (LME), este cálculo inclui o conceito de *cap and floor band*, relacionado ao preço do alumínio cotado na LME, cujos quais foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos de fornecimento de energia dos consumidores eletrointensivos.

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

42.4.2 - Opção de conversão de ações

A Estação Transmissora de Energia S.A., empresa incorporada à controlada Eletronorte, firmou contrato de debêntures, a qual administra os recursos do Fundo de Desenvolvimento da Amazônia (FDA), com a finalidade de captação de recursos para implementação do projeto de estação retificadora e aterramento da subestação coletora, o qual possui cláusula contratual referente à possibilidade da conversão destas debêntures em ações da Eletronorte,

Na análise de sensibilidade 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 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/IFRS 9, 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.

Prática Contábil

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.

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.

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.

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 25.3). Qualquer aumento de obrigações em relação às garantias é apresentado, quando ocorrido, nas despesas operacionais (Nota 40).

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.

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*.

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.

NOTA 43 – INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS

Os segmentos de negócios da companhia divulgados separadamente são:

- 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; e
- 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.

As informações consolidadas por segmento de negócios, correspondentes a 31 de dezembro de 2020 e 2019, são as seguintes:

	31/12/2020				
	Administração	Geração	Transmissão	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	305.324	18.708.084	10.438.928	(371.823)	29.080.513
Custos Operacionais	(255.702)	(10.085.165)	(3.435.658)	349.505	(13.427.020)
Despesas Operacionais	(8.982.617)	(2.747.007)	(1.237.270)	22.318	(12.944.576)
Receita tarifária periódica	-	-	4.228.338	-	4.228.338
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(8.932.995)	5.875.912	9.994.338	-	6.937.255
Resultado Financeiro					(1.671.646)
Resultado de Participações Societárias					1.670.903
Outras receitas e despesas					16.134
Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido					(565.333)
Lucro Líquido do Exercício					6.387.313

31/12/2019 (Reapresentado)

	Administração	Geração	Transmissão	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	194.692	19.833.995	10.073.410	(387.833)	29.714.264
Custos Operacionais	(67.019)	(8.241.933)	(5.799.278)	349.374	(13.758.855)
Despesas Operacionais	(3.923.077)	(1.821.961)	(1.648.043)	38.459	(7.354.623)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(3.795.404)	9.770.101	2.626.089	-	8.600.786
Resultado Financeiro					(2.448.786)
Resultado de Participações Societárias					1.041.071
Outras receitas e despesas					24.715
Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido					630.659
Lucro Líquido do Exercício					7.848.445

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, após eliminações, de clientes externos por segmento antes das deduções de impostos:

	31/12/2020			31/12/2019 (Reapresentado)		
	Geração	Transmissão	Total	Geração	Transmissão	Total
Suprimento	14.425.819	-	14.425.819	15.870.784	-	15.870.784
Fornecimento	2.661.499	-	2.661.499	2.282.200	-	2.282.200
CCEE	1.176.156	-	1.176.156	1.353.218	-	1.353.218
Receita de O&M	3.982.409	5.443.107	9.425.516	3.549.019	4.927.283	8.476.302
Receita de construção	37.800	778.202	816.002	49.353	747.897	797.250
Repasse Itaipu	(13.566)	-	(13.566)	269.432	-	269.432
Receita contratual	-	6.026.214	6.026.214	-	5.857.486	5.857.486
Total da receita bruta	22.270.117	12.247.523	34.517.640	23.374.006	11.532.666	34.906.672

Receita Intersegmento

	31/12/2020			31/12/2019 (Reapresentado)		
	Administração	Geração	Total	Administração	Geração	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de geração	-	349.505	349.505	-	349.374	349.374
Receita de juros do segmento de geração	173.163	-	173.163	877.512	-	877.512
Receita de juros do segmento de transmissão	361.959	-	361.959	373.220	-	373.220
Total	535.122	349.505	884.627	1.250.732	349.374	1.600.106

