



INFORME

AOS INVESTIDORES

4T2019



Eletrobras

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	3
I	ANÁLISE DO RESULTADO CONSOLIDADO	5
II	ANÁLISE DO RESULTADO DA CONTROLADORA	34
III	INFORMAÇÕES GERAIS	37
	ANEXOS: 1. INFORMAÇÕES FINANCEIRAS CONTROLADAS – EXCEL	
	2. ANÁLISES FINANCEIRAS CONTROLADAS - EXCEL	
	3. INFORMAÇÕES OPERACIONAIS – DISPONIBILIZADAS NO SITE DE RI	



O Informe aos Investidores – Anexos I, II e III podem ser encontrados em excel no nosso website: www.eletrobras.com.br/ri



Teleconferência em Português

30 de março de 2020
14:30 (Brasília)
13:30 (Nova York)
17:30 (Londres)
Telefone: (11) 3137-8037

Conference Call in English

March 30, 2020
2:30 PM (Brasilia)
13:30 PM (New York time)
5:30 PM (London time)
Phones: (11) 3137-8037
(+1) 786 837 9597 (USA)
(+44) 20 3318 3776 (London)



Fale com o RI:
ombudsman-ri@eletrobras.com | www.eletrobras.com.br/ri | +55 (21) 2514-6333

Conheça o Ombudsman de RI da Eletrobras, plataforma exclusiva para o recebimento e encaminhamento de sugestões, reclamações, elogios e solicitações de manifestantes no que tange ao mercado de valores mobiliários no nosso website de Relações com Investidores



Preparação dos Relatórios:

Superintendente de Relações com Investidores

Paula Prado Rodrigues Couto

Departamento de Conformidade de Mercado de Capitais

Bruna Reis Arantes
Alexandre Santos Silva
Fernando D'Angelo Machado
Luiz Gustavo Braga Parente
Maria Isabel Brum de A. Souza
Mariana Lera de Almeida Cardoso



INTRODUÇÃO

Rio de Janeiro, 27 de Março de 2020

A Eletrobras (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.)

[B3: ELET3 e ELET6 – NYSE: EBR e EBR-B – LATIBEX: XELTO e XELTB]

A Eletrobras, maior companhia do setor de energia elétrica da América Latina, atuante no segmento de geração, transmissão e comercialização, controladora de 6 subsidiárias operacionais e uma empresa de participações – Eletropar –, um centro de pesquisa – Cepel, participação de 50% do capital social de Itaipu Binacional e participação direta e indireta em 136 Sociedades de Propósito Específico, nesta data, anuncia os seus resultados do período.

2019

A Eletrobras apresentou, em 2019, um lucro líquido de R\$ 10.744 milhões, inferior aos R\$ 13.348 milhões obtidos em 2018, devido, principalmente, a eventos positivos não recorrentes do ano anterior, conforme será apresentado a seguir. O lucro de 2019 é composto pelo Lucro Líquido das operações continuadas de R\$ 7.459 milhões e pelo Lucro Líquido de R\$ 3.285 milhões referente às operações descontinuadas (distribuição), destacando a privatização da distribuidora Amazonas Energia, que deixou de ser consolidada pela Eletrobras. O lucro recorrente de 2019 foi de R\$7.058 milhões, 9% maior que os R\$ 6.799 milhões de 2018.

A Receita Operacional Líquida passou de R\$ 25.772 milhões em 2018 para R\$ 27.726 milhões em 2019, com destaque para a entrada em operação da UTE Mauá 3 da Amazonas GT e recebimento de GAG Melhoria relativa as concessões de geração renovadas pela Lei 12.783/2013. O Ebtida IFRS, no valor de R\$ 19.007 milhões em 2018, caiu para R\$ 10.257 milhões em 2019, impactado, pelo evento não recorrente, em 2018, de reversão do *impairment* e contrato oneroso de Angra III no montante de R\$ 7.243 milhões contra uma provisão, para a mesma obra, em 2019, de R\$ 462 milhões em 2019. A Receita Operacional Líquida recorrente cresceu 7,5%, passando de R\$ 25.738 milhões em 2018 para R\$ 27.676 milhões em 2019. O Ebtida recorrente cresceu 5,3%: R\$ 12.540 milhões em 2018 e R\$ 13.210 milhões em 2019 e o indicador da Dívida Líquida/EBITDA recorrente foi de 1,6, demonstrando o sucesso das medidas de desalavancagem da Companhia.

4º.TRIMESTRE DE 2019

No quarto trimestre de 2019 (4T19), a Eletrobras apresentou um lucro líquido de R\$ 3.120 milhões, inferior ao lucro líquido de R\$ 13.752 milhões, obtido no 4T18, também devido a impactos não recorrentes em 2018. O Lucro do 4T19 é composto pelo Lucro Líquido das operações continuadas de R\$ 4.872 milhões e pelo Prejuízo Líquido de R\$ 1.752 milhões referente às operações descontinuadas (distribuição). O lucro recorrente do 4T19 foi de R\$ 1.328 milhões, inferior ao do 4T18 de R\$ 2.967 milhões. A queda no resultado recorrente foi fortemente influenciada pelo ajuste a valor justo da RBSE, que passou de uma receita líquida de R\$1.143 milhões no 4T18 para uma despesa líquida de R\$1.258 milhões no 4T19, em função da remensuração do ativo RBSE, considerando a atualização da parcela remuneração “Ke” a partir de julho 2017 pelo WACC regulatório da transmissão e IPCA até a data de mensuração; a alteração da taxa de desconto próxima da NTN-B de 4,6% em dezembro de 2018 para uma taxa próxima da remuneração regulatória de 6,4%; e o início do recebimento da parcela remuneração “Ke” em junho de 2021 pelo prazo da Portaria 120, até junho de 2025. Tal mudança de estimativa não tem efeito caixa mas somente ajuste contábil de mensuração do ativo.

A Receita Operacional Líquida aumentou 2,9%, passando de R\$ 7.134 milhões no 4T18 para R\$ 7.339 milhões no 4T19. A Receita Operacional Líquida recorrente subiu 7,6%, passando de R\$ 6.872 milhões no 4T18 para R\$ 7.395 milhões no 4T19. O Ebitda recorrente registrou um aumento de 11%, atingindo R\$ 3.248 milhões no 4T19 contra de R\$ 2.935 milhões no 4T18.

OUTROS DESTAQUES DE 2019

- Projeto de Lei 5.877/2019, que trata da privatização da Eletrobras, enviado, pelo Presidente da República, ao Congresso Nacional em 5/11/2019, para votação.
- Oferta para aumento de capital por subscrição privada de até R\$ 9.987 milhões: 175ª AGE, em 14 de novembro de 2019, sendo o total subscrito e integralizado de R\$ 7.752 milhões
- Ativo de Crédito Fiscal Diferido no valor de R\$ 3.554 milhões;
- Provisões para Contingências no montante de R\$ 1.757 milhões, sendo R\$ 775 milhões referentes aos processos de Empréstimo compulsório.
- Provisão de *impairment* e contrato oneroso de Angra III de R\$ 462 milhões em 2019 contra uma reversão no montante de R\$ 7.243 milhões em 2018.
- Provisão de PCLD de R\$621 milhões, sendo R\$435 milhões referentes à estimativa de risco de crédito da carteira prospectivo no escopo do CPC 48/IFRS 09.

TABELA 01: PRINCIPAIS INDICADORES (R\$ Milhões)

2019	2018	%		4T19	4T18	%
141	152	-7,4%	Energia Vendida - Geração GWh (1)	37	41	-11,4%
33.687	30.876	9,1%	Receita Bruta	8.922	8.539	4,5%
33.637	30.842	9,1%	Receita Bruta Recorrente (2)	8.971	8.276	8,4%
27.726	25.772	7,6%	Receita Operacional Líquida	7.339	7.134	2,9%
27.676	25.738	7,5%	Receita Operacional Líquida Recorrente (2)	7.389	6.872	7,5%
10.257	19.007	-46,0%	EBITDA	3.204	12.243	-74%
13.210	12.540	5,3%	EBITDA Recorrente (3)	3.248	2.935	10,7%
37%	74%	-36,8	Margem EBITDA	44%	172%	-128,0
48%	49%	-1,0	Margem EBITDA Recorrente	44%	43%	1,2
46.781	42.281	10,6%	Dívida Bruta sem RGR de terceiros	46.781	42.281	10,6%
21.041	19.975	5,3%	Dívida Líquida Recorrente	21.041	19.975	5,3%
1,6	2,1	-0,5	Dívida Líquida Recorrente/ EBITDA LTM Recorrente	1,6	2,1	-0,5
7.459	13.447	-44,5%	Lucro líquido das operações continuadas	4.872	11.849	-59%
10.744	13.348	-20%	Lucro líquido	3.120	13.752	-77%
3.328	4.600	-28%	Investimentos	1.567	1.769	-11,4%
13.089	17.233	-24%	Empregados	13.089	17.233	-24%

(1) Não considera a energia alocada para quotas, das usinas renovadas pela Lei 12.783/2013 (2) Receita de Procel Retroativa, GAG Retroativa e Receita de Construção de Geração; (3) Exclui item (2), custos do Plano de Aposentadoria Extraordinário (PAE) e do Plano de Demissão consensual (PDC), despesas com investigação independente, Consultorias extraordinárias na Holding, despesas relativas ao acordo Inepar/Furnas, pagamento retroativo a Enel por TUSD Eletronuclear, provisões para contingência, contratos onerosos, Impairment, Provisão para perdas em investimentos, Provisão para Perdas em Investimentos classificados como mantidos para venda, Provisões de ajuste a valor de mercado, Provisão relativa a Taxa de fiscalização de recursos hídricos (TFRH), Provisão ANEEL CCC; PCLD de dívida de terceiros junto a RGR (repasso CCEE) e PCLD Estimativa de perda de crédito prospectiva (CPC 48), Caducidade da Concessão e Indenização para Terceirizados de Furnas; (4) Exclui item (3) e atualização monetária para a contingência de empréstimo compulsório; receita financeira processo Eletropaulo e ativação de crédito fiscal não recorrente.

I | ANÁLISE DO RESULTADO CONSOLIDADO (R\$ MILHÕES)

TABELA 02: RESULTADO CONSOLIDADO

2019	2018	DRE	4T19	4T18
23.374	20.139	Receita de Geração	6.297	5.964
9.544	9.868	Receita de Transmissão	2.384	2.151
769	869	Outras Receitas	241	423
33.687	30.876	Receita Bruta	8.922	8.539
-5.961	-5.104	Deduções da Receita	-1.583	-1.405
27.726	25.772	Receita Operacional Líquida	7.339	7.134,0
-6.778	-5.537	Custos Operacionais	-2.046	-1.345
-9.850	-9.108	Pessoal, Material, Serviços e Outros	-3.453	-2.582
-1.807	-1.702	Depreciação e Amortização	-496	-433
-2.006	6.495	Provisões Operacionais	1.115	8.875
7.284	15.920		2.460	11.650
1.141	1.385	Participações societárias	461	161
25	0	Outras Receitas e Despesas	-213	0
8.450	17.305		2.708	11.810
-2.081	-1.375	Resultado Financeiro	-1.310	731
6.369	15.931	Resultado antes do imposto	1.399	12.542
1.090	-2.484	Imposto de Renda e Contribuição Social	3.473	-693
7.459	13.447	Lucro líquido do Exercício	4.872	11.849
3.285	-99	Lucro (Prejuízo) Líquido de Impostos da Operação Descontinuada	-1.752	1.903
10.744	13.348	LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	3.120	13.752

TABELA 03: RESULTADO CONSOLIDADO RECORRENTE

2019	2018	DRE Recorrente*	4T19	4T18
23.325	20.105	Receita de Geração Recorrente	6.273	5.702
9.544	9.868	Receita de Transmissão Recorrente	2.384	2.151
769	869	Outras Receitas Recorrentes	315	423
33.637	30.842	Receita Bruta Recorrente	8.971	8.276
-5.961	-5.104	Deduções da Receita Recorrentes	-1.583	-1.405
27.676	25.738	Receita Operacional Líquida Recorrente	7.389	6.872
-6.728	-5.404	Custos Operacionais Recorrentes	-2.022	-1.341
-8.377	-8.635	Pessoal, Material, Serviços e Outros Recorrentes	-2.437	-2.487
-1.807	-1.702	Depreciação e Amortização Recorrente	-496	-433
-501	-544	Provisões Operacionais Recorrentes	-150	-269
10.262	9.453		2.292	2.342
1.141	1.385	Participações societárias Recorrentes	461	161
11.403	10.838		2.753	2.502
-1.881	-1.556	Resultado Financeiro Recorrente	-1.344	1.157
9.522	9.283	Resultado antes do imposto Recorrente	1.409	3.660
-2.464	-2.484	Imposto de Renda e Contribuição Social Recorrente	-81	-693
7.058	6.799	Lucro líquido do Exercício Recorrente	1.328	2.967

* Ajustes Não Recorrentes mencionados nos Destaques.

I.1 PRINCIPAIS VARIAÇÕES DA DRE

Análise da variação 2018X2019

RECEITAS OPERACIONAIS

TABELA 04: RECEITA DE GERAÇÃO

Receita Operacional - Geração	2019	2018	%
Receitas de Geração			
Suprimento	15.871	13.269	19,6
Fornecimento	2.282	2.320	-1,6
CCEE	1.353	1.297	4,4
Receita de Operação e Manutenção - Usinas Renovadas pela Lei 12.783/2012	3.549	2.708	31,0
Receita de Construção	49	34	43,9
Repasse Itaipu	269	511	-47,3
Receitas de Geração	23.374	20.139	16,1
Eventos não recorrentes			
(-) Construção Geração	-49	-34	-43,9
Receita Geração recorrente	23.325	20.105	16,0

Destaques na Análise da variação 2018X2019

Suprimento

- Aumento de receita da Amazonas GT (+R\$ 2.978 milhões) referente ao faturamento dos produtores independentes PIES e quatro Usinas a gás que foram recebidos da Amazonas Distribuidora após a desverticalização ocorrida em dezembro de 2018 e início fornecimento do CCEAR pela Amazonas GT (Mauá 3);
- Em Furnas (+R\$ 287 milhões), pelo aumento das vendas no ACL (ampliada pela redução no, Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSO no Ambiente de Contratação Regulada);
- Eletronuclear: (+R\$124 milhões) devido, principalmente, ao aumento da Receita Fixa das Usinas de Angra 1 e 2 em 2,8% (R\$ 92,9 milhões/ano) conforme Resolução Homologatória ANEEL nº 2.509/2018;
- Eletronorte (-R\$486 milhões): término do contrato com a Boa Vista Energia, com redução de 84% ou R\$ 184 milhões, além de redução de 16% com faturamento da energia vendida no ACL, impactado pela queda do volume vendido (2018: 1.616 MWm x 2019: 1.300 MWm) e queda de 7,6% do preço no ACR (2018: R\$ 363/MWh x 2019: R\$ 243/MWh).

Fornecimento

- Na Chesf (-R\$98 milhões) Redução no período de cerca de 65 MW médios no consumo dos clientes industriais alcançados pela Lei 13.182/2015, em comparação com o mesmo período do ano anterior, em função de: (i) problema ocorrido na planta de um consumidor industrial no estado de Alagoas, nos meses de maio a dezembro/2019; (ii) Parada para manutenção de um consumidor industrial na Bahia no mês de setembro/2019. A ocorrência destes fatos contribuíram para o aumento da receita na CCEE.;
- Na controlada Furnas (+85 milhões), ajuste de preço dos contratos vigentes dos leilões da Usina de Itumbiara, regidos pela Lei 13.182/2015, específicos para consumidores finais, resultando em um incremento de receita na ordem de R\$ 27 milhões e novos contratos que tiveram início de suprimento a partir de 01/07/2018 impactaram a receita positivamente em R\$ 62 milhões. Por outro lado, ocorreram diferenças entre os valores contabilizados, referentes ao Art.10, §10 da referida Lei, sendo em 2018 aproximadamente R\$ 4 milhões superiores a 2019.

