

Informe de Resultados 2019 e 4T2019

**COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA – CEEE-GT**

Data de publicação do 4º ITR: 30 de março de 2020.

Data de publicação do Informe de Resultados: 30 de março de 2020.

Diretor responsável pela informação:

Marco da Camino Ancona Lopez Soligo – Diretor Presidente.

Períodos analisados:

2019 x 2018

Em 30 de março de 2020, na cidade de Porto Alegre, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT divulgou o resultado do 4T2019 e o resultado do ano de 2019, estando as informações econômico-financeiras de acordo com a legislação e normas contábeis aplicadas. As comparações são realizadas com o ano de 2018 e 4T2018, bem como os valores são expressos em milhares de reais (mil R\$), salvo quando indicado de outra forma.

SUMÁRIO

DESTAQUES:	3
1. CONTEXTO OPERACIONAL	3
1.1 Composição Acionária	4
1.2 Estrutura Societária	4
1.3 Dados de Mercado	5
i) Geração	5
a) Comercialização de Energia	5
b) Resultados Regulatórios – Reajuste Tarifário (Ciclo 2019/2020)	5
ii) Transmissão	6
a) Resultados Regulatórios – Reajuste Tarifário (Ciclo 2019/2020)	6
2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	8
2.1 Demonstrativo do Resultado	8
2.1.1 Principais Variações nos Trimestres	8
a) Receita Operacional Líquida	8
b) Custos com energia elétrica	10
c) Custos e despesas (PMSO)	10
d) Demais Custos e Despesas Operacionais	12
e) Resultado de Equivalência Patrimonial	13
2.2 EBITDA	14
3. ENDIVIDAMENTO	16
3.1 Dívida	16
3.2 Cronograma de pagamento	16
4. FLUXO DE CAIXA INDIRETO	17

DESTAQUES:

Os principais destaques do resultado de 2019 ante o mesmo período do exercício anterior são:

- ✓ Em 2019, receita operacional líquida de R\$1,04 B, um aumento de R\$69,4 M na comparação com os R\$974,7 M de 2018;
- ✓ Em 2019, redução do custo com energia elétrica para R\$105,8 M de R\$176,0 M;
- ✓ Em 2019, EBITDA de R\$ 420,8 M, um aumento de R\$182,5 M na comparação com os R\$238,3 M de 2018;
- ✓ Em 2019, lucro líquido de R\$ 391,2 M, comparado a R\$173,4 M em 2018.

2019	2018	Δ R\$	Δ %	INDICADORES	4T2019	4T2018	Δ R\$	Δ %
3.223.463	3.199.555	23.908	0,7%	Energia Vendida (MWh)	819.994	814.119	5.875	0,7%
1.295.784	1.185.687	110.097	9,3%	Receita Operacional Bruta	295.487	323.207	(27.720)	-8,6%
1.044.171	974.734	69.438	7,1%	Receita Operacional Líquida	228.679	268.065	(39.386)	-14,7%
(105.817)	(176.037)	70.221	-28,4%	Custo com Energia Comprada	(28.369)	(28.331)	(38)	0,1%
420.778	238.297	182.481	76,6%	EBITDA	79.861	100.814	(20.953)	-20,8%
391.230	173.386	217.844	125,6%	Lucro Líquido	125.150	97.600	27.550	28,2%

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A CEEE-GT atua nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica através do contrato de concessão nº 025/2000 no segmento de geração, além dos contratos nº 055/2001 e nº 080/2002 no segmento de transmissão. A Companhia possui sob seu comando 15 usinas hidrelétricas e participações societárias que, juntas, somam a potência total de 1.253,7MW. No segmento de Transmissão, a CEEE-GT possui equipamentos sob sua concessão distribuídos em 74 Subestações, todas situadas no Estado do Rio Grande do Sul, com 172 transformadores que totalizam uma potência instalada de 10.595,8 MVA e outros 1.047 MVA oriundos de participação em outros investimentos. A Companhia opera 5.919 km de extensão de linhas de transmissão em tensões de 230 kV, 138 kV e 69 kV, que são suportadas por 15.113 estruturas, além de ter participação em outros 361 km de linhas de transmissão via outros empreendimentos.