Ativos não circulantes por segmento

	31/12/2020				31/12/2019			
	Administração	Geração	Transmissão	Total	Administração	Geração	Transmissão	Total
Imobilizado	1.555.229	31.107.683	-	32.662.912	1.545.786	31.770.088	-	33.315.874
Intangível	354.540	294.318	2.092	650.950	553.008	99.941	2.092	655.041
Total	1.909.769	31.402.001	2.092	33.313.862	2.098.794	31.870.029	2.092	33.970.915

Itens que não afetam o caixa por segmento

	31/12/2020				31/12/2019			
	Administração	Geração	Transmissão	Total	Administração	Geração	Transmissão	Total
Depreciação e Amortização	105.866	1.757.003	-	1.862.869	251.545	1.555.884	-	1.807.429
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	93.112	(4.059)	89.053	-	179.003	-	179.003
Provisão p/ valor recuperável dos ativos (impairment)	(62.498)	(379.166)	-	(441.664)	-	121.581	-	121.581
Total	43.368	1.470.949	(4.059)	1.510.258	251.545	1.856.468	-	2.108.013

Prática contábil

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.

Na apuração dos resultados segmentados são consideradas as transações realizadas com terceiros, incluindo empreendimentos controlados em conjunto e coligadas, e as transferências entre os segmentos. As transações entre segmentos operacionais são determinadas por preços e condições definidas entre as partes, que levam em consideração os termos aplicados às transações com partes não relacionadas, sendo essas transações eliminadas, fora dos segmentos operacionais, para fins de conciliação das informações segmentadas com as demonstrações financeiras consolidadas da companhia.

NOTA 44 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Dentre as principais operações ocorridas com as partes relacionadas durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, destacamos os empréstimos e financiamentos concedidos estabelecidos nas condições citadas e/ou de acordo com a legislação específica sobre o assunto.

44.1 – Principais transações ocorridas em 2020.

Partes Relacionadas	Data da Operação	Objeto do Contrato	Valor da transação
Chesf, Eletronorte, CGT Eletrosul e Funas (Cedentes); Eletropar; e Eletrobras (interveniente/anuente)	19/02/2020	Cessão do direito de uso, a título oneroso, de infraestrutura do sistema de transmissão de energia elétrica, bem como de fibras ópticas ativadas.	Cedentes - R\$48,00 por quilômetro de par de fibra ativada e de fibra óptica disponibilizada para ativação em favor da Eletronet. Eletropar - Aplicação do percentual de 2% sobre o valor líquido mensal recebido da Eletronet.
Eletropar e Eletronet; Eletrobras (interveniente/anuente)	20/02/2020	Constituição pela Eletropar em favor da Eletronet do direito de acesso, a título oneroso, à infraestrutura do sistema de transmissão de energia elétrica e às fibras ópticas ativadas.	Eletropar - Valor bruto de R\$48,00 por quilômetro de par de fibra ativadas e de fibra óptica disponibilizada para ativação.
Eletronorte e CGT Eletrosul	26/06/2020	Celebração do Termo de Confissão de Dívida referente às faturas em aberto da CGT Eletrosul com a Eletronorte, decorrente dos Contratos de Compra de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre.	152.992
Eletronorte e Amazonas GT	24/07/2020	Celebração de contrato formalizando empréstimo mútuo da Eletronorte à Amazonas GT destinado a reforçar o caixa da Mutuária.	100.000

44.2 - 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			
	31/12/2020		31/12/2019	
	ATIVO	PASSIVO	ATIVO	PASSIVO
Direito de Ressarcimento				
Poder Público Federal	5.588.131	-	5.464.005	-
Empréstimos e Financiamentos a Pagar				
Poder Público Federal - Banco do Brasil	-	2.505.777	-	3.581.431
Poder Público Federal - Caixa Econômica Federal (a.1)	-	4.769.371	-	6.193.508
Poder Público Federal - BNDES (a.2)	-	5.245.281	-	6.111.435
Poder Público Federal - Reserva Global de Reversão (a.3)	-	2.314.672	-	3.599.238
Poder Público Federal - Petrobras (b)	-	7.121.333	-	8.928.835
Obrigações de Ressarcimento (c)				
Tesouro Nacional - Itaipu	-	5.306.972	-	5.492.860
Total	5.588.131	27.263.406	5.464.005	33.907.307

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 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.

a.2) 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.