CCEE

- Na controlada Amazonas GT (-R\$298 milhões), devido ao fato da companhia ter auferido uma receita com venda de energia no Mercado de Curto Prazo de Aparecida e Mauá 3 em 2018, o que não ocorreu no mesmo período de 2019, devido ao início do início fornecimento do CCEAR - Contrato De Comercialização De Energia Elétrica no Ambiente Regulado;
- Na controlada Chesf (+R\$386 milhões), devido a: (i) encerramento de contratos de suprimento no 4T18 (cerca de 80 MW médios), cuja energia não foi recontratada em 2019 (descontratação refletida na variação negativa da rubrica suprimento); (ii) redução de 140 MW médios no consumo dos industriais (Lei 13.182/2015), conforme justificativa na rubrica "Fornecimento"; e (iii) compensado parcialmente pela (ii) redução do lastro de compra da SPE ESBR em cerca de 40 MW médios no 4T18 (redução refletida na rubrica "Energia Comprada para Revenda"). Esses fatores compensaram inclusive a redução do preço da energia liquidada, que alcançou o valor médio de R\$ 207,00/MWh no 4T19, contra o valor de R\$ 493,00/MWh no mesmo período de 2018.

Receita de Operação e Manutenção - Usinas Renovadas pela Lei 12.783/2013

- Revisão na metodologia de cálculo das GAGs para o ciclo 2018-2019, com aumento no valor da GAG total em especial devido ao reconhecimento da GAG melhoria de cerca de R\$ 1 bi ao ano.
- Reajuste anual da RAG conforme Resolução Homologatória Aneel nº 2.587/2019.

Receita de Construção

- Maior nível de investimentos em Geração realizado em 2019, porém sem efeito para resultado, pois tem valor equivalente na despesa de construção.

Repassse Itaipu

- Variação da tarifa sobre a qual incide a atualização monetária calculada com base nos índices de preços americanos Commercial Price e Industrial goods, e também em função do reconhecimento da portaria interministerial 04/2018 do MME e Ministério da Fazenda que determina a receita de Itaipu.

TABELA 05: RECEITA DE TRANSMISSÃO

Receita Operacional de Transmissão	2019	2018	%
Receitas de Transmissão			
Receita de O&M – Linhas Renovadas Lei 12.783/13	3.367	3.325	1,2
Receita de O&M –Regime Exploração	790	759	4,1
Receita de Construção	521	678	-23,2
RBSE – Linhas renovadas pela Lei 12.783/13	4.073	4.462	-8,7
Receita Contratual – Transmissão	793	643	23,3
Receitas de Transmissão	9.544	9.868	-3,3
Eventos não recorrentes			
(-)			
Receita Operacional de Transmissão recorrente	9.544	9.868	-3,3

Receita de O&M – Linhas Renovadas Lei 12.783/13

- Reajuste da RAP homologada para o ciclo 2019/2020 (Resolução Homologatória 2565/19) referente ao ciclo tarifário 2019-2020.

Receita de O&M –Regime Exploração

- Eletrosul (+46 milhões) acréscimo nas parcelas da RAP em razão do reajuste pelo IPCA de 4,66%, e, principalmente, e ajustes decorrentes do CPC 47 ocorridos da TBSE, Controlada da Eletrosul, de R\$ 19 milhões em 2019 e aumento da RAP em R\$ 22 milhões pelo fato da TBSE ter se tornado controlada em 2018.

Receita de Construção

- Menor volume de investimentos comparativamente ao ano anterior, com destaque para Chesf (R\$61 milhões)

RBSE – Linhas renovadas pela Lei 12.783/13

- Reajuste da Resolução Homologatória nº 2.565/2019, aumentando a TIR do fluxo de recebíveis, além da amortização do saldo a receber, com destaque para as controladas Furnas (-R\$251 milhões) e Chesf (-R\$222 milhões);

Receita Contratual – Transmissão

- Na controlada Eletrosul (+R\$35 milhões) devido, principalmente, ao acréscimo do saldo do ativo contratual em função de: a) em 2018 foram realizadas melhorias, porém não reconhecida a receita por ausência de critérios pela Aneel. Para o ciclo 2019/2020, a Aneel, por meio da Nota Técnica nº 115/2019-SGT, estimou aproximadamente R\$ 49,5 milhões de investimentos para 5 anos a partir de 2018, com receita anual de R\$ 3,9 milhões, também retroativa. Os critérios bem como a receita futura poderão ser reavaliados, e o recebimento inicialmente será por meio de inclusão na parcela de apuração; e (b) acréscimo, em 2019, da execução da implantação de reforços em instalação de transmissão de energia elétrica autorizados pela ANEEL;
- Na controlada Chesf (+R\$8 milhões) em função do maior registro de remuneração incidente sobre o ativo financeiro em função da entrada de novos empreendimentos no decorrer do exercício de 2019, com destaque para autorizações do contrato 61.

TABELA 06: OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS

Outras Receitas Operacionais	2019	2018	%
Outras Receitas	769	869	-11,6
<i>Eventos não recorrentes</i>	0	0	0
Outras Receitas recorrentes	769	869	-11,6

Outras Receitas

- Na controlada Furnas (-R\$65 milhões), variação decorrente de a) menor ganho da Receita Atuarial (-R\$10 milhões), em 2018 foi de R\$ 182 milhões e em 2019 foi R\$ 172 milhões; b) receita decorrente do efeito do aumento na participação Santo Antônio em 2018 sem correspondente em 2019 (-R\$34 milhões); e c) faturamento de quatro meses, em 2018, da Eletropar referente a cessão onerosa de infraestrutura para a Eletronet, no valor total de R\$ 16 milhões;
- Na controlada Chesf (-R\$6 milhões): a) queda na receita de serviços operação e manutenção -R\$ 3 milhões; e b) queda na receita de serviços de engenharia -R\$3 milhões; em contrapartida tivemos um aumento com a renda de prestação de serviços de O&M da ETN que foi incorporada no 4T19 no valor de R\$ 2 milhões.

CUSTOS OPERACIONAIS
TABELA 07: CUSTOS OPERACIONAIS

Custos Operacionais	2019	2018	%
Energia comprada para revenda	-2.162	-1.560	38,7
Encargos sobre uso da rede elétrica	-1.593	-1.482	7,5
Combustível p/ prod. de energia elétrica	-2.107	-1.185	77,8
Construção	-915	-1.310	-30,2
Custos Operacionais Totais	-6.778	-5.537	22,4
(-) Construção de Geração/Cusd Nuclear Retroativa	49	133	-100,0

Custos Operacionais	2019	2018	%
Custos Operacionais Totais recorrentes	-6.728	-5.404	24,5

Destaques na Análise da variação 2018X2019
Energia comprada para revenda

- Na controlada Amazonas GT (+R\$571 milhões) :aumento se deu em função da incorporação dos contratos de compra de Energia dos produtores independentes PIES em 2019. Tal fato não ocorreu no mesmo período de 2018. O preço médio dos contratos dos PIE's é R\$ 314,40/MWh, e a energia contratada é de 305 MW médio/mês. Em 2018, houve apenas a constituição do Leasing sem o registro da compra de energia;
- Na controlada Furnas (+R\$ 158 milhões), ajuste de preço conforme definição dos contratos e aumento do montante contratado.

Encargos sobre uso da rede elétrica

- Reajuste de 10% da Tust;
- Na controlada Amazonas GT (+R\$ 39 milhões) em função do aumento da geração de energia.

Combustível p/ prod. de energia elétrica

- Em função da assunção do contrato do gás celebrado com a Petrobras, pela Amazonas GT (+R\$ 983 milhões), em decorrência da desverticalização e privatização da Amazonas Distribuidora.

Construção

- A variação se deve, principalmente, ao menor volume de investimentos comparativamente ao ano anterior.

DESPESAS OPERACIONAIS

TABELA 08: PESSOAL, MATERIAL, SERVIÇOS E OUTROS

Pessoa, Material, Serviços e Outros	2019	2018	%
Pessoal	-5.828	-5.385	8,2
Material	-280	-262	6,9
Serviços	-2.171	-2.157	0,6
Outros	-1.572	-1.304	20,6
PMSO total	-9.850	-9.108	8,1
Itens Não Recorrentes			
(-) PDC	681	379	79,5
(-) Indenização Tractebel e Ampla/EUST Livramento/ Caducidade concessão/Terceirizados Furnas/ Serviços e consultorias holding	792	94	741,5
PMSO recorrente	-8.377	-8.635	-3,0

Destaques na Análise da variação 2018X2019
Pessoal

- Aumento se deve, principalmente, aos custos com Plano de Demissão Consensual, que reflete efeitos parciais devido as datas de desligamento e obrigações temporais com plano de saúde. Foram desligados 905 empregados em 2018 e 1.726 em 2019. As despesas com PDC (indenização e plano de saúde) foram de R\$ 681 milhões em 2019 e R\$379 milhões em 2018. Além disso, ocorreram reversões de provisão de Participação nos Lucros (PLR) em 2018, em montante superior de R\$ 154 milhões, em relação às reversões de PLR em 2019.

Material

- Na controlada CGTEE (+R\$22 milhões), devido ao aumento do Consumo do CAL e demais materiais em função de problemas com o carvão entregue em 2019. Para 2020, estão sendo feitos investimentos na planta de beneficiamento do carvão mineral para redução dessa despesa;

Serviços

- Na Controladora (+R\$32 milhões), devido, principalmente, a contratação de serviços relacionados a emissão de títulos de dívida e consultorias relacionadas ao projeto SAP/ERP;
- Na Amazonas GT (+ R\$ 23 milhões), devido principalmente às manutenções de usina da UTE Mauá 3;
- Compensada pela redução em Furnas (- R\$37 milhões) devido, principalmente, a redução dos serviços de terceirizados, cujos efeitos parciais somente se deu no último trimestre de 2019; e pela redução da Eletronuclear (-R\$ 44 milhões) devido a ocorrência de menos uma parada de Usina.

Outros

- Na controlada Furnas (+R\$426 milhões), devido, principalmente, a ocorrência de eventos não recorrentes como o pagamento do acordo dos Terceirizados (+R\$321 milhões), pagamento de indenização para Ampla (+R\$111 milhões) e Inepar (+R\$ 85,5 milhões);
- Compensado, parcialmente, pela Eletronorte (-R\$131 milhões): redução das despesas com aluguel UTE Araguaia (R\$ 58 milhões), decorrente da suspensão do acionamento da termelétrica; estorno de arrendamento mercantil (R\$ 42 milhões) devido a adoção do IFRS 16 e menor baixa de Bens Imobilizados (R\$ 37 milhões).

TABELA 09: PROVISÕES OPERACIONAIS

Provisões Operacionais	2019	2018	%
Provisões/Reversões operacionais	-2.006	6.495	-171%
Provisões/Reversões não Recorrentes			
Contingências	-1.757	-1.820	-3
Reversão PCLD RGR de Terceiros/ Estimativa prospectiva de perda de crédito (CPC 48)	-435	-11	3.822
Contratos Onerosos	179	1.354	-87
Provisão/Reversão para Perdas em Investimentos	334	340	-2
Provisão para Perdas em Investimentos classificados como mantidos para venda	0	-554	-100
Impairment de Ativos de longo prazo	122	6.546	-98
Provisão ANEEL - CCC	53	0	-
TFRH	0	1.184	-100
Provisões/reversões não recorrentes	-1.505	7.039	-121
Provisões/Reversões Recorrentes			
Garantias	101	-38	-368
PCLD (excluído PCLD RGR de Terceiros / Estimativa prospectiva de perda de crédito (CPC 48))	-189	-68	180
Outras	-413	-439	-6
Provisões/reversões recorrentes	-501	-544	-8

Observação: Os números positivos significam reversões de provisão.

Provisões/Reversões operacionais

- Provisão de Contingências no montante de R\$ 1.757 milhões, sendo R\$775 milhões referentes a processos do Empréstimo Compulsório;
- Reversão do *impairment* e contrato oneroso de Angra III no montante de R\$ 7.243 milhões em 2018 contra uma provisão de R\$ 462 milhões em 2019., devido ao atraso da obra em 11 meses.
- PCLD de R\$ 621 milhões referente ao contrato de financiamento com a distribuidora Amazonas Energia, que encontra-se inadimplente em cerca de R\$ 186 milhões. O valor adicional de R\$ 435 milhões é uma análise de risco prospectiva da Companhia a luz do CPC 48 e foi tratado como não recorrente, para fins gerenciais.

PARTICIPAÇÕES ACIONÁRIAS

TABELA 10: PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

Participações Societárias	2019	2018	%
Participações Societárias	1.141	1.385	-17,6

Destaques na Variação
Participações Societárias

- Redução no resultado de equivalência de coligadas em 2019, com destaque para CTEEP em função de ajuste na RBSE, conforme práticas contábeis da Eletrobras (-R\$808 milhões), parcialmente compensado pelo aumento da equivalência da ESBR (+R\$430 milhões) e SPE Madeira (+R\$341 milhões).

RESULTADO FINANCEIRO

TABELA 11: RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

Resultado Financeiro	2019	2018	%
Receita Financeira	6.659	9.072	-27
Receitas de juros, comissões e taxas	876	2.643	-67
Receita de aplicações financeiras	763	686	11
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	252	248	1
Atualizações monetárias ativas	1.206	700	72
Variações cambiais ativas	2.662	4.151	-36
Ajuste a valor justo	368	0	-
Ganhos com derivativos	0	20	100
Outras receitas financeiras	532	624	-15
Despesas Financeiras	-8.740	-10.446	-16
Encargos de dívidas	-3.248	-2.681	21
Encargos de arrendamento mercantil	-341	-309	10
Encargos sobre recursos de acionistas	-271	-271	0
Atualizações monetárias passivas	-789	-801	-1
Variações cambiais passivas	-2.627	-4.364	-40
Ajuste a valor justo	0	-921	100
Perdas com derivativos	-57	-63	-11

Resultado Financeiro	2019	2018	%
Outras despesas financeiras	-1.408	-1.037	36
Resultado Financeiro	-2.081	-1.375	51
Ajustes Não recorrentes			
(-)Acordo Eletropaulo/ Receita Emp. Distribuidoras Privatizadas	-346	-1.064	-68
(-) Atualização monet. emp. Compulsórios	545	884	-38
Resultado Financeiro Recorrente	-1.881	-1.556	21

RECEITA FINANCEIRA:

Em 2019, as receitas financeiras apresentaram uma redução de 27%. As principais variações foram nas contas de:

- queda na receita de juros, comissões e taxas de 67% devido, principalmente, a contabilização do acordo com a Eletropaulo no montante de R\$ 1.064 milhões em 2018;
- variações cambiais ativas, com registro de R\$4.151 milhões em 2018 e de R\$ 2.662 milhões em 2019. Essa variação foi parcialmente compensada pela variação cambial passiva, perfazendo uma variação cambial líquida positiva de R\$249 milhões;

Parcialmente contrabalançado pela:

- Ajuste a valor justo, com registro de receita financeira de R\$368 milhões em 2019, tendo apresentado despesa financeira em 2018, decorrente da remensuração a valor justo do ativo RBSE considerando a Atualização da parcela remuneração "Ke" a partir de julho 2017 pelo WACC regulatório da transmissão e IPCA até a data de mensuração; a alteração da taxa de desconto próxima da NTN-B de 4,6% em dezembro de 2018 para uma taxa próxima da remuneração regulatória de 6,4%; e o início do recebimento em junho de 2021 pelo prazo da Portaria 120, até junho de 2025.