1.1 Composição Acionária

A CEEE Geração e Transmissão é controlada pela CEEE-Par, *holding* do Grupo CEEE, sociedade de economia mista cujo acionista majoritário é o Governo do Estado do Rio Grande do Sul e tem entre seus investidores a Eletrobras, o maior grupo brasileiro de energia elétrica.

ACIONISTA	AÇÕES ORDINÁRIAS		AÇÕES PREFERENCIAIS		TOTAL	
	EEEL3 (ON)	Percentual	EEEL4 (PN)	Percentual	ON e PN	Percentual
CEEE-Par	6.380.821	67,05	1.087	0,66	6.381.908	65,92
ELETROBRAS	3.067.035	32,23	87.639	53,43	3.154.674	32,59
MUNICÍPIOS	34.917	0,37	53.561	32,66	88.478	0,91
CUSTÓDIA EM BOLSA - B3	33.528	0,35	20.622	12,57	54.150	0,56
OUTROS	431	0,00	1.105	0,68	1.536	0,02
TOTAL	9.516.732	100,00	164.014	100,00	9.680.746	100,00

Fonte: Itau Corretora de Valores S.A. - Serviço de Escrituração de Ações

Data base de dezembro de 2019. São 352 acionistas, sendo 126 pessoas físicas, 82 pessoas jurídicas, 132 prefeituras e 12 Estatais.

1.2 Estrutura Societária

A estrutura societária da CEEE-GT compreende as suas participações, conforme tabela a seguir:

Participação	Segmento	Status Empreendimento	Estado	Capacidade Instalada MW	Participação CEEE em MW	Participação CEEE %	Consolidação
Ceran - Cia Energética do Rio das Antas	Geração	Em Operação	Rio Grande do Sul	360	108	30,00	Equivalência Patrimonial
Chapecoense - UHE Foz do Chapecó	Geração	Em Operação	Rio Grande do Sul	855	77	9,00	Equivalência Patrimonial
Enercan - Campos Novos Energia	Geração	Em Operação	Santa Catarina	880	57	6,51	Equivalência Patrimonial
Jaguari Energética	Geração	Em Operação	Rio Grande do Sul	50	5	10,50	Equivalência Patrimonial
Palmares	Geração	Em Operação	Rio Grande do Sul	57,5	6	10,00	Equivalência Patrimonial
Ventos da Lagoa	Geração	Em Operação	Rio Grande do Sul	57,5	6	10,00	Equivalência Patrimonial
Ventos do Litoral	Geração	Em Operação	Rio Grande do Sul	57,5	6	10,00	Equivalência Patrimonial
Ventos do Sul	Geração	Em Operação	Rio Grande do Sul	150	15	10,00	Equivalência Patrimonial
Ventos dos Índios	Geração	Em Operação	Rio Grande do Sul	52,9	5	10,00	Equivalência Patrimonial
Ventos de Curupira	Geração	Em Construção	Rio Grande do Sul	23,1	23	99,99	Equivalência Patrimonial
Ventos de Povo Novo	Geração	Em Construção	Rio Grande do Sul	8,4	8	99,99	Equivalência Patrimonial
Ventos de Vera Cruz	Geração	Em Construção	Rio Grande do Sul	21	21	99,99	Equivalência Patrimonial
Total				2.573	338		

Participação	Segmento	Status Empreendimento	Estado	Extensão de Rede(Km)	Participação CEEE em KM de Rede	Participação CEEE %	Consolidação
TESB- Transmissora de Energia Sul Brasil	Transmissão	Em Construção	Rio Grande do Sul	102	94	92,63	Equivalência Patrimonial
TPAE - Transmissora Porto Alegrense de Energia Elétrica	Transmissão	Em Operação	Rio Grande do Sul	11,3	2	9,65	Equivalência Patrimonial
FOTE- Fronteira Oeste Transmissora de Energia	Transmissão	Em Construção	Santa Catarina	285	140	49,00	Equivalência Patrimonial
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia	Transmissão	Em Operação	Santa Catarina	487	239	49,00	Equivalência Patrimonial
ETAU- Empresa de Transmissão do Alto Uruguai	Transmissão	Em Operação	Santa Catarina	188	19	10,00	Equivalência Patrimonial
Total				1.073	494		