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 25.3.

b) Operações com Petrobras: Com a venda da controlada Amazonas Energia S.A, 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.

c) Obrigações de ressarcimento – Itaipu: Ativos financeiros indenizáveis decorrentes da concessão Itaipu, maiores detalhes na nota 18, item a.

44.3 - 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					
	31/12/2020			31/12/2019		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Empréstimos e financiamentos (a)	10.506.018	-	-	14.991.496	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital (b)	1.223.108	-	-	774.468	-	-
Dividendo a receber	4.683.178	-	-	3.522.447	-	-
Créditos com Controladas - CCD's (c)	2.230.317	-	-	2.109.354	-	-
Outros Ativos	107.964	-	-	122.802	-	-
Contribuições a pagar - patrocinador	-	-	-	-	14.875	-
Provisões	-	1.129.242	-	-	818.164	-
Fundo de Descomissionamento	-	1.842.034	(405.281)	-	1.251.794	(119.006)
Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial (d)	-	-	3.099.448	-	-	2.054.210
Outras Receitas/Despesas Financeiras	-	-	-	-	-	990
Taxas	-	-	(4.001)	-	-	(4.078)
Total	18.750.585	2.971.276	2.690.166	21.520.567	2.084.834	1.932.116

Saldos e Transações por Entidade - Controladora

	31/12/2020			31/12/2019		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Controladas						
Furnas	2.039.113	-	192.291	3.336.050	-	280.404
Eletronorte	4.139.400	-	408.757	4.586.799	-	134.661
Eletronuclear	1.784.950	1.842.034	(280.524)	2.523.981	1.251.794	21.032
Amazonas GT	2.270.943	-	130.984	2.470.505	-	191.505
Eletrosul (1)	-	-	-	821.844	-	72.623
CGT Eletrosul (1)	1.823.618	-	18.092	534.867	-	468.479
CHESF	1.801.006	-	78.052	1.198.894	-	4.189
Eletropar	9.448	-	88	445	-	990
	13.868.478	1.842.034	547.740	15.473.384	1.251.794	1.173.883
Controladas em conjunto e coligadas						
Itaipu	4.241.949	-	2.120.648	5.874.600	-	751.019
Eletros	-	1.129.242	(4.001)	-	833.039	(4.078)
Equatorial Maranhão D	157.993	-	19.015	38.936	-	10.337
Lajeado Energia	100.280	-	-	23.975	-	-
CEB Lajeado	12.150	-	-	19.588	-	-
Paulista Lajeado	15.202	-	-	16.221	-	-
CEEE-D	10.270	-	770	12.489	-	955
CEEE-GT	15.897	-	-	15.897	-	-
CTEEP	236.193	-	5.978	41.021	-	-
EMAE	92.173	-	-	4.456	-	-
Rouar	-	-	16	-	-	-
	4.882.107	1.129.242	2.142.426	6.047.183	833.039	758.233
Total	18.750.585	2.971.276	2.690.166	21.520.567	2.084.834	1.932.116

(1) Amazonas D tinha saldo na coluna Resultado em 03/2019. Mas não está mais no quadro pois foi alienada.

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).