DESPESA FINANCEIRA:

Em 2019, as despesas financeiras apresentaram uma redução de 16%, passando de R\$10.446 milhões em 2018 para R\$8.740 milhões em 2019. As principais variações ocorreram nas contas de:

- Ajuste a valor justo, com registro de despesa de R\$921 milhões em 2018, tendo apresentado receita financeira em 2019, decorrente da remensuração a valor justo do ativo RBSE considerando a Atualização da parcela remuneração "Ke" a partir de julho 2017 pelo WACC regulatório da transmissão e IPCA até a data de mensuração; a alteração da taxa de desconto próxima da NTN-B de 4,6% em dezembro de 2018 para uma taxa próxima da remuneração regulatória de 6,4%; e o início do recebimento em junho de 2021 pelo prazo da Portaria 120, até junho de 2025.
- Variações cambiais passivas, com registro de R\$4.364 milhões em 2018 e de R\$ 2.627 milhões em 2019. Essa variação foi mais do que compensada pela variação cambial ativa;

Parcialmente compensadas por:

- Encargos de dívidas, que apresentaram aumento no montante de R\$ 567 milhões, devido, principalmente, aos encargos das novas debêntures emitidas pela Holding e, na controlada Eletronuclear, devido à desqualificação da obra UTN Angra 3 para capitalização dos juros devido a não retomada da obra da usina;

DESTAQUES NA ANÁLISE DA VARIAÇÃO 4T18X4T19
RECEITAS OPERACIONAIS
TABELA 12: RECEITA DE GERAÇÃO

Receita Operacional - Geração	4T19	4T18	%
Receitas de Geração			
Suprimento	4.209	3.946	6,7
Fornecimento	570	584	-2,4
CCEE	367	163	125,8
Receita de Operação e Manutenção - Usinas Renovadas pela Lei 12.783/2013	940	1.082	-13,2
Receita de Construção	24	4	508,6
Repasse Itaipu	187	185	1,2
Receitas de Geração	6.297	5.964	5,6
Eventos não recorrentes			
(-) Construção Geração/GAG Retroativa 4T18	-24	-262	-90,8
Receita Geração recorrente	6.273	5.702	10,0

Análise da variação 4T18X4T19
Suprimento

- Aumento de receita da controlada Amazonas GT (+R\$ 664 milhões) referente ao faturamento dos produtores independentes PIES e quatro Usinas a gás que foram recebidos da Amazonas Distribuidora após a desverticalização ocorrida em dezembro de 2018 e início fornecimento do CCEAR pela Amazonas GT (Mauá 3);
- Na controlada Eletronuclear (+R\$67 milhões) devido aumento da Receita Fixa das Usinas de Angra 1 e 2 em 2,8% (R\$ 92,9 milhões/ano) conforme Resolução Homologatória ANEEL nº 2.509/2018, o que representa R\$ 23,2 milhões de efeito positivo no trimestre; Ocorreu também aumento de parcela excedente de energia no período em R\$ 43,8 milhões (R\$ 14,0 milhões em 2018 / R\$ 57,8 milhões em 2019), para a qual se destaca o fato que houve parada programada, durante o 4T18, de 40 (quarenta) dias para manutenção e troca de combustível nuclear da usina de Angra 1 (1P24), ocorrida entre os dias 27.10 a 05.12.2018; Em termos de quantidade física de energia produzida nas Usinas de Angra 1 e 2, houve melhora na performance no período, sendo gerados 551,7 mil MWh a mais no período comparado, com acréscimo de 15,9% (3,477 milhões MWh entre out a dez/ 2018 ante 4,028 milhões MWh entre out e dez/2019)
- Na controlada Eletronorte (-R\$ 271 milhões) em função da queda nas vendas para as comercializadoras de energia em 21,91% devido à redução de 24,29% do volume contratado no ACL (4T18: 2.491 MWm x 4T19: 1.886 MWm); houve também redução do preço médio faturado no ACL de 12% (4T18: R\$ 204,25/MWh x 4T19: R\$ 180,38/MWh). Por outro lado, ocorreu acréscimo de 8,92% na receita do ACR devido ao aumento de 17,13% no montante de energia comercializada; compensado parcialmente pela queda de 6,87% preço médio (4T18: R\$ 266/MWh x 4T19: R\$ 248/MWh)

Fornecimento

- Na controlada Chesf (-R\$48 milhões) devido à redução de cerca de 140 MW médios no consumo dos clientes industriais alcançados pela Lei 13.182/2015 (relacionada em especial com UHE Sobradinho), devido a problema ocorrido na planta de um consumidor industrial no estado de Alagoas e parada para manutenção de um consumidor industrial na Bahia no mês de setembro/2019; A ocorrência desses fatos resultaram em um preço médio de R\$ 136/MWh, bem como contribuíram para o aumento da receita na conta "Energia Elétrica de curto prazo".
- Na controlada Eletronorte (+R\$19 milhões) devido ao aumento no volume contratado em 1,57% (4T18: 889 MWm x 4T19: 903 MWm) e ao aumento no preço médio de 7,51% (4T18: R\$ 105,85 MWh x 2019: R\$ 113,80 MWh).

CCEE

- Na controlada Chesf (+R\$161 milhões), encerramento de contratos de suprimento no 4T18 (cerca de 80 MW médios), cuja energia não foi recontratada em 2019 (descontratação refletida na variação negativa da rubrica suprimento); redução do lastro de compra da SPE ESBR em cerca de 40 MW médios no 4T18 (redução refletida na rubrica "Energia Comprada para Revenda"); (iii) redução de 140 MW médios no consumo dos industriais (Lei 13.182/2015), conforme justificativa na rubrica "Fornecimento", liberando essa energia para o curto prazo. Esses fatores compensaram inclusive a redução do preço da energia liquidada, que alcançou o valor médio de R\$ 207MWh no 4T19, contra o valor de R\$ 493/MWh no mesmo período de 2018.
- Na controlada CGTEE (+R\$70 milhões) devido, principalmente, a retomada da capacidade de geração da Usina pós Overhaul com a venda de 136 Mw/médio ao preço médio de 268 reais em 2019.
- Na controlada Amazonas GT (-R\$45 milhões), pois no 4T18, a companhia auferiu uma receita com venda de energia no Mercado de Curto Prazo - MCP, oriundo da geração média das UTE's Aparecida e Mauá Bloco 3. Tal fato não ocorreu no mesmo período de 2019;

Receita de Operação e Manutenção - Usinas Renovadas pela Lei 12.783/2013

- Reconhecimento do valor da GAG melhoria retroativo no 4T18 (-R\$258 milhões), parcialmente contrabalançado pela revisão na metodologia de cálculo das GAGs para o ciclo 2018-2019. Excluindo-se o efeito da contabilização retroativa, teríamos um crescimento da receita de R\$116 milhões (14%).

Receita de Construção

- Menor nível de investimento realizado em 2019, porém sem efeito para resultado pois tem valor equivalente na despesa de construção.

Repassse Itaipu

- Variação da tarifa sobre a qual incide a atualização monetária calculada com base nos índices de preços americanos Commercial Price e Industrial goods, e também em função do reconhecimento da portaria interministerial 04/2018 do MME e Ministério da Fazenda que determina a receita de Itaipu.

TABELA 13: RECEITA DE TRANSMISSÃO

Receita Operacional de Transmissão	4T19	4T18	%
Receitas de Transmissão	2.384	2.151	10,8
Receita de O&M – Linhas Renovadas Lei 12.783/13	744	821	-9,4
Receita de O&M –Regime Exploração	201	246	-18,3
Receita de Construção	113	95	18,7
RBSE – Linhas renovadas pela Lei 12.783/13	1.114	966	15,3
Receita Contratual - Transmissão	211	22	839,6
Eventos não recorrentes			
Receita Operacional de Transmissão recorrente	2.384	2.151	10,8

Receita de O&M – Linhas Renovadas Lei 12.783/13

- Chesf (-R\$115 milhões) devido, principalmente a queda nas rubricas relativas ao recebimento da MP 579 decorrentes das revisões tarifárias entre a resolução do ciclo 2018/2019 e a resolução do ciclo vigente 2.565/19, como: rateio de antecipação da receita e parcela de ajuste. Os demais efeitos podem ser atribuídos a apuração pelo IFRS15 dos empreendimentos associados a resoluções autorizativas do CC 061/2001 e da projeção do novo fluxo de recebimento de acordo com a resolução homologatória publicada em Julho/2019 no valor aproximado de R\$ 69 milhões.
- Parcialmente contrabalançada pelo Reajuste da RAP homologada para o ciclo 2019/2020 (Resolução Homologatória 2565/19) referente ao ciclo tarifário 2019-2020.

Receita de O&M –Regime Exploração

- Na controlada Amazonas GT (-R\$32 milhões), devido a um ajuste contábil não recorrente de cerca de R\$ 35 milhões no 4T18. Desconsiderando os efeitos do ajustes, as contas teriam de variação de 72% entre períodos sendo R\$ 6,2 milhões no 4T19 e R\$ 3,6 milhões no 4T18;
- Na controlada Chesf (-R\$14 milhões), devido a aos ajustes da Parcela Variável e outras Parcelas de Ajuste e efeitos da aplicação do IFRS 15 sobre os contratos não renovados.

Receita de Construção

- A variação se deve, principalmente, ao maior volume de investimentos comparativamente ao ano anterior, com destaque para Chesf (+R\$43 milhões)

RBSE – Linhas renovadas pela Lei 12.783/13

- Na controlada Furnas (+R\$108 milhões): reajuste anual da RAP em cerca de 3,5% e das variações de Parcela Variável, representando um aumento de cerca de 9%, além da variação no IPCA que foi de 0,39% e o do 4T19 de 1,76%.

Receita Contratual – Transmissão

- Na controlada Chesf (+R\$25 milhões) em função do maior registro da remuneração incidente sobre o ativo da concessão em função da entrada de novos empreendimentos no decorrer do exercício de 2019, com destaque para autorizações do contrato 61.
- Na controlada Amazonas GT (+R\$38 milhões), variação se deve, principalmente à reversão no 4T18 de R\$ 42 milhões referente a receita financeira do ano de 2018.

TABELA 14: OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS

Outras Receitas Operacionais	4T19	4T18	%
Outras Receitas	241	423	-43
<i>Eventos não recorrentes</i>			
Procel estorno retroativo	80	0	-
Outras Receitas recorrentes	321	423	-24

Outras Receitas

- Holding (-R\$87 milhões) devido a estorno de valor retroativo do procel de R\$74 milhões no 4T19.
- Na controlada Furnas (-R\$46 milhões) devido a alocação do ganho atuarial (+R\$10 milhões), e efeito do aumento participação Santo Antônio no 4T18 (R\$34 milhões) sem correspondente no 4T19;

CUSTOS OPERACIONAIS

TABELA 15: CUSTOS OPERACIONAIS

Custos Operacionais	4T19	4T18	%
Energia comprada para revenda	-669	-211	217,3
Encargos sobre uso da rede elétrica	-361	-271	33,0
Combustível p/ prod. de energia elétrica	-640	-385	66,2
Construção	-375	-477	-21,3
Custos Operacionais Totais	-2.046	-1.345	52,2
Eventos não recorrentes			
(-) Construção de Geração/Cusd Nuclear Retroativa	24	4	508,6
Custos Operacionais Totais Recorrentes	-2.022	-1.341	50,8

Análise da variação 4T18X4T19

Energia comprada para revenda

- Na controlada Amazonas GT (+R\$426 milhões), impactado, principalmente, pelo efeito de reversão do Leasing, em torno de R\$ 410 milhões no 4T18 e de R\$ 107 milhões no 4T19. Desconsiderando esse impacto, a variação seria de cerca de R\$ 27 milhões pelo aumento de compra de energia para suprir o despacho abaixo do contratado da UTE Aparecida;
- Na controlada Furnas (+R\$ 90 milhões) influenciado pelo aumento nos valores liquidados como débito no mercado de curto prazo em 2019, que resultaram em aproximadamente R\$53 milhões de aumento nesta rubrica. Esse fato deve-se, principalmente, a piora no GSF (62% x 73%) atrelada a elevação do PLD (295,23 x 199,08 R\$/MWh), em média, entre os meses de outubro e novembro de 2019 com relação à 2018. Ocorreu também ajuste de preço dos contratos, representando um incremento de aproximadamente R\$17 milhões e aumento do montante contratado em R\$9 milhões e a consolidação da Brasil Ventos com impacto de R\$14 milhões;
- Na controlada Eletronorte (+R\$ 75 milhões), principalmente porque, em 2018, houve um estorno de R\$ 49 milhões de compra de energia. Além disso, em 2018, houve a contabilização de compra na CCEE, no valor de R\$ 76 milhões e de R\$ 117,6 milhões em 2019, bem como, em 2019, compra de energia de Sinop de R\$ 1 milhão, devido a contrato de compra de energia de 2,83 MW médios com vigência a partir de 2019.

Combustível p/ prod. de energia elétrica

- Em função da assunção do contrato do gás celebrado com a Petrobras, pela Amazonas GT (+R\$ 52 milhões), em decorrência da desverticalização e privatização da Amazonas Distribuidora.

Construção

- Chesf (+R\$ 114 milhões), devido ao maior investimento em relação ao ano anterior;
- Em Furnas (-R\$ 25 milhões), especialmente, aos investimentos no sistema de transmissão e nas usinas renovadas sendo mais relevantes na usina Funil, mais o efeito da redução devido a baixas de ativos imobilizados ocorridas do contrato 062.

DESPESAS OPERACIONAIS

TABELA 16: PESSOAL, MATERIAL, SERVIÇOS E OUTROS

Despesas Operacionais	4T19	4T18	%
Pessoal	-2.172	-1.447	50,1
Material	-91	-83	9,6
Serviços	-597	-662	-9,8
Outros	-593	-390	52,5
PMSO total	-3.453	-2.582	34
Eventos não recorrentes			
(-) PDC	524	86	507
(-) Terceirizados Furnas/Inepar/Caducidade Concessões/Investigação Independente	492	9	5.671
PMSO Recorrente	-2.437	-2.487	-2,0

Análise da variação 4T18X4T19

Pessoal

- Aumento devido aos gastos não recorrentes com PDC (R\$524 milhões no 4T19 contra R\$86 milhões no 4T18) e à maior reversão de provisão de PLR em 4T18 (R\$ 254 milhões de reversão no 4T18 contra R\$96 milhões de reversão no 4T19). Esses movimentos compensaram a redução dos custos de pessoal devido a política de contenção de custos estabelecida pela Companhia, com PDC, periculosidade e horas extras.

Material

- Na CGTEE (+R\$17 milhões), devido ao maior consumo de Cal para compensar as dificuldades apresentadas na queima de carvão, em virtude do carvão estar apresentando teores de enxofre médios maiores em 2019 (representando 70% do total de dispêndio em Materiais no período). Assim, está sendo necessário utilizar maior consumo do insumo de produção cal virgem. Porém, em 2020, está prevista a entrada em operação da planta de beneficiamento de carvão, o que reduzirá em 25%, conforme previsto, o teor de enxofre do carvão;
- Na Eletronuclear (-R\$9 milhões) principalmente, porque, no 4T2018, houve parada programada de 40 (quarenta) dias para manutenção e troca de combustível nuclear da usina de Angra 1 (1P24), ocorrida entre os dias 27.10 a 05.12.2018. Durante a execução destas atividades há grande utilização de materiais aplicados (R\$ 15,9 milhões no 4T2018). Já no 4T2019, houve somente a realização de gastos no valor de R\$ 2,8 milhões com as atividades de pré-parada para a usina de Angra 1 (1P25), a ser realizada somente no início do 1T2020; ii) atribui-se ao aumento nominal no valor de R\$ 3,8 milhões, entre os períodos comparados, as demais atividades não sazonais e não rotineiras de manutenção das usinas.
- Na Amazonas GT (+R\$16 milhões) devido, principalmente, ao contrato de Manutenção (O&M) da UTE Mauá 3.

Serviços

- Na controlada Eletronuclear, (-R \$ 41 milhões), principalmente porque, em 2018, ocorreu a parada de manutenção de Angra 1 (1P24) no 4T18 com despesas de R \$ 46,5 milhões, sem registro de atividade equivalente no 4T2019; Também houve um aumento nominal de R \$ 13,4 milhões, representando um aumento de 15,3% nesse item, justificado pelos reajustes inflacionários médios nos contratos (variação de 4,3% - IPCA / 12 meses) e maior taxa de câmbio média (USD) em o período (variação de 8,1%); compensado pelo efeito do IFRS16 no 4T19 e não no 4T18 no valor de R \$ 5,7 milhões.
- Na Amazonas GT (+ R\$16 milhões), principalmente devido ao contrato de Manutenção (O&M) da UTE Mauá 3.