1.3 Dados de Mercado

i) Geração

a) Comercialização de Energia

Na comercialização de energia, a CEEE-GT, através de seu segmento de Geração, vendeu 3.223.463 MWh em 2019, ao preço médio de R\$120,05 MWh. No mesmo período do exercício anterior, a venda de energia foi de 3.199.555 MWh ao preço médio de R\$106,90 MWh. O preço médio de venda teve, portanto, aumento de 12,3%, oriundo de uma melhora no preço médio de venda nos contratos do ambiente livre e também no aumento da receita associada ao regime de Cotas, devido à incorporação dos efeitos do Custo de Melhorias da Gestão dos Ativos de Geração (GAG Melhorias) a partir de julho de 2018.

2019		2018		Venda de Energia Geração	4T2019		4T2018	
Montante MWh	Preço Médio (R\$/MWh)	Montante MWh	Preço Médio (R\$/MWh)		Montante MWh	Preço Médio (R\$/MWh)	Montante MWh	Preço Médio (R\$/MWh)
1.298.444	192,7	1.274.755	183,0	CCEALS	334.839	195,2	329.184	189,1
1.925.019	71,1	1.924.800	56,5	COTAS	485.155	71,7	484.935	69,1
3.223.463	120,1	3.199.555	106,9	TOTAL	819.994	122,2	814.119	117,7

Em 2019, a Companhia comprou 209.763 MWh de energia ao preço médio de R\$ 212,93 MWh, ante 300.601 MWh em 2018 ao preço médio de R\$ 253,10 MWh. A compra de energia no ano foi referente somente ao contrato existente com a Enercan, ao passo que em 2018 a companhia adquiriu energia também em negócios de curto prazo a um deságio em relação ao PLD, para quitar a dívida do GSF junto a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

2019		2018		Compra de Energia Geração	4T2019		4T2018	
Montante MWh	Preço Médio (R\$/MWh)	Montante MWh	Preço Médio (R\$/MWh)		Montante MWh	Preço Médio (R\$/MWh)	Montante MWh	Preço Médio (R\$/MWh)
209.763	212,9	300.601	253,1	CCEALS	54.580	218,3	85.969	197,6

b) Resultados Regulatórios – Reajuste Tarifário (Ciclo 2019/2020)

No segmento de Geração, a Companhia possui 15 usinas. Destas, duas Pequenas Centrais Hidrelétricas – a PCH Toca e a PCH Ivaí – não estão abarcadas no Contrato de Concessão nº 025/2000. Das 13 usinas abarcadas no contrato de concessão, 12 encontram-se vinculadas ao sistema de cotas, oriundo da Lei 12.783/2013, com receita regulada pela ANEEL a partir da RAG – Receita Anual de Geração. Os valores da RAG são homologados anualmente pela Agência, com vigência iniciando em julho do ano da homologação e encerrando ao final de junho do ano subsequente. A RAG contempla todos os custos regulatórios esperados para as usinas para o período de sua vigência, com destaque para os Custos Operacionais & de Manutenção (GAG O&M), referente aos custos anuais de operação e manutenção das usinas, e aos Custos

por Investimentos em Melhorias (GAG Melhorias), remuneração de todos os investimentos em melhorias necessários para a manutenção da qualidade e continuidade da prestação do serviço pelas hidrelétricas. Adicionalmente, fazem parte da RAG também o Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI), que contempla despesas esperadas para aluguéis, veículos e sistemas de informática, os Encargos de Uso e de Conexão aos Sistemas de Transmissão ou Distribuição e outros encargos, como P&D e a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica, além de eventuais Ajustes por Indisponibilidade Apurada ou pelo Desempenho Apurado (Ajl). Os valores anuais vigentes até 30/06/2020 para as usinas da CEEE-GT são apresentados na tabela a seguir.