CGT Eletrosul

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

b) Adiantamentos para futuros aumentos de capital: As informações referentes aos AFAC estão demonstradas na nota 19;

c) 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 2020 é de R\$ 2.147.136 (R\$ 2.082.331 em 31 de dezembro de 2019).

d) Receitas de juros, comissões, taxas e variação cambial: Partes desses valores são referentes aos encargos financeiros sobre empréstimos de acordo com a nota 25 e parte refere-se à variação cambial decorrente das operações de Itaipu, cujos detalhes encontram-se na nota 18;

44.4 - 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					
	31/12/2020			31/12/2019		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Clientes	59.147	-	-	55.360	-	-
Contas a receber	20.628	-	-	12.492	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	1.540	-	-	181.257	-	-
Dividendos / JCP a receber	333.997	-	-	205.540	-	-
Empréstimos e financiamentos	4.296.503	-	-	5.865.035	-	-
Outros Ativos	48.649	-	-	162.770	-	-
Fornecedores	-	44.279	-	-	34.913	-
Provisões	-	1.129.242	-	-	818.164	-
Contribuições a pagar - patrocinador	-	-	-	-	14.875	-
Contas a pagar	-	29.877	-	-	820	-
Outros passivos	-	1.901	-	-	1.999	-
Receita de geração	-	-	-	-	-	2.729
Receita de uso de Energia Elétrica	-	-	394.725	-	-	598.004
Receita de venda de energia	-	-	85.315	-	-	81.576
Receitas de prestação de serviços	-	-	116.580	-	-	104.692
Outras receitas	-	-	12.649	-	-	1.210
Compra de Energia Elétrica	-	-	(809.451)	-	-	(748.229)
Encargos de Uso da Rede	-	-	(93.536)	-	-	(106.887)
Taxas	-	-	(4.001)	-	-	(4.078)
Outras Despesas	-	-	(327.528)	-	-	(328)
Receitas de Juros, Comissões e Taxas e Variação Cambial	-	-	2.140.449	-	-	762.311
Receitas Financeiras	-	-	437	-	-	6.308
Despesas Financeiras	-	-	-	-	-	(4)
Total	4.760.464	1.205.299	1.515.639	6.482.454	870.771	697.304

	Saldos e Transações por Entidade - Consolidado					
	31/12/2020			31/12/2019		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Baguari	355	-	450	362	-	435
Belo Monte Transmissora	34.674	2.738	(50.568)	14.363	2.664	(36.491)
Caldas Novas Transmissão	483	2	692	1.248	2	467
CEB Lajeado	12.150	-	-	19.589	-	-
CEEE-D	10.270	-	770	12.490	-	955
Chapcoense Geração	740	-	-	29.830	-	-
Companhia Energética Sinop	1.071	772	(5.207)	914	388	(3.310)
Companhia Hidrelétrica Teles Pires	4.996	17.221	(149.448)	6.371	9.560	(179.165)
Centro de Soluções Estratégicas - CSE	1.697	-	3.445	-	-	-
Eletros (a)	-	1.129.242	(4.001)	-	833.039	(4.078)
EMAE	92.174	-	-	4.456	-	-
Empresa de Energia São Manuel	1.446	3.440	(95.137)	1.339	3.346	(25.486)
Energia Olímpica	-	-	(1.673)	428	-	93
Enerpeixe	12.259	10.249	(112.221)	12.792	3.387	(33.769)
Equatorial Maranhão D	85.838	-	19.015	38.936	-	10.337
Energia Sustentável do Brasil	15.276	34.380	(368.612)	152.431	13.592	(245.174)
Foz do Chapecó	959	-	11.098	879	-	10.738
Fronteira Oeste - FOTE	341	2	428	41.325	-	682
Goiás Transmissão	8.146	134	(1.607)	11.668	131	(1.705)
Interligação Elétrica Garanhuns	8.055	263	(3.404)	-	269	(3.624)
Interligação Elétrica Madeira	5.717	3.719	(139.669)	-	2.668	(36.571)
Itaipu (b)	4.241.949	-	2.120.648	5.874.600	-	751.019
Lago Azul Transmissora	132	9	6.514	130	10	116
Lajeado Energia	100.280	-	-	23.975	-	-
Madeira Energia	-	-	9.796	-	-	-
Manaus Construtora	23.298	-	-	9.178	-	-
Mata de Santa Genebra	438	659	(128.619)	-	-	-
MGE Transmissão	5.634	78	(720)	5.634	75	(810)
Norte Brasil Transmissora de Energia	80	605	(7.738)	100	663	(8.622)
Norte Energia	39.854	-	171.256	29.270	-	267.014
Paranaíba Transmissora de Energia	6.163	338	(3.834)	5.985	341	(3.963)
Retiro Baixo Energética	5.083	-	-	7.582	-	-
Rouar	-	-	16	-	-	-
Santo Antônio Energia	19.725	811	230.628	18.397	-	222.851
Serra Facão Energia	-	-	68	45	-	93
Sistema de Transmissão Nordeste - STN	344	365	(1.514)	346	529	(3.462)
Tijoa Participações e Investimentos	1.187	-	12.524	873	-	16.985
Transenergia Goiás	46	28	2.003	-	-	-
Transenergia São Paulo	14.760	24	(272)	17.271	24	(282)
Transenergia Renovável	520	42	(479)	4.492	-	(527)
Transnorte	134	11	764	-	13	562
Triângulo Mineiro Transmissora	11	90	(1.108)	-	-	-
Transmissora Sul Litorânea de Energia - TSLE	4.162	17	1.428	8.075	7	1.964
Vale do São Bartolomeu	17	60	(73)	1.262	63	31
Vamcruz Participações	-	-	-	125.818	-	-
Total	4.760.464	1.205.299	1.515.639	6.482.454	870.771	697.303