Outros

- Em Furnas (+R\$269 milhões), devido, principalmente, ao pagamento da indenização do acordo judicial dos terceirizados no valor de R\$321 milhões em novembro de 2019, que já estavam provisionados no 3T19 e, portanto, foram compensados pela reversão da provisão em montante superior as despesas na conta de outros, tendo impacto final positivo no resultado do trimestre. Além disso, no 4T19, ocorreu o lançamento de 3 parcelas referentes ao acordo entre Furnas e Inepar, no total de aproximadamente R\$12 milhões.

Depreciação e amortização

Não apresenta variação relevante.

TABELA 17: PROVISÕES OPERACIONAIS

Provisões Operacionais	4T19	4T18	%
Provisões/Reversões operacionais	1.115	8.875	-108%
Provisões/Reversões não Recorrentes			
Contingências	-718	1.201	-160
Reversão PCLD RGR de Terceiros/ Estimativa de perda de crédito prospectiva (CPC 48)	-707	-4	16.453
Contratos Onerosos	-164	751	-122
Provisão/Reversão para Perdas em Investimentos	286	769	-63
Provisão para Perdas em Investimentos classificados como mantidos para venda	0	-554	-100
Impairment de Ativos de longo prazo	122	6.981	-98
Caducidade da concessão	362	0	-
Provisão Incentivo Indenização Terceirizados	354	0	-
Provisão ANEEL - CCC	1.729	0	-
TFRH	0	0	-
Provisões/reversões não recorrentes	1.265	9.144	-86
Provisões/Reversões Recorrentes			
Garantias	12	20	-40
PCLD (excluído PCLD RGR Terceiros/ Estimativa prospectiva de perda de crédito prospectiva (CPC 48))	69	51	37
Outras	-231	-339	-32
Provisões/reversões recorrentes	-150	-269	-44

Os valores positivos na tabela acima significam reversão de provisão.

A variação se explica, principalmente, em função de:

- Provisão de Contingências no montante de R\$ 718 milhões, sendo R\$326 milhões referentes a processos do Empréstimo Compulsório; e
- Realocação para “Operações Descontinuadas” de Provisão Aneel CCC no montante de R\$1.729 milhões, significando uma reversão de provisão desse montante no “operações continuadas” no 4T19 e uma constituição no mesmo montante em “operações descontinuadas”.
- Reversão de Provisão relativa ao Desligamento de Terceirizados de Furnas no valor de R\$ 354 milhões, em função da efetivação do desligamento, onerando a conta de “outros” no montante de R\$321 milhões.
- PCLD de R\$ 621 milhões referente ao contrato de financiamento com a distribuidora Amazonas Energia, que encontra-se inadimplente em cerca de R\$ 186 milhões. O valor adicional de R\$ 435 milhões é uma análise de risco prospectiva da Companhia a luz do CPC 48 e foi tratado como não recorrente, para fins gerenciais.

PARTICIPAÇÕES ACIONÁRIAS

TABELA 18: PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

Participações Societárias	4T19	4T18	%
Participações Societárias	461	161	187,4

Variação

Participações Societárias

- Melhora no resultado de equivalência da SPE ESBR Jirau (+R\$ 326 milhões) devido a reversão de provisão de impairment no 4T19 de R\$ 748 milhões e melhora no resultado de equivalência da SPE Madeira (+R\$ 220 milhões) devido à redução de custos com energia comprada para revenda e renegociação de dívidas. Esses movimentos foram parcialmente compensados pela redução no resultado da Norte Energia (-R\$135 milhões) e de coligadas.

RESULTADO FINANCEIRO

TABELA 19: RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

Resultado Financeiro	4T19	4T18	%
Receita Financeira	390	2.332	-83
Receitas de juros, comissões e taxas	74	520	-85,7
Receita de aplicações financeiras	144	120	20,1
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	58	62	-6,7
Atualizações monetárias ativas	0	139	-100,0
Variações cambiais ativas	418	243	72,0
Ajuste a valor justo	0	1.143	-100,
Ganhos com derivativos	0	-41	-100
Outras receitas financeiras	-305	145	-309
Despesas Financeiras	-1.699	-1.600	6
Encargos de dívidas	-593	-826	-28,3
Encargos de arrendamento mercantil	-84	-309	-72,6
Encargos sobre recursos de acionistas	-60	-65	-7,5
Atualizações monetárias passivas	422	-148	-385
Variações cambiais passivas	-447	-242	84,6
Ajuste a valor justo	-1.258	0	-
Perdas com derivativos	10	-57	-118,2
Outras despesas financeiras	311	48	551,0
Resultado Financeiro	-1.310	731	-279
Ajustes Não recorrentes			
(-) Atualização monet. emp. compulsórios /Receita de Emp. Distribuidoras	-35	426	-8,9
Resultado Financeiro Recorrente	-1.344	1.157	-216

Receitas Financeiras:

No 4T19, as receitas financeiras apresentaram redução de 83%, passando de R\$2.232 milhões no 4T18 para R\$390 milhões no 4T19. As principais variações foram nas contas de:

- Ajuste a valor justo no montante líquido de receita R\$1.143 milhões no 4T18, tendo apresentado despesa financeira no 4T19. A variação decorre da remensuração a valor justo do ativo RBSE considerando a Atualização da parcela remuneração "Ke" a partir de julho 2017 pelo WACC regulatório da transmissão e IPCA até a data de mensuração; a

alteração da taxa de desconto próxima da NTN-B de 4,6% em dezembro de 2018 para uma taxa próxima da remuneração regulatória de 6,4%; e o início do recebimento em junho de 2021 pelo prazo da Portaria 120, até junho de 2025. Se considerarmos os efeitos em despesa financeira de ajuste a valor .

- Queda na receita de juros de 86% influenciada pela redução da taxa dos indexadores (Selic, CDI).

Despesas Financeiras:

No 4T19, as despesas financeiras apresentaram um crescimento de 6%, passando de R\$1.600 milhões no 4T18 para R\$1.699 milhões no 4T19. As principais variações ocorreram nas contas de:

- Ajuste a valor justo, com registro negativo de R\$1.258 milhões no 4T19, tendo apresentado receita financeira em 4T18,, pelos motivos acima explicitados.
- Redução dos encargos de dívidas de 28%, devido, principalmente, a redução da taxa dos indexadores (Selic, CDI).

I.2 EBITDA CONSOLIDADO

TABELA 20: DETALHAMENTO EBITDA

EBITDA	2019	2018	%	4T19	4T18	(%)
Lucro (Prejuízo) Líquido do Exercício	10.744	13.348	-20%	3.120	13.752	-77%
Prejuízo Líquido de Impostos da Operação Descontinuada	3.285	-99	-3411%	-1.752	1.903	-192%
Resultado do Exercício	7.459	13.447	-45%	4.872	11.849	-59%
+ Provisão Imposto de Renda e Contribuição Social	-1.090	2.484	-144%	-3.473	693	-601%
+ Resultado Financeiro	2.081	1.375	51%	1.310	-731	-279%
+ Amortização e Depreciação	1.807	1.702	6%	496	433	14%
= EBITDA	10.257	19.007	-46%	3.204	12.243	-74%
AJUSTES EVENTOS NÃO RECORRENTES						
GAG Melhoria Retroativa 3T18	0	0	0%	0	-258	-100%
Outras Receitas e Despesas	-25	0	-	213	0	-
Retroativo: Procel/CUSD Nuclear	0	99	-100%	80	0	-
PAE/PDC	681	379	80%	524	86	507%
Investigação/Consultorias/Indenização Tractebel e Ampla/EUST Livramento/ Caducidade concessão/Terceirizados Furnas	792	94	741%	492	9	5671%
Contingências	1.757	1.820	-3%	718	-1.201	-160%
PCLD RGR devidos por terceiros/Estimativa prospectiva de perda de crédito (CPC 48)	435	11	67%	707	4	16453%
Contratos Onerosos	-179	-1.354	-2%	164	-751	-122%
Provisão/(Reversão) para Perdas em Investimentos	-334	-340	-100%	-286	-769	-63%
Provisão para Perdas em Investimentos classificados como mantidos para venda	0	554	-98%	0	554	-100%
Impairment de Ativos de longo prazo	-122	-6.546	-98%	-122	-6.981	-98%
Caducidade da concessão	0	0	-	-362	0	-
Provisão Indenização Terceirizados	0	0	-	-354	0	-
Provisão ANEEL - CCC	-53	0	-	-1.729	0	-
TFRH	0	-1.184	-	0	0	-
= EBITDA RECORRENTE¹	13.210	12.540	5,3%	3.248	2.935	10,7%

Desde o 2T19, a Companhia passou a considerar, no seu EBITDA recorrente, a receita proveniente de RBSE de forma a manter protocolo semelhante aos covenants de debêntures emitida em 2019.

¹ Os ajustes feitos para o Ebitda recorrente referem-se a eventos não recorrentes ou eventos que estão previstos para serem tratados no âmbito do PDNG 2019-2023. Entretanto, existem riscos e incertezas relacionados aos negócios da Companhia, tais como, mas sem se limitar, a condições econômicas, regulatórias, políticas e comerciais gerais no Brasil e no exterior, variações nas taxas de juros, inflação e valor do Real, mudanças nos volumes e padrão de uso de energia elétrica pelo consumidor, condições competitivas, pagamentos relacionados a nossos recebíveis, mudanças nos níveis de chuvas e de água nos reservatórios usados para operar nossas hidrelétricas, nossos planos de financiamento e investimento de capital, regulamentações governamentais existentes e futuras, e outros riscos descritos em nosso relatório anual e outros documentos registrados perante a Comissão de Valores Mobiliários e a *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América, que podem alterar essas estimativas e expectativas da Administração. Assim, os resultados futuros das operações e iniciativas das Companhias podem diferir das expectativas atuais e o investidor não deve se basear exclusivamente nas informações aqui contidas.

CONCILIAÇÃO DO EBITDA 2018:

EBITDA	2018 Reapresentado	2018
Lucro (Prejuízo) Líquido do Exercício	13.348	13.348
Prejuízo Líquido de Impostos da Operação Descontinuada	-99	-1.879
Resultado do Exercício	13.447	15.227
+ Provisão Imposto de Renda e Contribuição Social	2.484	2.484
+ Resultado Financeiro	1.375	578
+ Amortização e Depreciação	1.702	1.702
= EBITDA	19.007	19.990
AJUSTES EVENTOS NÃO RECORRENTES		
Retroativo: Procel/CUSD Nuclear	99	99
PAE/PDC	379	370
Investigação/Consultorias/Indenização Tractebel e Ampla/EUST Livramento/ Caducidade concessão/ Terceirizados Furnas	94	54
Contingências	1.820	1.820
PCLD RGR devidos por terceiros/Estimativa de perda de crédito (CPC 48)	11	-
Contratos Onerosos	-1.354	-1.354
Provisão/(Reversão) para Perdas em Investimentos	-340	-340
Provisão para Perdas em Investimentos classificados como mantidos para venda	554	554
Impairment de Ativos de longo prazo	-6.546	-6.546
Provisão ANEEL - CCC	0	1.187
TFRH	-1.184	-1.184
Efeito na Alienação de Participações	-	-2.967
Efeitos Rede Básica do Sistema Existente (RBSE)	-	-3.227
= EBITDA RECORRENTE²	12.540	8.456

Desde o 2T19, a Companhia passou a considerar, no seu EBITDA recorrente, a receita de RBSE das concessões prorrogadas a luz da Lei 12.783/2013, de forma a manter protocolo semelhante aos covenants de debêntures emitida em 2019. O Ebitda de 2018 ajustado considera esse ajuste da receita de RBSE para comparação do EBITDA recorrente de 2018, para efeitos comparativos, e também os efeitos obrigatórios do IFRS 9 e 15 conforme explicativa 4 das nossas demonstrações financeiras. Além disso, considerando a privatização das distribuidoras ter sido concluída em abril de 2019, e estas operações não fazerem mais parte do seu core business, a companhia tratou como não recorrente os efeitos relevantes de receitas financeiras, despesas, reversões de PL e provisões de PCLD prospectivas de empréstimos contratados com elas antes ou em decorrência do processo de privatização, que afetaram de forma relevante o resultado da companhia, em 2019, embora receitas e eventuais provisões decorrentes de empréstimos contratados possam continuar afetando o resultado contábil da companhia até seu completo exaurimento. Contudo, foram tratados como recorrentes PCLD de dívida efetiva das distribuidoras em aberto. Esses ajustes recorrentes relativo às distribuidoras, ajustaram o EBITDA recorrente 2019 em R\$ 435 milhões.

I.3 RESULTADO CONSOLIDADO POR SEGMENTO DAS OPERAÇÕES CONTINUADAS:

TABELA 21: DRE SEGMENTO R\$ MIL (NOTA EXPLICATIVA 44 DA DF) – R\$ MIL

31/12/2019					
DRE por Segmento	Administração	Geração	Transmissão	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	194.692	19.833.995	8.756.808	-1.059.968	27.725.527
Custos e Despesas Operacionais	-3.715.341	-13.221.471	-5.426.796	1.922.265	-20.441.343
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	-3.520.649	6.612.524	3.330.012	862.297	7.284.184
Resultado Financeiro	-253.165	-1.604.727	-223.134	0	-2.081.026
Resultado de Participações Societárias	1.140.733	0	0	0	1.140.733
Outras receitas e despesas	24.715	0	0	0	24.715
Imposto de renda e contribuição social	-113.668	-79.007	1.282.937	0	1.090.262
Lucro Líquido (prejuízo) do período	-2.722.034	4.928.790	4.389.815	862.297	7.458.868

31/12/2018					
DRE por Segmento	Administração	Geração	Transmissão	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	261.355	17.433.979	11.476.605	-1.106.103	25.772.305
Custos e Despesas Operacionais	-2.439.281	-3.890.206	-7.840.609	1.106.103	-11.039.284
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	-2.177.926	13.543.773	3.635.996	0	14.733.021
Resultado Financeiro	2.166.025	-1.769.920	-1.875.007	0	-1.374.631
Resultado de Participações Societárias	1.384.850	0	0	0	1.384.850
Efeito na alienação de Participações Societárias	0	0	0	0	0
Imposto de renda e contribuição social	-853.448	-1.210.107	-602.303	0	-2.483.718
Lucro Líquido (prejuízo) do período	519.501	10.563.746	1.158.686	0	12.259.522

I.3.1. ENDIVIDAMENTO E RECEBÍVEIS

TABELA 22: DÍVIDA BRUTA E DÍVIDA LÍQUIDA

	31/12/2019
Dívida Bruta – R\$ milhões	47.900
(-) Repasse RGR para CCEE ¹	1.118
Dívida Bruta Recorrente	46.781
(-) (Caixa e Equivalente de caixa + Títulos e Valores Mobiliários)	10.762
(-) Financiamentos a Receber	14.277
(+) RGR a receber Repasse RGR para CCEE	1.118
(-) Saldo líquido do Ativo Financeiro de Itaipu	1.820
Dívida Líquida	21.041

¹ Vide Notas Explicativas números 9.1 e 19 (dívidas de terceiros, sendo a Eletrobras mera gestora).