Receita Homologada - R\$ Milhões	REH 2587/2019 (Ciclo: jul/19-jun/20)	REH 2421/2018 (Ciclo: jul/18-jun/19)	Δ R\$	Δ %
Bugres	4,2	4,0	0,3	6,8%
Canastra	11,1	10,6	0,4	4,1%
Capigui	2,1	2,1	0,0	1,2%
Ernestina	2,3	2,2	0,1	4,3%
Forquilha	0,7	0,7	0,0	3,6%
Guarita	1,0	1,1	-0,1	-8,7%
Herval	0,7	0,7	0,0	6,8%
Ijuzinho	0,7	0,7	0,0	3,5%
Jacuí	49,3	48,7	0,6	1,2%
Passo do Inferno	0,9	0,8	0,1	9,5%
Passo Real	44,5	42,8	1,8	4,2%
Santa Rosa	0,8	0,9	0,0	-5,5%
Total	118,4	115,2	3,2	2,8%

Fonte: Diretoria de Geração

A GAG O&M para o ciclo julho de 2018 a junho de 2019 totalizou R\$44,3 M e para o ciclo julho de 2019 a junho de 2020 totalizou R\$45,7 M, variação de 3,16%. A GAG Melhorias no mesmo período variou em 3,30%, saindo de R\$45,5 M no ciclo julho de 2018 a junho de 2019 e chegando a R\$47,0 M no de julho de 2019 a junho de 2020.

ii) Transmissão

a) Resultados Regulatórios – Reajuste Tarifário (Ciclo 2019/2020)

No segmento de Transmissão, a Receita Anual Permitida (RAP) da CEEE-GT é oriunda dos Contratos de Concessão nº 055/2001 e nº 080/2002. Os valores tomam por base a publicação da Resolução Homologatória REH 2.565, de 25 de junho de 2019, a qual trouxe um incremento de 5,62% em comparação à REH nº 2.408 de 28 de junho de 2018.

A RAP é a remuneração que as transmissoras recebem pela prestação do serviço de transmissão de eletricidade a partir da entrada em operação comercial destas instalações, conforme previsto no contrato de concessão.

A Receita Anual Permitida é dividida em Rede Básica de Novas Instalações – RBNI, Rede Básica Sistema Existente – RBSE e Receita de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT).

A RBNI é referente às Novas Instalações da Transmissão, que entraram em operação a partir de janeiro de 2013. A RBSE diz respeito aos ativos não depreciados de maio de 2000 até o final de dezembro de 2012, definidos no Anexo da Resolução nº 166, de 31 de maio de 2000, convalidados pela Lei nº 12.783/13. Estes dois conjuntos de ativos geram a maior parcela da RAP, que remunera estes ativos.

A Receita de Conexão ao Sistema de Transmissão é a remuneração que a transmissora recebe dos usuários conectados nas Demais Instalações de Transmissão (DIT) pela prestação do serviço de transmissão.

O crescimento da receita é devido à variação do IPCA e à entrada em operação de projetos de reforços e melhorias. Ainda neste ciclo, foi verificado um menor valor da parcela de ajuste – mecanismo utilizado pela ANEEL para compensar o déficit ou superávit de arrecadação ocorrido no ciclo tarifário anterior.

Segue abaixo quadro resumo dos valores homologados para o último reajuste.

Receita Homologada - R\$ Milhões	REH 2565/2019	REH 2408/2018	Δ R\$	Δ %
Receita Anual Permitida Contrato 055/2001	676,8	619,9	56,9	9,2%
Receita de Uso	297,3	283,8	13,5	4,8%
Portaria RT 120/2016 (remuneração RBSE)	304,2	290,1	14,2	4,9%
Receita de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT	102,4	90,9	11,5	12,7%
Parcela de Ajuste 055/2001	-27,0	-44,8	17,8	-39,7%
Receita Anual Permitida Contrato 080/2002	24,4	24,8	-0,4	-1,5%
Receita de Uso	25,5	25,8	-0,4	-1,4%
Parcela de Ajuste 080/2002	-1,0	-1,0	0,0	2,0%
Receita Anual Permitida (total)	729,3	690,5	38,8	5,6%