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 2020, o saldo das provisões de benefícios aos empregados totaliza R\$ 1.129.242 (R\$ 833.039 em 31 de dezembro de 2019).
- b) Itaipu: Estão atrelados ao Empréstimo descritos na nota 25, 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 18.

44.4.1 - 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 1º de março de 2013 e fim da vigência em 15 de janeiro de 2035, com volume contratado médio de 107,596 MW méd;

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 11.

Prática contábil

As transações com partes relacionadas 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.

44.5 - 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	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Benefícios de curto prazo	8.572	7.905	38.903	42.181
Benefícios pós-emprego	444	453	444	453
Outros benefícios de longo prazo	383	-	383	-
Benefícios de rescisão de contrato de trabalho	-	-	41	-
Total	9.399	8.358	39.771	42.634

A remuneração máxima, mínima e média dos dirigentes e empregados pode ser observada abaixo:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Remuneração de dirigentes				
Maior remuneração de administradores	52	52	72	54
Menor remuneração de administradores	50	50	5	5
Remuneração média de administradores	50	50	38	38
Remuneração de empregados				
Maior remuneração de empregados	58	58	136	72
Menor remuneração de empregados	4	4	2	2
Remuneração média de empregados	16	16	13	11

Prática contábil

As remunerações totais dos dirigentes e dos empregados da Companhia têm por base as diretrizes estabelecidas pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - SEST, do Ministério da Economia, e pelo Ministério de Minas e Energia, nos quais são divulgadas a maior remuneração, a menor remuneração e a remuneração média de cada uma dessas categorias.

NOTA 45 – ATIVOS MANTIDOS PARA VENDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Geração	289.331	1.147.082	289.331	3.144.351
Transmissão	-	399.168	-	399.168
Total de ativos classificados como mantidos para venda	289.331	1.546.250	289.331	3.543.519
Geração	-	-	-	1.692.708
Total de passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	-	-	-	1.692.708

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 2020:

Investimentos em SPEs de Geração da Eletrobras classificados como ativos mantidos para venda	31/12/2020
Chapada Piauí I	124.484
Chapada Piauí II	164.847
	289.331

Os principais ativos e passivos classificados como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2020 e 2019 estão demonstrados a seguir:

Geração:

	Geração	
	31/12/2020	31/12/2019
Caixa e equivalentes de caixa	-	116.873
Clientes	-	22.377
Tributos e contribuições sociais	-	12.466
Ativo Imobilizado	-	2.299.696
Ativo Intangível	-	90.709
Investimentos	289.331	217.240
Outros ativos	-	384.990
Total ativos da controlada classificados como mantidos para venda	289.331	3.144.351
Fornecedores	-	10.720
Empréstimos e financiamentos	-	1.277.642
Tributos e contribuições sociais	-	4.310
Provisões de contingências	-	439
AFAC	-	173.749
Outros passivos	-	225.848
Passivos da controlada associados a ativos classificados como mantidos para venda	-	1.692.708

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	31.182
Manaus Transmissora de Energia	349.249
	399.168

Prática contábil

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.