TABELA 23: CARTEIRA DE FINANCIAMENTOS A PAGAR

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2019		31.12.2018		31.12.2019		31.12.2018	
	Saldo em R\$ milhões	%	Saldo em R\$ milhões	%	Saldo em R\$ milhões	%	Saldo em R\$ milhões	%
Moeda Estrangeira								
USD	7.571.970	27%	11.284.562	41%	7.571.970	18,05%	11.284.562	21%
USD with Libor	433.525	2%	697.811	3%	799.128	1,91%	1.078.643	2%
EURO	235.354	1%	244.708	1%	235.353	0,56%	244.708	0%
IENE	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	8.240.849	29%	12.227.081	44%	8.606.451	20,52%	12.607.913	23%
Moeda Nacional								
CDI	4.033.270	14%	5.092.010	18%	8.698.416	20,74%	10.649.257	20%
IPCA	-	-	-	-	73.481	0,18%	189.649	0%
TJLP	-	-	-	-	6.232.878	14,86%	6.515.226	12%
SELIC	11.687.266	-	4.512.909	0%	8.594.909	20,49%	13.278.510	24%
Outros	713.649	-	-	-	2.464.900	5,88%	3.621.176	7%
Subtotal	16.434.186	58%	9.604.920	35%	26.064.585	62,15%	34.253.819	63%
Não indexado	3.599.238	13%	5.802.847	21%	7.269.279	17,33%	7.511.066	14%
TOTAL	28.274.273	100%	27.634.848	100%	41.940.316	100%	54.372.798	100%

O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do terceiro trimestre de 2019 foi 5,57% (6,59% no 4T18).

TABELA 24: CRONOGRAMA DE VENCIMENTO DA DÍVIDA, EXCLUÍDO RGR DEVIDOS POR TERCEIROS (PARA OS QUAIS A ELETROBRAS É MERA GESTORA) E INCLUÍDAS AS DEBÊNTURES DA HOLDING E DAS CONTROLADAS:

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Após 2025	Total (R\$ milhões)
Amortização com Debêntures e RGR	7.361	12.923	6.439	4.085	5.686	1.316	10.090	47.900
(-) RGR CCEE	285	69	31	16	6	2	692	1.101
Amortização Anual Consolidado(Com debêntures)	7.076	12.854	6.407	4.069	5.680	1.314	9.398	46.798

RATINGS

TABELA 25: RATINGS

Agência	Classificação Nacional/Perspectiva	Último Relatório
Moody's BCA	"B1": / Positiva	18/09/2019
Moody's Senior Unsecured Debt	"Ba3": / Positiva	18/09/2019
Fitch - Issuer Default Ratings (Foreign Currency)	"BB-": / Estável	12/06/2019
Fitch - Issuer Default Ratings (Local Currency)	"BB-": / Estável	12/06/2019
Fitch - Senior Unsecured Debt Rating	"BB-"	12/06/2019
S&P LT Local Currency	"brAAA"	07/01/2020
S&P - Senior Unsecured	"BB-"	07/01/2020
S&P LT Foreign Currency	"BB" / Estável	07/01/2020

*CREDITWATCH

FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS CONCEDIDOS (RECEBÍVEIS)

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

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

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

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

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

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

REPASSE RGR

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

TABELA 26: RECEBÍVEIS

	CONSOLIDADO			
	31/12/2019			
	CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
ITAIPU	7,04	0	2.585.639	3.258.085
ELETROPAULO	6,96	0	-	1.314.107
CEAL	7,28	8.711	98.237	1.457.776
AMAZONAS D	7,38	98.518	62.434	3.788.796
CEPISA	5,42	3.755	295.943	446.729
CERON	-	0	-	0
ELETROACRE	-	0	-	0
BOA VISTA	5,49	316	21.774	138.219
CELPA	5,96	320	671	5.245
EQUATORIAL MARANHÃ D	0,25	316	26.733	65.937
REPASSE RGR	5,00	183.802	170.517	746.842
OUTRAS	-	103.177	26.043	732
(-) PCLD	0,00	-182.986	(30.612)	-419.045
Total		215.929	3.257.379	10.803.423

Em relação a PCL, a mesma refere-se principalmente ao contrato com a distribuidora Amazonas Energia, que encontra-se inadimplente em cerca de R\$ 180 milhões. O valor adicional de R\$ \$25 milhões é uma análise de risco prospectiva da Companhia a luz do CPC 48.

TABELA 27: CRÉDITOS DA CCC CEDIDOS PARA ELETROBRAS PELAS DISTRIBUIDORAS PRIVADAS

No processo de privatização das distribuidoras, foram cedidos créditos de CCC que ainda estão sendo objeto de análise e fiscalização da Aneel. Estes créditos estão ativados nas Demonstrações Financeiras da Companhia, de 31/12/2019, em duas contas, quais sejam Direito de Ressarcimento e Financiamentos a receber, conforme Notas Explicativas 9 e 12 do 4T19.

Abaixo detalhamos os créditos, para os quais foram feitas provisões à medida em que foram expedidas notas técnicas pela Aneel glosando parte dos valores.

Nota 12 – Direito Ressarcimento
Ativo Líquido Registrado

R\$ mil	Amazonas	Ceron	Eletroacre	Boa Vista	Total
NT Aneel+ Pleitos em análise Aneel + "ineficiência"	1.942.678	2.712.940	253.605	169.112	5.078.335
Direitos Correntes	-	220.579	57.915	26.006	304.500
Total (a)	1.942.678	2.933.519	311.519	195.118	5.382.834

* O saldo de R\$ 1,9 bilhão da Amazonas é composto por uma obrigação de devolução para a CCC da ordem de R\$ 450 milhões e um crédito a receber do Tesouro Nacional de ineficiência econômico-energética de R\$ 2,4 bilhões. O crédito é atualizado pela Selic.

Nota 9 - Empréstimo e Financiamentos: relativo a empréstimo devido pela Amazonas Energia posto que recebeu crédito corrente cedido à Eletrobras

R\$ mil

R\$ mil	Amazonas	Ceron	Eletroacre	Boa Vista	Total
Conversão em Empréstimos (b)	442.366				442.366

Total dos Créditos Concedidos

R\$ mil	Amazonas	Ceron	Eletroacre	Boa Vista	Total
Créditos cedidos atualizados até 31/12/2019 ⁽¹⁾	4.667.081	4.215.138	323.331	300.717	9.506.267
(-) provisão total até Dez/19	2.282.037	1.281.619	11.812	105.599	3.681.066
Crédito cedidos Líquido ⁽²⁾	2.385.044	2.933.519	311.519	195.118	5.825.200

- (1) Créditos atualizados até 31/12/2019, pela IPCA, a partir da transferência do controle de cada distribuidora..
- (2) Créditos atualizados até 31/12/2019, pela IPCA, a partir do fato gerador do crédito, a exceção da parcela da ineficiência econômico-energética (R\$ 2,43 bilhões) cedidos pela Amazonas Energia e Boa Vista Energia, que são atualizados pela SELIC.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel reconheceu, por decisão de sua diretoria colegiada, em 10 de março de 2020, (i) o direito de recebimento de créditos da Conta de Consumo de Combustível - CCC à Centrais Elétricas de Rondônia ("Ceron"), no montante de R\$ 1.904.055.165,07 (a preços de julho de 2019), referente à fiscalização dos benefícios devidos no período de 30 de julho 2009 a 30 de junho de 2016, considerado como primeiro período do processo fiscalizatório ("Primeiro Período de Fiscalização"), créditos estes cedidos à Eletrobras na ocasião de privatização da referida distribuidora; e (ii) o direito de recebimento de créditos da Conta de Consumo de Combustível – CCC à Companhia de Eletricidade do Acre ("Eletroacre"), no montante de R\$ 191.610.318,04 (a preços de julho de 2019), referente à fiscalização dos benefícios devidos no período de 30 de julho 2009 a 30 de junho de 2016, créditos estes também cedidos à Eletrobras na ocasião de privatização da referida distribuidora. Esses valores reconhecidos pela Aneel estão de acordo com os valores registrados nas Demonstrações Financeiras da Companhia em 31 de dezembro de 2019, para o Primeiro Período de Fiscalização, sendo a diferença existente atribuída à correção monetária pelo IPCA, devido a diferença de data base considerada. Os demais valores cedidos pela Ceron e Eletroacre à Eletrobras e registrados no seu Balanço são referentes a pleitos que ainda serão submetidos à Diretoria da Aneel no segundo período de fiscalização que abrange o período de 1 de julho de 2016 a 30 de abril de 2017 ("Segundo Período de Fiscalização"). Após a finalização do segundo período de fiscalização, os valores de Ceron e Eletroacre, quando homologados, deverão ser incluídos no orçamento do fundo setorial CDE para pagamento.

O saldo líquido dos créditos de Direito de cedidos pela Amazonas Energia Distribuidora, de R\$ 1,9 bilhão, são equivalentes às glosas da CCC decorrentes dos critérios de eficiência econômica e energética, direito reconhecido pela Lei 13.299/2016, no montante histórico de R\$ 1.357.794.977,30 que deverá ser pago pelo Tesouro Nacional. A Eletrobras atualizou estes valores pela Selic até 31/12/2019.

Todos os valores ativados como créditos em Direito de Ressarcimento referente à créditos cedidos pela Amazonas Energia Distribuidora, e são equivalentes às glosas da CCC decorrentes dos critérios de eficiência econômica e energética, direito reconhecido pela Lei 13.299/2016, no montante de R\$ 1.357.794.977,30 (valor histórico) e que deverá ser pago pelo Tesouro Nacional. A Eletrobras atualizou estes valores pela Selic até 31/12/2019.

A Aneel ainda não concluiu os processos de fiscalização dos reembolsos da CCC referentes ao Primeiro e Segundo Período da Boa Vista Energia, também cedidos para a Eletrobras e registrados nas Demonstrações Financeiras.

Recebíveis de RBSE – Transmissão

Corresponde aos ativos correspondentes às instalações componentes da Rede Básica existentes em 31 de maio de 2000, não depreciados e que, portanto, são devidos às concessionárias que renovaram suas concessões à luz da Lei nº 12.783/2013. O ativo foi reconhecido considerando a interpretação da Portaria MME 120/2016 e a Nota Técnica da ANEEL nº 336/2016.

Em virtude do repasse dos custos da RBSE para os consumidores, a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia Livres – ABRACE, a Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro – ABIVIDRO, Associação Brasileira dos Produtores de Ferroligas e de Silício Metálico – ABRAFE, “Ação Abrafe”, entre outros, ingressaram com ação na Justiça, com pedido de liminar, contra a ANEEL e a União Federal, questionando as indenizações às transmissoras que renovaram antecipadamente as concessões em 2013.

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

Em cumprimento às decisões liminares, a ANEEL recalculou uma nova RAP para o ciclo tarifário 2017-2018, entre 1º de julho de 2017 e 30 de junho de 2018. No entanto, a exclusão da parcela objeto da liminar (a remuneração excedente ao WACC partir de janeiro de 2013 foi estendida a todos os usuários do sistema de transmissão e não apenas aos reclamantes, em razão da impraticabilidade alegada pela ANEEL de segregação dos componentes tarifários e da irreversibilidade dos efeitos provocados, segundo o Despacho nº 1.779 da ANEEL de 20 de junho de 2017.

Ocorre que, a partir de novembro de 2019, vem sendo proferidas sentenças nas ações que discutem a RBSE no sentido de julgar integralmente improcedente as ações interpostas e cassar as liminares concedidas, garantindo às transmissoras o pagamento integral do valor devido, incluindo a remuneração, motivo pelo qual estão sendo realizadas interações com a Aneel, capitaneadas pela ABRATE, no sentido de que os valores sejam recebidos pelas transmissoras a partir da próxima revisão tarifária. Vale dizer que ainda cabe recursos nas ações em comento.

Sob o ponto de vista contábil, com a adoção inicial do IFRS 09, o componente RBSE foi mensurado a valor justo por meio do resultado, ao longo dos exercícios de 2018 e 2019 e a Administração identificou que a mensuração utilizando marcação a mercado por NTN-B resultou em grande volatilidade no resultado devido às oscilações da taxa NTN-B, descolando da realidade econômica e financeira deste ativo e modelo de negócio no qual prevê a manutenção de recebimento dos fluxos de caixa deste ativo. Ao observar o descolamento da taxa NTN-B e valor realizável do cenário econômico regulatório deste ativo foi identificada a necessidade de adequação na mensuração do valor justo que substancialmente se reflete pela taxa de desconto considerada. Desta forma, a Companhia passou a considerar uma taxa de desconto próxima da regulatória para a mensuração deste ativo. Com a cassação da tutela antecipada, em novembro de 2019, em favor da ABRACE, a Companhia entende que os valores a serem pagos a título de RBSE deverão ser recalculados, a fim de incluir a parcela prevista no artigo 1º, parágrafo terceiro, da Portaria MME 120/2016, até então expurgado da Aneel da RAP que vem sendo recebida pela Companhia.

Diante deste cenário, a Eletrobras revisou o tema e alterou suas estimativas considerando o cenário jurídico e regulatório atual. O fluxo de caixa estimado considerando as premissas da Companhia, a seguir especificadas, segue abaixo demonstrado:

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
Parcela Financeira	3.373	3.373	3.373	3.373	3.373	1.686	18.550
Parcela Ke	-	1.260	2.519	2.519	2.519	1.260	10.078
Parcela Financeira total	3.373	4.632	5.892	5.892	5.892	2.946	28.627
	-	-	-	-	-	-	-
Parcela Econômica	2.982	2.982	2.982	1.907	833	417	12.102
	-	-	-	-	-	-	-
Total	6.354	7.614	8.874	7.800	6.725	3.363	40.730

Parcela financeira refere-se à parcela de remuneração (Ke) e depreciação não pagas desde a prorrogação das concessões, em 1º de janeiro de 2013 até 30 de junho de 2017.

Parcela econômica refere-se aos montantes dos ativos com valores residuais na prorrogação destas concessões.

Premissas:

- 1) Atualização da parcela remuneração “Ke” a partir de julho 2017 pelo WACC regulatório da transmissão e IPCA até a data de mensuração;
- 2) Taxa de desconto compatível com a remuneração regulatória; e
- 3) Prazo do “Ke” considerando o início do recebimento/amortização a partir do ciclo tarifário 21/22 – início do recebimento em junho de 2021 pelo prazo da Portaria 120, até junho de 2025.

Fluxo líquido de PIS/Cofins.

Abaixo, encontra-se os total de recebíveis entre 2017 e 2019:

	Furnas	Chesf	Eletronorte	Eletrosul	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2017	19.680	10.869	5.545	2.145	38.238
Ajuste adoção inicial IFRS 09	370	258	455	56	1.139
Atualizações - Receita Financeira	2.492	1.013	740	217	4.462
Ajuste de mensuração	-816	6	-125	13	-921
(Recebimento)	-3.402	-1.856	-965	-418	-6.640
Saldo em 31 de dezembro de 2018	18.325	10.289	5.650	2.014	36.278
Saldo em 31 de dezembro de 2018	18.325	10.289	5.650	2.014	36.278
Atualizações - Receita Financeira	2.242	791	830	209	4.073
Ajuste de mensuração	222	485	-339	0	368
(Recebimento)	-3.280	-1.830	-979	-342	-6.430
Saldo em 31 de dezembro de 2019	17.509	9.736	5.163	1.880	34.288
Ativo Circulante	3.642	1.726	1.052	201	6.620
Ativo Não Circulante	13.867	8.010	4.111	1.679	27.668

I.4. INVESTIMENTOS

TABELA 28: INVESTIMENTOS POR SEGMENTO

(R\$ milhões)

Investimento (Corporativo + Parcerias)	Orçado 2019	% 2019	Realizado 2019
Geração	2.827	72%	2.049
Implantação Corporativa	977	72%	703
Ampliação Corporativa	272	70%	190
Manutenção	925	53%	487
Expansão SPEs	654	102%	669
Transmissão	2.516	42%	1.068
Implantação Corporativa	12	24%	3
Ampliação e Reforços e Melhorias	1.399	49%	691
Manutenção	735	28%	203
Expansão SPEs	369	46%	171
Outros⁽¹⁾	362	58%	211
Total	5.705	58%	3.328

(1) Outros: Pesquisa, Infraestrutura, Qualidade Ambiental

(2) * Para maiores detalhes dos investimentos, por controlada ou por projeto, vide anexo 3 a este Informe aos Investidores

Geração – Destaca-se o investimento de R\$ 650 milhões na usina nuclear de Angra III, para a manutenção de atividades essenciais necessárias para preservação das obras civis, dos equipamentos já instalados no canteiro de obras e dos equipamentos estocados nos almoxarifados da Eletronuclear. Houve, por outro lado, o cancelamento dos contratos de montagem eletromecânica; suspensão de contrato de obras civis, suspensão temporária dos contratos frustrando a realização em aproximadamente 27%.