Fonte: Diretoria de Transmissão

2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

2.1 Demonstrativo do Resultado

2019	2018	Δ R\$	Δ %	DEMONSTRATIVO DO RESULTADO	4T2019	4T2018	Δ R\$	Δ %
1.295.784	1.185.687	110.097	9,3%	Receita Operacional Bruta	295.487	323.207	(27.720)	-8,6%
(251.613)	(210.953)	(40.660)	19,3%	Deduções da Receita Operacional	(66.808)	(55.143)	(11.665)	21,2%
1.044.171	974.734	69.438	7,1%	Receita Operacional Líquida	228.679	268.065	(39.386)	-14,7%
(105.817)	(176.037)	70.220	-39,9%	Custo com Energia Elétrica	(28.411)	(28.331)	(80)	0,3%
(428.326)	(461.635)	33.309	-7,2%	Custo de Operação	(111.149)	(118.981)	7.832	-6,6%
510.028	337.062	172.965	51,3%	Lucro Operacional Bruto	89.119	120.753	(31.634)	-26,2%
(143.312)	(132.713)	(10.599)	8,0%	Despesas Operacionais	(30.223)	(31.243)	1.020	-3,3%
22.343	14.285	8.058	56,4%	Outras Receitas	6.937	5.148	1.788	34,7%
(2.129)	(4.598)	2.469	-53,7%	Outras Despesas	2.962	(398)	3.360	-844,3%
386.930	214.036	172.894	80,8%	Resultado do Serviço	68.795	94.260	(25.465)	-27,0%
33.847	24.260	9.587	39,5%	Depreciação e Amortização	11.066	6.554	4.512	68,8%
44.249	90.541	(46.292)	-51,1%	Resultado de Participações Societárias	(16.651)	10.443	(27.094)	-259,5%
420.778	238.297	182.481	76,6%	EBITDA	79.861	100.814	(20.953)	-20,8%
40,30%	24,45%	-	-	- Margem EBITDA	34,92%	37,61%	-	-
(31.085)	(81.974)	50.889	-62,1%	Receita/Despesa Financeira	11.288	10.282	1.006	9,8%
(8.864)	(49.217)	40.353	-82,0%	IR e CS	61.719	(17.385)	79.104	-455,0%
391.230	173.386	217.844	125,6%	Resultado Líquido do Período	125.150	97.600	27.550	28,2%

2.1.1 Principais Variações nos Trimestres

a) Receita Operacional Líquida

2019	2018	Δ R\$	Δ %		4T2019	4T2018	Δ R\$	Δ %
				Receita Bruta				
386.405	339.272	47.133	13,9%	Suprimento de Energia Elétrica	105.976	98.881	7.096	7,2%
875.696	841.369	34.327	4,1%	Disponibilização do Sistema de Transmissão	221.992	208.653	13.338	6,4%
(413.372)	(418.586)	5.214	-1,2%	Amortização Ativo Financeiro	(111.455)	(103.059)	(8.396)	8,1%
275.384	205.476	69.908	34,0%	Remuneração do Ativo Financeiro	53.760	53.945	(185)	-0,3%
95.095	100.139	(5.044)	-5,0%	Energia Elétrica de Curto Prazo	7.810	33.096	(25.286)	-76,4%
76.576	118.017	(41.441)	-35,1%	Receita de Construção	17.404	31.691	(14.287)	-45,1%
1.295.784	1.185.687	110.097	9,3%		295.487	323.207	(27.720)	-8,6%
				Deduções da Receita				
(803)	-	(803)	100,0%	ICMS/ISS	(345)	-	(345)	100,0%
(118.032)	(111.267)	(6.765)	6,1%	PASEP e COFINS	(29.561)	(28.416)	(1.144)	4,0%
(2.479)	(3.025)	546	-18,0%	Quota RGR	(402)	(837)	435	-52,0%
(15.929)	(12.781)	(3.148)	24,6%	Outros Encargos	(4.863)	(3.649)	(1.214)	33,3%
(74.300)	(48.320)	(25.979)	53,8%	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(22.314)	(12.791)	(9.522)	74,4%
(11.056)	(10.698)	(358)	3,3%	Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT / PEE	(2.641)	(2.820)	179	-6,4%
(3.202)	(3.087)	(116)	3,7%	Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica - TFSEE	(878)	(744)	(135)	18,1%
(25.812)	(21.775)	(4.037)	18,5%	Compensação Financeira Pela Utilização Recursos Hídricos - CFURH	(5.804)	(5.885)	81	-1,4%
(251.612)	(210.953)	(40.659)	19,3%		(66.808)	(55.143)	(11.665)	21,2%
1.044.171	974.734	69.438	7,1%	Receita Operacional Líquida	228.679	268.065	(39.386)	-14,7%