NOTA 46 – ALIENAÇÃO DE INVESTIDAS

46.1 – Venda de SPEs

Lote	SPE	Data da Alienação	Adquirente	Valor 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	31/05/2019	TAESA S.A	77.000
Lote J	Uirapuru Transmissora de energia S.A	25/06/2019	Copel Geração 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 Matogrossense de Energia S.A	13/11/2019	Alupar Investimento S.A	118.000
Lote P	Companhia de Transmissão Centroeste de Minas S.A	13/01/2020	Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG	45.000

Com a transferência do Lote P em 13 de janeiro de 2020, concluíram-se 100% das transferências das SPEs vendidas no leilão realizado em setembro de 2018. Pela operação, a Eletrobras reconheceu um ganho de R\$ 26.038 e recebeu o valor atualizado de R\$ 44.775.

46.2 – Alienação da SPE Manaus Transmissora de Energia S.A.

Em 17 de abril de 2020, o Conselho de Administração aprovou a oferta vinculante realizada pela Evoltz Participações S.A. para aquisição da totalidade da participação da Eletrobras, correspondente a 49,5% do capital social total, na SPE Manaus Transmissora de Energia S.A. A venda foi aprovada pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) em 13 de maio de 2020 e a transferência foi concluída em 03 de setembro de 2020. Pela operação, a Eletrobras recebeu o valor atualizado de R\$ 251.103 e reconheceu uma perda de R\$ 98.146 no exercício de 2020.

46.3 – Alienação da SPE Eólica Mangue Seco 2

Em 11 de maio de 2020, a Eletrobras aprovou a oferta vinculante realizada pelo Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia Pirineus para aquisição da totalidade da participação da Eletrobras, correspondente a 49% do capital social total, na SPE Eólica Mangue Seco 2 – Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A. A venda foi aprovada pelo CADE em 24 de agosto de 2020 e a transferência foi concluída em 09 de outubro de 2020. Pela operação, a Eletrobras reconheceu um ganho R\$ 17.905 e recebeu o valor atualizado de R\$ 27.605.

46.4 – Alienação das SPEs Eólica Santa Vitória do Palmar Holding S.A., Hermenegildo I S.A., Hermenegildo II S.A., Hermenegildo e III S.A. e Chuí IX S.A.

Em 30 de julho de 2020, o Conselho de Administração da companhia aprovou as ofertas vinculantes realizadas pela Omega Geração S.A. para aquisição da totalidade da participação nas SPEs correspondentes a 78% do capital social da Eólica Santa Vitória do Palmar Holding S.A. (Lote 1) e 99,99% do capital social das SPEs Hermenegildo I S.A., Hermenegildo II S.A., Hermenegildo e III S.A. e Chuí IX S.A. (Lote 2). A Assembleia Geral de Acionistas, realizada em 02 de setembro de 2020, aprovou a alienação, restando a aprovação dos órgãos competentes para transferência das ações. Em 30 de novembro de 2020, foi concluída a transferência da totalidade da participação que detinha, pela operação, a Eletrobras reconheceu uma perda de R\$ 415.671 no exercício de 2020.

NOTA 47 – OPERAÇÕES DESCONTINUADAS

A Companhia realizou leilões para a alienação de suas então controladas do segmento de distribuição

durante o ano de 2018. As distribuidoras Companhia Energética de Alagoas - Ceal e a Amazonas Energia S.A 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 como operações descontinuadas.

Abaixo demonstramos o resultado e os fluxos de caixa das operações descontinuadas, no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 com as informações da Ceal e Amazonas Energia S.A.