Outro destaque é a finalização do *overhaul* da usina de Candiota, onde foram liberados R\$216 milhões, correspondendo a 72% do total orçado no Plano de Negócios para esta usina. O parque eólico de Casa Nova, da controlada Chesf, enfrentou problemas com vandalismo e com fornecedores o que acabou tendo reflexos negativos na retomada da obra resultando em uma realização de R\$ 31 milhões no período, 41% do orçamento.

Foram investidos ainda R\$ 265 milhões na UHE Sinop; R\$ 138 milhões na SPE ESBR, responsável pela UHE Jirau; R\$ 126 milhões nos Complexos Eólicos Pindaí, que teve a entrada em operação de 35 dos 55 aerogeradores. Os projetos em parcerias representaram 80% dos investimentos realizados por meio de SPEs, em 2019.

Transmissão – As aplicações em Ampliação e em Reforços e Melhorias corresponderam 77% do Investimento Corporativo. As frustrações deram-se, principalmente, por problemas com obtenção de licenças ambientais, atrasos e ausência de autorizações da Aneel. No que tange às SPEs, destacam-se os investimentos de R\$ 130 milhões nas SPEs Mata de Santa Genebra e de R\$ 34 milhões na Transmissora Delmiro Gouveia, com a compra, pela Chesf, de 27,69% do capital, assumindo assim o controle da empresa. A Transnorte Energia deixou de investir R\$ 329 milhões

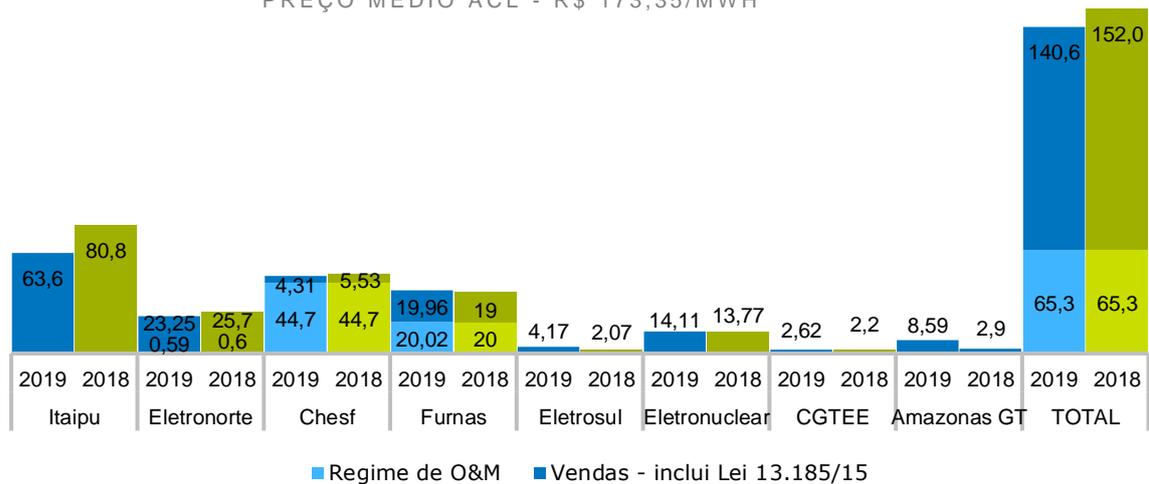
devido a não retomada das obras em função da ausência de licença de instalação do empreendimento que está em tratativas entre a SPE, Funai e Ibama.

I.5. COMERCIALIZAÇÃO

I.5.1. ENERGIA VENDIDA EM 2019 – GERADORAS – TWH

Em termos de evolução do mercado de energia, as Empresas Eletrobras, em 2019, venderam 141 TWh de energia, contra 152 TWh negociados no mesmo período do ano anterior, o que representa uma redução de 7,4%. Esses volumes incluem as energias vendidas das usinas sob o regime de cotas, renovadas pela Lei 12.783/2013, bem como pelas usinas sob regime de exploração (ACL e ACR).

PREÇO MÉDIO ACR - R\$ 288,08/MWH
 PREÇO MÉDIO ACL - R\$ 173,35/MWH



I.5.2. BALANÇO ENERGÉTICO

Empresa	Contrato/Leilão	Tipo de Contrato	2020	2021	2022	2023	2024	Preço Atualizado R\$/MWh
Lastro			9.275	9.198	9.198	9.167	7.387	
	Recursos Próprios		8.282	8.285	8.285	8.285	6.614	
	Compra de Energia		993	913	913	882	773	
Vendas			5.991	5.256	4.800	4.657	4.347	
Empresas Eletrobras	Contratos Bilaterais - ACL		3.761	3.161	2.705	2.568	2.259	
Amazonas GT	CBR - OC 87495/2013 (Amazonas D)	Q	126	126	126	126	126	324,21
Amazonas GT	CCVEs (Amazonas D)	Q	305	305	305	305	305	770,97
Amazonas GT	CCVEs (Amazonas D - Sist. Isolados)	Q	8	8	8	8	8	1.334,80
Amazonas GT	20º Leilão de Energia Nova	D	484	484	484	484	484	232,39
Amazonas GT	CBR - OC 87497/2013 (Amazonas D)	D	145	145	145	145	145	232,39
CGTEE	1º Leilão de Energia Nova	D	227	227	227	227	227	247,31
Chesf	18º Leilão de Energia Nova	D	13	13	13	13	13	172,56
Eletronorte	18º Leilão de Energia Existente	Q	141	0	0	0	0	175,00
Eletronorte	22º Leilão de Energia Existente	Q	0	6	6	0	0	167,31
Eletrosul	1º Leilão de Energia Nova	Q	37	37	37	37	37	228,30
Eletrosul	3º Leilão de Energia Nova	Q	94	94	94	94	94	222,58
Eletrosul	5º Leilão de Energia Nova	Q	36	36	36	36	36	239,50
Eletrosul	2º Leilão de Energia de Reserva	Q	33	33	33	33	33	222,68
Eletrosul	17º Leilão de Energia Nova	D	13	13	13	13	13	172,85
Furnas	1º Leilão de Energia Nova	Q	322	322	322	322	322	232,70
Furnas	5º Leilão de Energia Nova	D	246	246	246	246	246	117,02
Preço Médio de Venda			214,39	216,00	218,27	219,36	222,86	
Preço Médio de Compra			222,17	227,09	227,09	229,12	230,21	
Saldo (Lastro – Vendas)			3.284	3.942	4.398	4.510	3.040	
Sistemas de Cotas (MWmed)			2020	2021	2022	2023	2024	
Cotas de Garantia Física de Usinas Hidrelétricas			7.451	7.451	7.451	7.451	7.451	
Cotas de Energia Nuclear			1.573	1.573	1.573	1.573	1.573	

Observações:

(Q) Quantidade; (D) Disponibilidade - Considera contratos celebrados até 31/12/2019

Para as usinas com contrato por disponibilidade, esse preço não representa o ICB, mas sim o equivalente à Receita Fixa Anual dividida pelo montante de energia contratado.

Recursos: para os contratos de disponibilidade é igual ao volume contratado. Para os contratos de quantidade das usinas hidrelétricas é o valor estimado da Garantia Física Sazonalizada abatida das perdas estimadas e consumo próprio.

Valores de Garantia Física Sazonalizada de 2020 replicados para os demais anos.

Não estão consideradas possíveis alterações nos montantes de garantia física das usinas hidrelétricas em decorrência de uma revisão desses valores, prevista para 2023 conforme legislação vigente.

Considera o fim dos contratos da UHEs Mascarenhas de Moraes, em jan/2024, e da UHE Tucuruí, em ago/2024 (não está sendo considerada a renovação da concessão sob regime de cotas - ainda em definição).

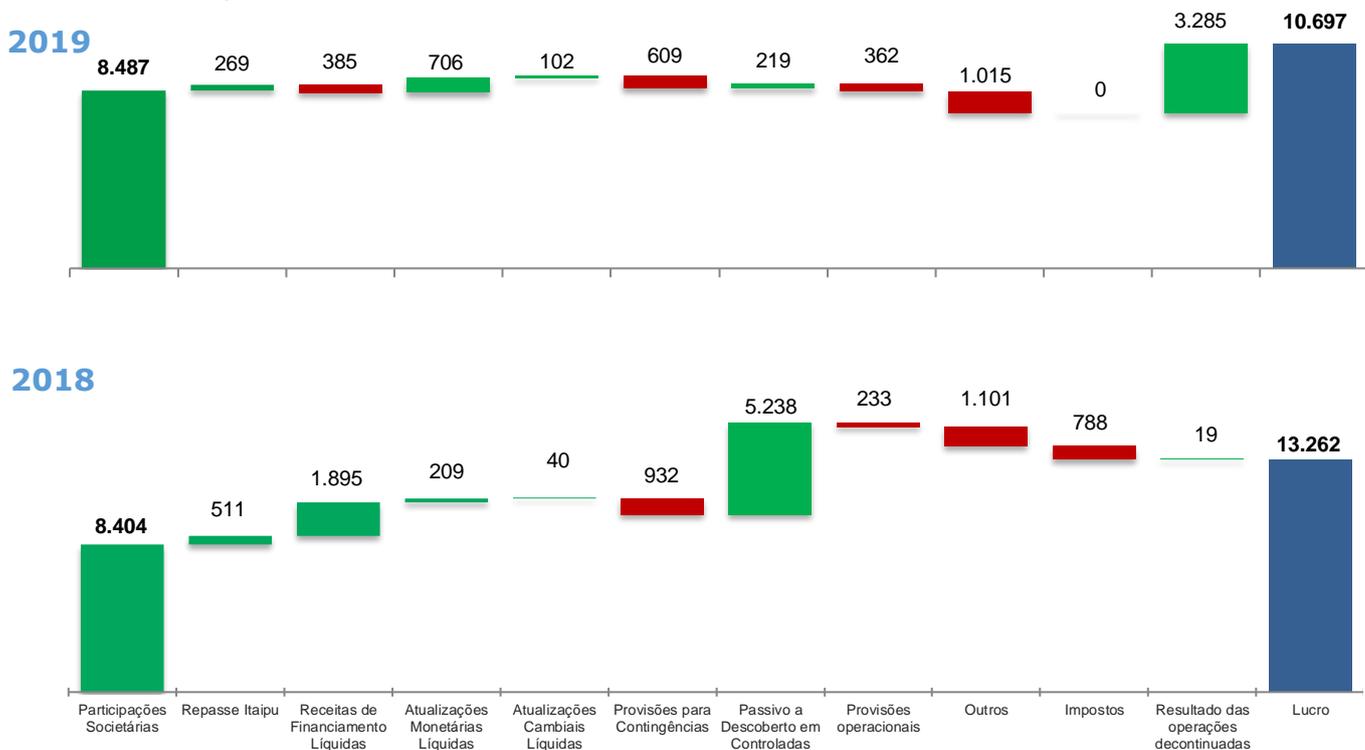
II | Análise do Resultado da Controladora

No 4T19, a Eletrobras Holding apresentou lucro líquido de R\$ 3.084 milhões, uma redução de 77% em comparação ao lucro líquido de R\$ 13.703 milhões no 4T18.

Em 2019, a Eletrobras Holding apresentou lucro líquido de R\$ 10.697 milhões, uma redução de 19% em comparação ao lucro líquido de R\$ 13.262 milhões registrado em 2018.

Esse resultado do 2019 foi decisivamente influenciado por: (i) lucro de Operações descontinuadas no montante de R\$ 3.285 milhões, devido à privatização das empresas distribuidoras iniciada em 2018 e concluída até 2T19, com a transferência da Amazonas D e Ceal, (ii) Resultado de Participações Societárias, de R\$ 8.487 milhões, influenciado, principalmente pelo resultado das empresas controladas; parcialmente compensado por (iii) Provisões para contingências judiciais, no montante de (R\$ 609 milhões), decorrente, principalmente, das provisões relativas aos processos judiciais de empréstimo compulsório no montante de (R\$ 775 milhões). O gráfico a seguir apresenta um comparativo do resultado da Eletrobras holding entre 2018 e 2019.

EVOLUÇÃO DO RESULTADO - R\$ MILHÕES



Nota: A análise dos resultados de cada subsidiária encontra-se no anexo.

II.1 PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS DA CONTROLADORA

No 4T19, o resultado de Participações Societárias impactou de forma positiva o resultado da Companhia em R\$ 3.287 milhões, decorrente principalmente do resultado de Equivalência Patrimonial dos investimentos em controladas, no 4T18 o resultado foi de R\$ 5.558 milhões.

Em 2019, o resultado de Participações Societárias impactou de forma positiva o resultado da Companhia em R\$ 8.487 milhões, em 2018 o resultado foi de R\$ 8.404 milhões.

II.2 PROVISÕES OPERACIONAIS DA CONTROLADORA

No 4T19, as Provisões Operacionais impactaram de forma positiva o resultado da Controladora em R\$ 1.106 milhões, frente à provisão de R\$ 6.325 milhões no 4T18. A constituição do 4T19 é explicada, principalmente, (i) pela reversão de provisão relativa ao passivo a descoberto no valor de R\$ 408 milhões no 4T19 e de R\$ 5.338 no 4T18; e (ii) pela reversão de provisão relativa a créditos de CCC cedidos pela Amazonas Energia Distribuidora no processo de privatização no montante de R\$ 1.676 milhões que foi reclassificada para operações descontinuadas no 4T19, sem correspondente no 4T18.

Em 2019, as Provisões Operacionais impactaram de forma negativa o resultado da Controladora em R\$ 752 milhões, frente a reversão de provisão de R\$ 4.074 milhões em 2018. Essa constituição é explicada, principalmente pela constituição de empréstimo compulsório no valor de R\$ 775 milhões em 2019 e de R\$ 1.319 milhões em 2018, (ii) pela Provisão para Liquidação de Créditos Duvidosos (PCLD) no montante de R\$356 milhões em 2019 frente a uma reversão de R\$ 81 milhões em 2018; e (iii) Esse movimento foi parcialmente contrabalançado pela reversão de provisão relativa ao passivo a descoberto no valor de R\$ 219 milhões em 2019 e de R\$ 5.238 em 2018.

TABELA 30: PROVISÕES OPERACIONAIS (R\$ MILHÕES)

Provisões Operacionais	Controladora			
	2019	2018 (Reclassificado)	4T19	4T18 (Reclassificado)
Garantias	101	-38	12	20
Contingências	-609	-932	-327	952
PCLD - Consumidores e Revendedores	0	0	0	0
PCLD - Financiamentos e Empréstimos	-356	81	-552	98
Passivo a descoberto em Controladas	219	5.238	408	5.338
Contratos Onerosos	0	0	0	0
Perdas em Investimentos	7	-40	-6	276
Provisão para perdas em investimentos classificados como mantidos para venda	0	-276	0	-276
<i>Impairment</i>	0	0	0	0
Provisão ANEEL – CCC	0	0	1.676	0
TFRH	0	0	0	0
Outras	-114	40	-106	-82
	-752	4.074	1.106	6.325

TABELA 31 MUTAÇÃO PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO CONTROLADORA

MUTAÇÃO PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO – CONTROLADORA	Saldo em 31/12/2018	Outros Resultados Abrangentes	Equivalência Patrimonial	Capitalização de AFAC	Transferência para Investimento	Saldo em 31/12/2019
CGTEE	3.546	8	787	-4.674	334	0
Amazonas GT	338	1	-219	0	0	119
TOTAL PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO	3.884	9	568	-4.674	334	119

II.3 RESULTADO FINANCEIRO DA CONTROLADORA

No 4T19, o Resultado Financeiro impactou de forma positiva o resultado da Controladora em R\$526 milhões em relação aos R\$ 203 milhões do 4T18, influenciado pela atualização da SELIC incidente sobre processos judiciais de empréstimo compulsório no valor de R\$ 108 milhões no 4T19 e de R\$ 426 milhões no 4T18.