A Receita Operacional Líquida apresentou aumento de 7,1% no ano de 2019, atingindo R\$1,04 B, comparada aos R\$974,7 M de 2018. Já o montante apresentado no 4T2019 foi de R\$228,7 M, comparado aos R\$268,1 M do 4T2018, resultando numa variação negativa de 14,7%. Os principais destaques são:

- **Suprimento de Energia Elétrica:** aumento de 13,9% em 2019 e 7,2% no 4T2019, em decorrência da revisão tarifária da Geração conforme a Resolução Homologatória nº 2.421/2018, que trouxe como mudança a inclusão na composição dos custos investimentos em melhorias (GAG Melhorias), que representam uma receita adicional pré-determinada para execução dos investimentos necessários para manutenção da vida útil das instalações até o final do contrato de concessão. Além do acréscimo decorrente da última revisão tarifária ocorrida em 2018, o período também contempla o reflexo do reajuste tarifário do ciclo 2019/2020 conforme REH nº 2.587/2019, com vigência de 1º de julho de 2019 até 30 de junho de 2020. Para este último ciclo, o reajuste foi de 2,8%.
- **Disponibilização do Sistema de Transmissão:** aumento de 4,1% em 2019 vs.2018. No 4T2019 a variação foi de 6,4%. Estas variações são decorrentes do reajuste tarifário vigente e homologado pela REH nº 2565/2019. A Receita que remunera a disponibilização do Sistema de Transmissão é composta pela remuneração dos ativos (RBNI, RBSE e CCT), encargos setoriais (CDE e PROINFA) e pelos tributos federais (PIS/COFINS). Em virtude destas componentes, o registro contábil apura valores superiores à RAP regulatória aprovada pela ANEEL.

- **Remuneração do Ativo Financeiro:** variação de 34,0% em 2019, decorrente do incremento do ativo contratual pela entrada em operação de novas instalações, bem como pela aplicação do reajuste tarifário da RAP de Transmissão e da RAG de Geração aos fluxos de caixa estimados para atendimento à Norma Contábil CPC 47/IFRS 15. A receita de remuneração dos ativos é reconhecida pela taxa de retorno inerente aos mesmos, calculada através do fluxo futuro de recebimento de caixa e que remunera o investimento da infraestrutura de transmissão.

O saldo a receber em 31 de dezembro de 2019, pertinente ao Ativo Financeiro da Concessão (RBSE) é de R\$1.574,3 M e pertinente ao Ativo Contratual da Concessão (referente à infraestrutura vinculada ao Contrato de Concessão nº 080/2002 e ao Contrato de Concessão nº 055/2001 de Transmissão, e ao Contrato de Concessão nº 025/2000 de Geração) é de R\$947,6 milhões. A soma dos saldos do ativo financeiro e do ativo contratual da concessão, em 31 de dezembro de 2019 é de R\$2.521,9 M.

- **Energia Elétrica de Curto Prazo:** a receita associada à Energia Elétrica de Curto Prazo é influenciada por diversos fatores, mas principalmente pelo montante energético que a Companhia manteve descontratado em cada período, pelo Preço de Liquidação das Diferenças e pelo Fator de Ajuste do Mecanismo de realocação de Energia (MRE). A combinação mensal destas variáveis em 2019 gerou resultado 5,0% inferior ao verificado no exercício anterior, muito em função do maior volume de energia vendida em 2019 e conseqüentemente um menor volume liquidado no mercado de curto prazo. As diferenças são mais acentuadas na comparação do 4T2019, visto que neste período em 2018 eram realizadas operações de compra de energia com deságio em relação ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) mensal, nas quais a energia adquirida gerava créditos nas contabilizações do Mercado de Curto Prazo (MCP) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), visando à amortização da dívida do *Generation Scaling Factor* (GSF).
- **Receita de Construção:** redução de 35,1% em 2019 e de 45,1% no 4T2019. Estas variações são justificadas pelo menor volume de investimentos realizados nos períodos. Esta rubrica tem efeito nulo no resultado, pois possui custo reconhecido no mesmo valor.