- Resultado das operações descontinuadas:

	CONTROLADORA 31/12/2019	CONSOLIDADO 31/12/2019
Receita Operacional Líquida	-	1.648.758
Custos Operacionais	-	(1.540.551)
Despesas Operacionais	(1.752.165)	(2.461.635)
Resultado Operacional antes do Resultado Financeiro	(1.752.165)	(2.353.428)
Resultado Financeiro Líquido	-	(337.401)
Efeito na venda de subsidiária	5.037.140	6.118.816
Resultado Operacional antes dos Impostos	3.284.975	3.427.987
Despesa de Imposto de Renda e Contribuição Social	-	(143.012)
Lucro das Operações Descontinuadas	3.284.975	3.284.975

- Efeitos na demonstração do fluxo de caixa

	CONSOLIDADO 31/12/2019
Atividades Operacionais	
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais	(379.997)
Caixa líquido proveniente das atividades de financiamento	414.724
Caixa líquido proveniente das atividades de investimento	6.337
Caixa líquido gerado pelas operações descontinuadas	41.064

Prática contábil

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.

NOTA 48 – EVENTOS SUBSEQUENTES

48.1- Alteração na Presidência

Em janeiro de 2021, Wilson Ferreira Junior apresentou carta de renúncia ao cargo de Presidente da Eletrobras, por motivos pessoais, sendo o efetivo desligamento do referido cargo em 16 de março de 2021. Wilson Ferreira Junior permanecerá como membro do Conselho de Administração.

Em 15 de março de 2021, o Conselho de Administração designou a Diretora Financeira e de Relações com Investidores da Eletrobras, Elvira Cavalcanti Presta, para exercer interina e cumulativamente, a partir de 16 de março de 2021, o cargo de Presidente da Eletrobras até que o Conselho de Administração conclua o processo de sucessão, eleja o novo Presidente e haja posse efetiva no cargo.

48.2- Compra das SPEs do Complexo Eólico Pindaí I, II e III - Chesf

Em janeiro de 2021, a Chesf concluiu a compra da totalidade das ações pertencentes à Sequoia Capital Ltda., nas SPEs do Complexo Eólico Pindaí I, II e III. Pela compra mencionada, a Chesf pagou o valor de R\$ 20.614, sendo R\$ 15.608 diretamente para a Sequoia e R\$ 5.006 para regularização de pendências de integralização de capital da Sequoia na SPE Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.

48.3- Reserva Especial

Em janeiro de 2021, o Conselho de Administração deliberou pelo pagamento, a título de dividendos intermediários, do valor total de R\$ 2.291.888, à conta da reversão da integralidade do saldo da Reserva Especial de Dividendos Retidos, que foi constituída mediante a aprovação pela 59ª Assembleia Geral Ordinária que deliberou sobre a destinação do resultado do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018. A decisão de distribuição dos Dividendos Intermediários decorre da revisão da situação financeira da Companhia e de sua liquidez.

48.4- Transações entre Partes Relacionadas

Em fevereiro de 2021, as empresas Eletronorte, Furnas, Chesf, firmaram o terceiro termo de aditamento ao contrato de cessão de uso da infraestrutura do sistema de transmissão de energia elétrica e de fibras ópticas a serem disponibilizadas, e outras avenças, que tem como objeto a cessão de uso, a título oneroso, de infraestrutura do sistema de transmissão de energia elétrica, bem como de fibras ópticas contidas nos cabos OPGW (Optical Ground Wire) instalados nas linhas de transmissão de propriedade da Eletronorte, Chesf e Furnas. Os valores da transação supracitada para Eletronorte, Furnas e Chesf são R\$ 73.082, R\$ 66.027 e R\$ 88.443, respectivamente.

Elvira Cavalcanti Presta

Presidente Interina e Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Luiz Augusto Pereira de Andrade Figueira

Diretor de Gestão e Sustentabilidade

Camila Gualda Sampaio Araújo

Diretora de Governança, Riscos e Conformidade

Márcio Szechtman

Diretor de Transmissão

Pedro Luiz de Oliveira Jatobá

Diretor de Geração

Rodrigo Vilella Ruiz

Contador - CRC-RJ 088488/O-9S