Em 2019, o Resultado Financeiro impactou de forma positiva o resultado da Controladora em R\$423 milhões, apresentando uma redução em relação ao resultado financeiro positivo de 2018 de R\$2.144 milhões, conforme demonstrado a seguir:

TABELA 31: RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MILHÕES)

RESULTADO FINANCEIRO	2019	2018	4T19	4T18
Receitas Financeiras				
Receitas de juros, comissões e taxas	2.122	3.672	489	594
Receita de aplicações financeiras	435	437	67	29
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	2	7	0	0
Atualizações monetárias	706	209	460	18
Variações cambiais	102	40	-59	-1
Outras receitas financeiras	343	191	-144	41
Despesas Financeiras				
Encargos de dívidas	-2.041	-1.533	-450	-344
Encargos de arrendamento mercantil	-6	0	-1	0
Encargos sobre recursos de acionistas	-231	-234	-50	-59
Outras despesas financeiras	-1.009	-646	214	-75
	423	2.144	526	203

III. Informações Gerais



(1) O quantitativo de SPEs está levando em consideração as participações diretas e indiretas em SPE, e desconsiderando as SPEs que participam em mais de uma Empresa Eletrobras, diferentemente dos quantitativos considerados nos quadros de cada empresa. Neste total, estão incluídas 02 SPEs no exterior. Das 136 SPEs nacionais e internacionais, 40 estão em processo de desinvestimento; uma SPE em processo de venda a partir do Leilão nº 01/2018; 39 SPEs em processo competitivo de alienação durante o ano de 2019.

CAPITAL SOCIAL

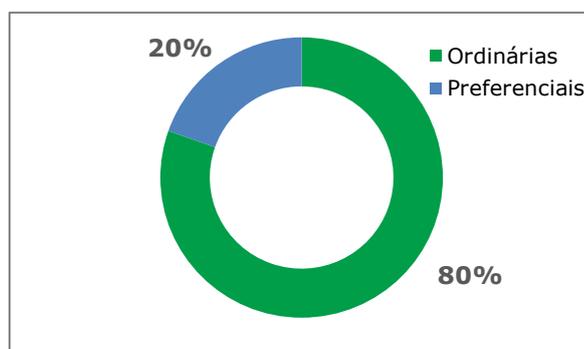
ESTRUTURAL DO CAPITAL SOCIAL

O capital social da Eletrobras, em 31 de dezembro de 2019, totalizava R\$ 31.305 bilhões, representado por 1.352.634.100 ações, sendo 1.087.050.297 ações ordinárias e 265.436.883 ações preferenciais.

Em 14 de novembro de 2019, foi aprovada via Assembleia de Acionista (175ª AGE) a operação de aumento de capital, com a emissão de novas ações ordinárias e preferenciais classe “B”, no montante mínimo de R\$ 4.054.016.419,37 subscrito e integralizado pelo acionista controlador, União Federal, mediante a capitalização de créditos detidos contra a Companhia decorrentes de Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital (“AFAC”). A 177ª AGE, realizada em 17 de fevereiro de 2020, homologou o aumento de capital social, no montante total de R\$ 7.751.940.082,78, mediante a emissão de 201.792.299 novas ações ordinárias e 14.504.511 novas ações preferenciais classe “B”. Dessa forma, a partir de fevereiro de 2020 o capital social da Eletrobras passa a ser de R\$ 39.057.271.546,52, divididos em 1.288.842.596 ações ordinárias, 146.920 ações preferenciais de classe “A” e 279.941.394 ações preferenciais de classe “B”.

TABELA 32: ESTRUTURA DO CAPITAL SOCIAL

Acionistas	Ordinárias		Pref. Classe “A”		Pref. Classe “B”		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
União Federal	554.395.652	51%	0	0%	892	0%	554.396.544	41%
BNDESpar	141.757.951	13%	0	0%	18.691.102	7%	160.449.053	12%
BNDES	74.545.264	7%	0	0%	18.262.671	7%	92.807.935	7%
FND	45.621.589	4%	0	0%	0	0%	45.621.589	3%
FGHAB	1.000.000	0%	0	0%	0	0%	1.000.000	0%
Free Float	269.729.841	25%	146.920	100%	226.021.418	85%	495.898.179	37%
Total	1.087.050.297	100%	146.920	100%	265.436.883	100%	1.352.634.100	100%



ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DOS ATIVOS

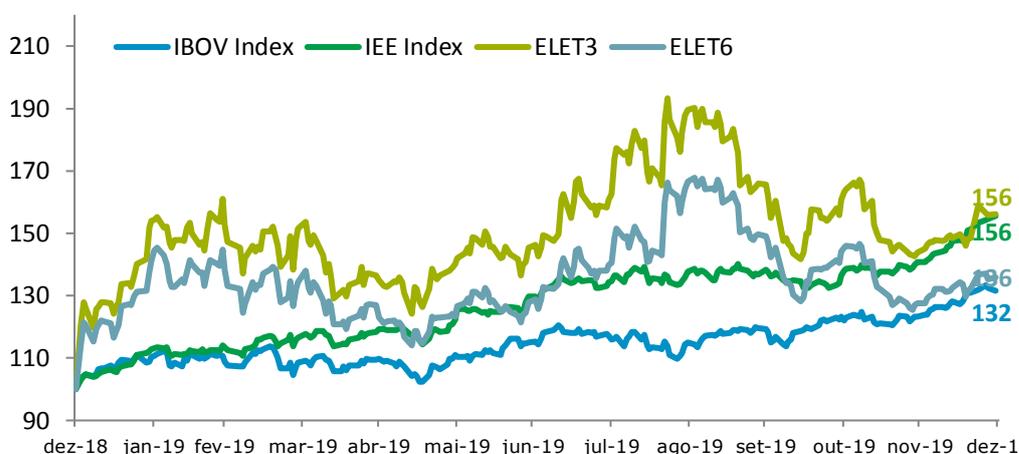
AÇÕES

TABELA 33: B3, ELET3 E ELET6

Preço e Volume	(R\$) ELET3 (Ações ON)	(R\$) ELET6 (Ações PN)	(pts.) IBOV (Índice)	(pts.) IEE (Índice)
Cotação de Fechamento em 31/12/2019	37,80	38,24	115645	76627
Máxima no trimestre	40,50	41,46	117203	76627
Média no trimestre	36,80	38,10	108130	68921
Mínima no trimestre	34,34	35,31	99981	65271
Varição no 4T19	-5,9%	-9,0%	10,4%	12,5%
Varição nos últimos 12 meses	56,0%	35,7%	31,6%	55,5%
Volume Médio Diário Negociado 4T19 (milhões de ações)	4,6	2,4	-	-
Volume Médio Diário Negociado 4T19 (R\$ milhões)	169,7	90,5	-	-
Lucro Líquido por Ação no Trimestre (R\$)	2,31	2,31	-	-
Valor Patrimonial por Ação (R\$)	53,16	53,16	-	-
Preço/Lucro (P/E) ⁽¹⁾	16,39	16,58	-	-
Preço/Patrimônio Líquido (P/B) ⁽²⁾	0,71	0,72	-	-

- (1) Preço de fechamento das ações preferenciais e ordinárias no fim do período / Lucro Líquido por ação. Para o cálculo, foi considerado o lucro líquido acumulado dos últimos 12 meses;
- (2) Preço de fechamento das ações preferenciais e ordinárias no fim do período / Valor Patrimonial por ação no fim do período.

EVOLUÇÃO DAS AÇÕES NEGOCIADAS NA B3



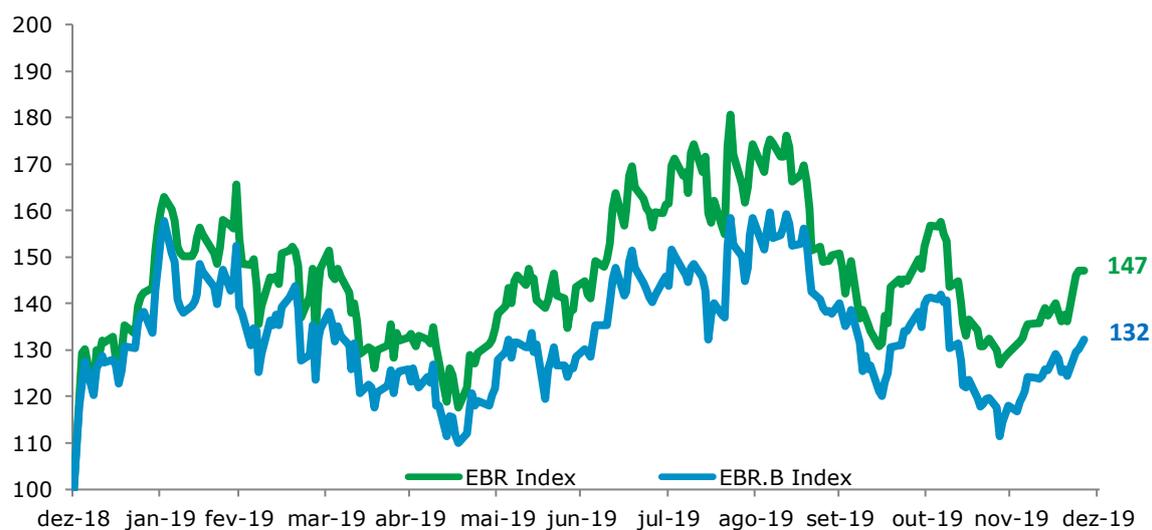
Fonte: AE Broadcast
Número índice 31/12/2018 = 100 e valores ex-dividendo.

PROGRAMAS DE ADR

TABELA 34: NYSE, EBRN E EBRB

Preço e Volume	(US\$) NYSE EBRN	(US\$) NYSE EBRB
Cotação de Fechamento em 31/12/2019	9,32	9,48
Máxima no trimestre	10,00	10,19
Média no trimestre	8,91	9,19
Mínima no trimestre	8,06	8,00
Varição no 4T19	-2,7%	-5,7%
Varição nos últimos 12 meses	46,8%	32,0%
Volume Médio Diário Negociado 4T19 (milhares de ações)	298,1	27,2
Volume Médio Diário Negociado 4T19 (milhões US\$)	2,6	0,2

EVOLUÇÃO DAS AÇÕES NEGOCIADAS NA ADR



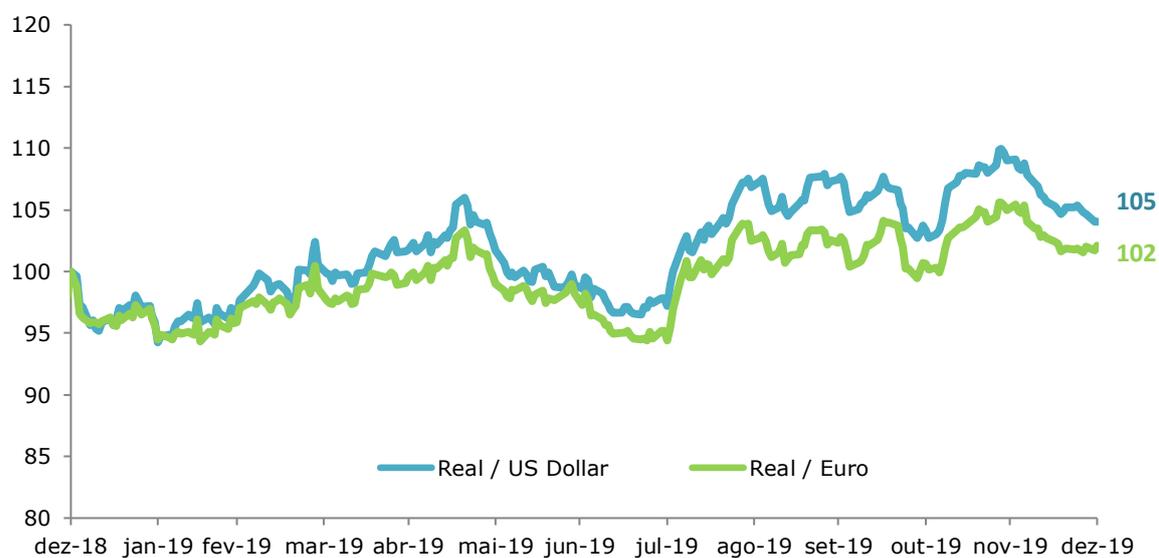
Fonte: AE Broadcast
Número índice 31/12/2018 = 100

LATIBEX - BOLSA DE MADRI

TABELA 35: LATIBEX, XELTO E XELTB

Preço e Volume	(€) LATIBEX XELTO	(€) LATIBEX XELTB
Cotação de Fechamento em 31/12/2019	8,35	7,70
Máxima no trimestre	9,15	8,00
Média no trimestre	8,05	7,85
Mínima no trimestre	7,50	7,70
Variação no 4T19	-9,7%	-26,0%
Variação nos últimos 12 meses	46,5%	29,4%
Volume Médio Diário Negociado 4T19 (milhares de ações)	0,8	0,3
Volume Médio Diário Negociado 4T19 (milhares de Euros)	6,3	2,2

EVOLUÇÃO DAS MOEDAS ESTRANGEIRAS



Número índice 31/12/2018 = 100.

Fonte: Banco Central

Nº DE EMPREGADOS

CONTROLADORA

TABELA 36: EMPREGADOS POR TEMPO DE TRABALHO

Tempo de trabalho na empresa (anos)	1T19	2T19	3T19	4T19
Até 5	21	20	21	25
6 a 10	356	330	304	291
11 a 15	211	183	191	191
16 a 20	58	106	121	128
21 a 25	14	12	12	13
mais de 25	114	96	95	91
Total	774	747	744	739

TABELA 37: EMPREGADOS POR ESTADO DA FEDERAÇÃO

Estado da Federação	1T19	2T19	3T19	4T19
Rio de Janeiro	752	726	723	719
São Paulo	1	1	1	1
Brasília	21	20	20	19
Total	774	747	744	739

MÃO-DE-OBRA CONTRATADA / TERCEIRIZADA

TABELA 38: MÃO-DE-OBRA CONTRATADA/ TERCEIRIZADA

1T19	2T19	3T19	4T19
0	0	0	0

ÍNDICE DE ROTATIVIDADE (HOLDING)

TABELA 39: ÍNDICE DE ROTATIVIDADE HOLDING COM PDC

1T19	2T19	3T19	4T19
2,0%	2,0%	2,6%	5,97%

BALANÇO PATRIMONIAL (R\$ MIL)

Ativo	Controladora		Consolidado	
	31.12.19	31.12.18	31.12.19	31.12.18
CIRCULANTE				
Caixa e equivalente de caixa	18.202	47.400	335.307	583.352
Caixa restrito	3.227.536	1.560.088	3.227.536	1.560.088
Títulos e valores mobiliários	6.787.137	4.034.242	10.426.370	6.408.104
Clientes	468.429	379.649	5.281.333	4.079.221
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	0	0	5.927.964	6.013.891
Financiamentos e empréstimos	5.120.734	8.257.761	3.473.393	3.903.084
Ativo contratual transmissão	0	0	1.116.009	1.302.959
Remuneração de participações societárias	3.592.503	2.474.558	299.899	219.895
Tributos a recuperar	807.150	488.591	1.474.662	1.216.261
Imposto de Renda e Contribuição Social	309.033	817.417	2.382.899	2.420.165
Direito de ressarcimento	0	0	48.458	454.139
Almoxarifado	272	274	471.824	380.292
Estoque de combustível nuclear	0	0	538.827	510.638
Instrumentos financeiros derivativos	138	2.195	140.543	182.760
Risco Hidrológico	0	0	13.590	81.301
Créditos com controladas - CCD	0	2.406.622	0	0
Outros	1.444.837	1.296.560	2.016.330	2.104.904
	21.775.971	21.765.357	37.174.944	31.421.054
Ativos mantidos para venda	1.546.250	5.282.624	3.543.519	15.424.359
	23.322.221	27.047.981	40.718.463	46.845.413
NÃO CIRCULANTE				
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO				
Direito de ressarcimento	5.382.834	3.234.542	5.415.547	5.802.172
Financiamentos e empréstimos	18.282.460	20.518.018	10.803.423	9.971.857
Clientes	0	0	285.351	8.413
Títulos e valores mobiliários	374.601	293.509	407.071	293.833
Estoque de combustível nuclear	0	0	840.550	828.410
Tributos a recuperar	0	0	420.370	265.805
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0	0	463.451	553.409
Cauções e depósitos vinculados	4.168.575	3.307.301	6.891.416	5.788.905
Ativo contratual transmissão	0	0	13.744.276	13.268.837
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	1.905.607	2.603.118	31.633.512	34.100.453
Instrumentos financeiros derivativos	0	0	151.315	188.262
Adiantamentos para futuro aumento de Capital	774.468	1.140.732	181.257	459.563
Risco Hidrológico	0	0	179.879	227.083
Fundo de descomissionamento	1.222.393	897.847	1.222.393	897.847
Outros	1.350.913	1.470.295	1.024.607	706.556
	33.461.851	33.465.362	73.664.418	73.361.405
INVESTIMENTOS	75.637.776	71.871.802	29.112.919	27.983.348
IMOBILIZADO	255.947	198.711	33.315.874	32.370.392
INTANGÍVEL	19.518	13.386	655.041	649.650
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	109.375.092	105.549.261	136.748.252	134.364.795
TOTAL DO ATIVO	132.697.313	132.597.242	177.466.715	181.210.208