- Conta de Desenvolvimento Energético – CDE: aumento das deduções com a quota CDE de 53,8% em 2019 e 74,4% no 4T2019, devido ao aumento dos subsídios tarifários na transmissão, face à necessidade de regularizar os repasses suspensos no período de setembro a dezembro de 2018, além de custear os descontos tarifários do próprio ano.

b) Custos com energia elétrica

No ano de 2019 ocorreu uma redução de 39,9% no custo com a compra de energia em comparação ao ano de 2018.

Segue a tabela base para as variações de 2019 e do 4T2019.

2019	2018	Δ R\$	Δ %	Compra de Energia	4T2019	4T2018	Δ R\$	Δ %
(8.451)	(241)	(8.210)	3406,6%	Energia Elétrica de Curto Prazo	(3.009)	(59)	(2.950)	100,0%
(40.982)	(122.115)	81.133	-66,4%	Custo com Energia Elétrica - Comprada de Terceiros	(10.281)	(15.445)	5.164	-33,4%
(56.384)	(53.681)	(2.702)	5,0%	Encargo de Uso do Sistema	(15.121)	(12.826)	(2.295)	17,9%
(105.817)	(176.037)	70.221	-39,9%	Total	(28.411)	(28.331)	(80)	0,3%

- O Custo com Energia Elétrica Comprada de Terceiros apresentou redução de 66,4%, devido à menor necessidade de compra a partir de junho de 2019 pela quitação da dívida do GSF. Em janeiro de 2018, foi derrubada liminar que limitava em 5% a aplicação do Fator de Ajuste do MRE (GSF) à CEEE-GT. Dessa forma, houve a cobrança pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) dos montantes de GSF evitados desde 2015. Após diversos pedidos administrativos e judiciais, em maio de 2018 a CEEE-GT conquistou a prerrogativa de realizar o pagamento da dívida relativa ao GSF (R\$178,2 M) de forma parcelada, com amortização mínima mensal de 5% do saldo devedor. Assim, a partir de maio de 2018 a Companhia passou a arcar com os montantes de GSF relativos à contabilização ordinária do MCP (Mercado de Curto Prazo), bem como com a parcela do saldo devedor. Esta situação fez com que a Companhia realizasse operações de compra de energia ao longo do segundo semestre de 2018 com deságio em relação ao PLD (Preço de Liquidação de Diferenças) mensal, de forma a reduzir os custos no processo de quitação da dívida. Em maio de 2019, a dívida parcelada do GSF foi quitada, propiciando redução dos custos com compra de energia, sendo o montante quitado no ano de R\$85,0 M.

c) Custos e despesas (PMSO)

O PMSO apresentou acréscimo de 0,8%, finalizando o 4T2019 em R\$112,9 M, frente aos R\$112,1 M registrados no 4T2018. Em 2019, houve incremento de 2%, totalizando R\$461,6 M frente aos R\$452,4 M em 2018.

2019	2018	Δ R\$	Δ %	PMSO (Pessoal, Materiais, Serviços e Outros)	4T2019	4T2018	Δ R\$	Δ %
344.188	347.497	(3.310)	-1,0%	Pessoal	88.669	86.353	2.316	2,7%
149.079	144.675	4.403	3,0%	Remuneração	40.190	36.381	3.809	10,5%
60.181	61.246	(1.065)	-1,7%	Encargos	14.310	15.271	(962)	-6,3%
20.695	26.326	(5.631)	-21,4%	Benefícios	5.364	5.671	(307)	-5,4%
114.232	115.250	(1.018)	-0,9%	Benefícios Pós Emprego	28.804	29.030	(225)	-0,8%
7.303	1.923	5.380	279,8%	Material	6.210	654	5.556	849,8%
51.804	44.561	7.243	16,3%	Serviço de Terceiros	14.079	13.092	987	7,5%
58.282	58.460	(177)	-0,3%	Outros	4.032	11.971	(7.939)	-66,3%
461.576	452.440	9.136	2,0%	Total	112.988	112.070	917	0,8%