(R\$ MIL)

Passivo e Patrimônio Líquido	Controladora		Consolidado	
	31.12.19	31.12.18	31.12.19	31.12.18
CIRCULANTE				
Financiamentos e empréstimos	5.759.164	7.031.515	7.636.633	12.066.912
Debêntures	33.159	0	78.527	36.073
Empréstimo compulsório	15.156	15.659	15.156	15.659
Fornecedores	494.133	569.218	3.095.469	3.360.550
Adiantamento de clientes	614.171	357.275	683.602	421.002
Tributos a recolher	201.516	166.523	1.575.658	1.277.051
Imposto de Renda e Contribuição Social	0	917.734	2.532.732	2.953.072
Contratos onerosos	0	0	3.913	9.436
Remuneração aos acionistas	2.559.429	1.257.502	2.575.216	1.305.633
Passivo financeiro - Concessões e Itaipu	703.114	799.401	0	0
Obrigações estimadas	147.106	164.083	1.331.257	1.395.985
Obrigações de Ressarcimento	1.796.753	1.250.619	1.796.753	1.250.619
Benefício pós-emprego	14.875	29.336	161.773	164.160
Provisões para contingências	1.014.585	850.828	1.031.488	931.364
Encargos Setoriais	0	0	627.611	653.017
Arrendamento mercantil	7.574	0	219.484	152.122
Contas a pagar com controladas	0	2.866.810	0	0
Instrumentos financeiros derivativos	683	928	683	962
Outros	89.553	66.887	579.394	235.387
	13.450.971	16.344.318	23.945.349	26.229.004
Passivos associados a ativos mantidos para venda	0	11.127.717	1.692.708	10.294.967
	13.450.971	27.472.035	25.638.057	36.523.971
NÃO CIRCULANTE				
Financiamentos e empréstimos	22.515.109	20.603.333	34.303.730	42.305.886
Fornecedores	0	0	18.143	16.555
Debêntures	5.011.069	0	5.880.751	432.155
Adiantamento de clientes	0	0	369.262	448.881
Empréstimo compulsório	470.600	477.459	470.600	477.459
Obrigações para desmobilização de ativos	0	0	3.129.379	2.620.128
Provisões para contingências	16.924.171	17.604.730	24.214.938	23.196.295
Benefício pós-emprego	822.512	1.196.286	4.353.406	2.894.949
Provisão para passivo a descoberto	119.223	3.883.600	0	0
Contratos onerosos	0	0	361.934	715.942
Arrendamento mercantil	55.928	0	987.705	823.993
Concessões a pagar - Uso do bem Público	0	0	68.555	64.144
Adiantamentos para futuro aumento de capital	50.246	3.873.412	50.246	3.873.412
Instrumentos financeiros derivativos	0	0	5.000	25.459
Encargos Setoriais	0	0	730.303	721.536
Tributos a recolher	0	0	239.959	248.582
Imposto de Renda e Contribuição Social	628.904	432.582	3.978.754	8.315.386
Outros	1.741.779	1.510.899	1.271.847	1.496.527
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	48.339.541	49.582.301	80.434.512	88.677.289
PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Capital social	31.305.331	31.305.331	31.305.331	31.305.331
Reservas de capital	13.867.170	13.867.170	13.867.170	13.867.170
Reservas de lucros	23.887.181	15.887.829	23.887.181	15.887.829
Adiantamentos para futuro aumento de capital	7.751.940	0	7.751.940	0
Outros resultados abrangentes acumulados	-5.904.821	-5.517.424	-5.904.821	-5.517.424
Participação de acionistas não controladores	0	0	487.345	466.042
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	70.906.801	55.542.906	71.394.146	56.008.948
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	132.697.313	132.597.242	177.466.715	181.210.208

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (R\$ MIL)

	Controladora		Consolidado	
	31.12.19	30.12.18	31.12.19	30.12.18
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	366.525	668.828	27.725.527	25.772.305
Custos Operacionais				
Energia comprada para revenda	-67.019	-226.879	-2.162.318	-1.559.533
Encargos sobre uso da rede elétrica	0	0	-1.593.223	-1.482.125
Construção	0	0	-915.117	-1.310.457
Combustível para produção de energia elétrica	0	0	-2.107.161	-1.184.948
RESULTADO BRUTO	299.506	441.949	20.947.708	20.235.242
Despesas Operacionais				
Pessoal, Material e Serviços	-802.460	-746.974	-8.278.287	-7.804.361
Depreciação	-13.386	-4.401	-1.707.138	-1.607.273
Amortização	0	0	-100.291	-94.716
Doações e contribuições	-117.058	-114.169	-156.166	-137.802
Provisões/Reversões operacionais	-752.160	4.073.549	-2.005.808	6.495.463
Achados da Investigação	0	0	0	0
Outras	-112.233	-165.967	-1.415.834	-1.166.254
	-1.797.297	3.042.038	-13.663.524	-4.314.943
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	-1.497.791	3.483.987	7.284.184	15.920.299
Resultado Financeiro				
Receitas Financeiras				
Receitas de juros, comissões e taxas	2.121.894	3.672.441	876.212	2.642.607
Receita de aplicações financeiras	434.807	437.178	763.016	686.179
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	2.306	6.826	252.112	248.407
Atualizações monetárias ativas	1.310.401	867.818	1.205.941	699.871
Variações cambiais ativas	2.608.820	4.235.847	2.662.259	4.150.664
Ajuste a valor justo	0	0	367.760	0
Atualização de ativo regulatório	0	0	0	0
Ganhos com derivativos	0	0	0	20.366
Outras receitas financeiras	343.069	190.977	532.054	623.725
Despesas Financeiras				
Encargos de dívidas	-2.040.736	-1.532.979	-3.247.747	-2.680.884
Encargos de arrendamento mercantil	-6.230	0	-340.819	-308.770
Encargos sobre recursos de acionistas	-230.850	-233.971	-271.130	-270.533
Atualizações monetárias passivas	-604.613	-658.718	-788.982	-800.789
Variações cambiais passivas	-2.506.625	-4.195.897	-2.627.251	-4.364.256
Ajuste a valor justo	0	0	0	-921.212
Perdas com derivativos	0	0	-56.613	-63.378
Outras despesas financeiras	-1.008.846	-645.944	-1.407.838	-1.036.628
	423.397	2.143.578	-2.081.026	-1.374.631
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	-1.074.394	5.627.565	5.203.158	14.545.668
RESULTADO DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	8.486.543	8.403.854	1.140.733	1.384.850
OUTRAS RECEITAS E DESPESAS	0	0	24.715	0
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DOS TRIBUTOS	7.412.149	14.031.419	6.368.606	15.930.518
Imposto de Renda e Contribuição Social Correntes	0	-787.996	-2.664.975	-3.141.578
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	0	0	3.755.237	657.860
LUCRO LÍQUIDO DAS OPERAÇÕES CONTINUADAS	7.412.149	13.243.423	7.458.868	13.446.800
PARCELA ATRIBUÍDA AOS CONTROLADORES	7.412.149	13.243.423	7.412.149	13.243.423
PARCELA ATRIBUÍDA AOS NÃO CONTROLADORES	0	0	46.719	203.377
OPERAÇÃO DESCONTINUADA				
PREJUÍZO LÍQUIDO DE IMPOSTOS DA OPERAÇÃO DESCONTINUADA	3.284.975	18.955	3.284.975	-99.223
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	10.697.124	13.262.378	10.743.843	13.347.577

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA (R\$ MIL)

	Controladora		Consolidado	
	31.12.19	30.12.18	31.12.19	30.12.18
Atividades operacionais				
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	7.412.149	14.031.419	6.368.606	15.930.518
Ajustes para reconciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações:				
Depreciação e amortização	13.386	4.401	1.807.429	1.701.989
Variações monetárias líquidas	-705.788	-209.100	-416.959	100.918
Variações cambiais líquidas	-102.195	-39.950	-35.008	213.592
Encargos financeiros	-934.199	-2.472.986	1.853.083	13.523
Receita financeira - ativos de concessão	0	0	-793.239	-643.208
Receita de construção	0	0	-570.701	-712.711
Resultado da equivalência patrimonial	-8.486.543	-8.403.854	-1.140.733	-1.384.850
Resultado na alienação das participações societárias	0	0	-24.715	0
Receita RBSE	0	0	-4.072.993	-4.462.260
Provisão (reversão) para passivo a descoberto	-219.379	-5.238.406	0	0
Provisão (reversão) para créditos de liquidação duvidosa	356.202	-81.388	624.141	78.728
Provisão (reversão) para contingências	609.124	931.834	1.757.494	1.819.710
Provisão (reversão) para redução ao valor recuperável de ativos	0	-469	-121.581	-6.546.048
Provisão (reversão) contrato oneroso	0	0	-179.003	-1.353.849
Provisão (reversão) para perda com investimentos	-6.753	316.683	-334.100	213.246
Taxa de fiscalização sobre recursos hídricos - TFRH	0	0	0	-1.183.583
Provisão (reversão) Aneel - CCC	0	0	-53.063	0
Encargos da reserva global de reversão	859.271	333.524	859.271	333.524
Participação de acionistas não controladores	0	0	-70.772	-154.796
Encargos sobre recursos de acionistas	230.850	233.971	271.130	270.533
Instrumentos financeiros - derivativos	0	0	56.613	43.012
Outras	-96.748	-631.192	-960.683	146.405
	-8.482.772	15.256.932	-1.544.390	11.506.125
(Acréscimos)/decréscimos nos ativos operacionais				
Clientes	0	-20.441	-1.390.270	350.086
Títulos e valores mobiliários	-2.752.895	1.025.716	-4.050.412	578.652
Direito de ressarcimento	0	-4.641.852	792.306	-2.564.131
Almoxarifado	2	-62	-91.532	98.951
Estoque de combustível nuclear	0	0	-40.329	-42.888
Ativo financeiro - Itaipu e concessões de serviço público	601.224	232.797	601.224	232.797
Ativos mantidos para venda	2.751.082	-3.799.717	10.863.548	367.604
Risco Hidrológico	0	0	114.915	121.278
Créditos com controladas - CCD	2.406.622	-2.406.622	0	0
Outros	-701.462	-338.950	-2.157.090	-1.423.307
	2.304.573	-9.949.130	4.642.359	-2.280.957
Acréscimos/(decréscimos) nos passivos operacionais				
Fornecedores	-14.636	2.673	-203.044	-3.233.836
Adiantamento de clientes	79.676	0	5.762	-85.675
Arrendamento financeiro	22.504	0	-316.152	-101.705
Obrigações estimadas	12.632	26.512	-193.728	304.408
Obrigações de ressarcimento	0	0	0	-1.108.515
Encargos setoriais	0	0	-16.639	-52.050
Passivos associados a ativos mantidos para venda	-2.860.610	6.321.771	-8.602.259	3.497.047
Contas a pagar com controladas	-2.866.810	2.866.810	0	0
Outros	353.262	436.479	227.316	1.037.991
	-5.273.981	9.654.246	-9.098.744	257.666
Pagamento de encargos financeiros	-1.443.655	-1.100.319	-3.457.440	-2.992.595
Pagamento de encargos da reserva global de reversão	-193.179	-190.527	-193.179	-190.527

Recebimento de receita anual permitida	0	0	1.081.385	1.190.956
Recebimentos do ativo financeiro	0	0	6.430.231	6.655.402
Recebimento de encargos financeiros	1.753.617	1.440.339	1.114.465	736.601
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	-257.052	-189.274	-3.355.646	-2.236.737
Pagamento de refinanciamento de impostos e contribuições - principal	0	0	-29.242	-51.883
Recebimento de remuneração de investimentos em participações societárias	3.811.443	2.850.232	1.007.575	1.469.894
Pagamento de previdência complementar	-30.140	-24.084	-258.519	-282.966
Pagamento de contingências judiciais	-1.702.671	-922.860	-1.792.631	-1.086.695
Cauções e depósitos vinculados	-757.270	-210.019	-621.161	-709.106
Caixa líquido proveniente das (usados nas) atividades operacionais das operações continuadas	-2.858.939	133.089	293.670	4.903.446
Caixa líquido proveniente das (usados nas) atividades operacionais das operações descontinuadas	0	0	-379.997	-546.575
Caixa líquido proveniente das (usados nas) atividades operacionais	-2.858.939	133.089	-86.327	4.356.871
Atividades de financiamento				
Empréstimos e financiamentos obtidos / debentures obtidas	5.000.000	0	6.779.312	1.024.168
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	-9.712.469	-3.264.653	12.463.148	-6.374.321
Pagamento de remuneração aos acionistas	-1.219.194	-1.580	-1.183.146	-64.499
Recebimento de adiantamento para futuro aumento de capital	3.660.215	0	3.660.215	0
Pagamento de arrendamentos financeiros	-40.998	0	-547.226	0
Outros	0	0	-51.412	-149.148
Caixa líquido proveniente das (usado nas) atividades de financiamento das operações continuadas	-2.312.446	-3.266.233	-3.805.405	-5.563.800
Caixa líquido proveniente das (usado nas) atividades de financiamento das operações descontinuadas	0	0	414.724	549.046
Caixa líquido proveniente das (usado nas) atividades de financiamento	-2.312.446	-3.266.233	-3.390.681	-5.014.754
Atividades de investimento				
Concessão de empréstimos e financiamentos	-627.871	-655.535	-40.040	-189.512
Recebimento de empréstimos e financiamentos	5.744.256	3.208.355	4.904.413	2.403.651
Aquisição de ativo imobilizado	-197	-3.732	-1.954.652	-1.132.006
Aquisição de ativo intangível	-6.088	-11.152	-65.550	-129.039
Aquisição de ativos de concessão				
Aquisição/aporte de capital em participações societárias	-55.560	-154.234	-418.016	-1.065.501
Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	-897.644	0	-124.032	-151.005
Alienação de investimentos em participações societárias	985.292	635.515	1.017.292	714.841
Fluxo de caixa líquido na aquisição de investidas	0	0	0	0
Outros	0	0	-55.723	25
Caixa líquido proveniente das (usado nas) atividades de investimento das operações continuadas	5.142.187	3.019.217	3.263.691	451.454
Caixa líquido proveniente das (usado nas) atividades de investimento das operações descontinuadas	0	0	6.337	-30.146
Caixa líquido proveniente das (usado nas) atividades de investimento	5.142.187	3.019.217	3.270.028	421.308
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa	-29.198	-113.926	-206.981	-236.575
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício das operações continuadas	47.400	161.326	583.352	792.252
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício das operações continuadas	18.202	47.400	335.307	583.352
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa das operações descontinuadas	0	0	41.064	-27.675
	-29.198	-113.926	-206.981	-236.575