● Pessoal

2019	2018	Δ R\$	Δ %	Despesas de Pessoal	4T2019	4T2018	Δ R\$	Δ %
149.079	144.675	4.403	3,0%	Remuneração	40.190	36.381	3.809	10,5%
1.956	2.981	-1.025	-34,4%	PDV e Rescisória	0	575	-575	-100,0%
20.695	26.326	-5.631	-21,4%	Benefícios	5.364	5.671	-307	-5,4%
58.225	58.265	-40	-0,1%	Encargos	14.310	14.696	-386	-2,6%
114.232	115.250	-1.018	-0,9%	Planos de Benefícios	28.804	29.030	-225	-0,8%
10.453	10.581	-128	-1,2%	CEEEPREV-CD	3.101	3.193	-92	-2,9%
71.552	62.587	8.965	14,3%	CEEEPREV-BD	17.762	15.468	2.293	14,8%
14.142	14.610	-468	-3,2%	Plano Único	3.421	3.501	-80	-2,3%
189	222	-33	-14,8%	CTP	47	56	-8	-14,8%
17.896	27.249	-9.353	-34,3%	Ex - Autárquicos	4.474	6.812	-2.338	-34,3%
344.188	347.497	-3.310	-1,0%	Total	88.669	86.353	2.316	2,7%

As despesas de pessoal apresentaram redução de 1,0% em 2019. Destaque para a redução em Gratificações e Provisões de Férias e 13º Salário, como consequência do número de desligamentos e afastamentos no período, os quais totalizaram 40 empregados. É verificada também redução do valor gasto com PDV - Programa de Demissão Voluntária, em consequência do fechamento para novas adesões em março de 2019.

Na rubrica de Benefícios, houve decréscimo de 21,4% em 2019, devido especialmente às despesas com bônus alimentação e refeição, decorrentes das homologações dos acordos coletivos de 2017 e 2018, realizadas apenas no exercício de 2018, acumulando naquele período o montante de custos/despesas represado, não ocorrendo tal acúmulo no exercício de 2019.

Em relação às despesas com benefícios pós-emprego, houve redução nas despesas com ex-autárquicos (funcionários atualmente aposentados remanescentes da antiga Comissão Estadual de Energia Elétrica, autarquia que foi sucedida pela CEEE) em consequência a maior taxa de mortalidade dos seus participantes. A Companhia possui atualmente 298 pessoas nessa condição, com idade média de 84 anos. O Plano CEEEPREV BD variou 14,3%, impactado pelas premissas atuariais, especificamente a queda na taxa de desconto atuarial e a alteração da tábua de mortalidade geral. O resultado mais significativo foi percebido no CEEEPREV BD devido a maior relevância deste passivo.

No 4T2019, as despesas de pessoal apresentaram aumento de 2,7%. A variação mais significativa apresentada foi na rubrica de Remuneração, justificada pela maior realocação de custo com mão de obra própria do custeio para as ordens de investimento em 2018. Já em 2019, ocorreu menor nível de apropriação destes custos para as ordens de investimento.



Com vistas a reduzir os custos operacionais com Pessoal, o Acordo Coletivo de 2019/2020 foi negociado, dentre outros, sem qualquer reajuste salarial e nas demais cláusulas financeiras.

Segue demonstrativo para o cálculo da média salarial nos períodos:

2019	2018	Δ R\$	Δ %	Despesas de Pessoal utilizadas p/ o cálculo da Média Salarial	4T2019	4T2018	Δ R\$	Δ %
149.079	144.675	4.403	3,0%	Remuneração*	40.190	36.381	3.809	10,5%
20.695	26.326	-5.631	-21,4%	Benefícios**	5.364	5.671	-307	-5,4%
1.051	1.091	-40	-3,7%	Quantidade de Empregados	1.051	1.091	-40	-3,7%
13.461	13.061	400	3,1%	Total Média Salarial	14.448	12.848	1.600	12,5%

*Remuneração: soma do salário contratualmente estipulado (salário nominal) com outras vantagens percebidas durante o contrato de trabalho como anuênios, horas extras, adicional de periculosidade, insalubridade, gratificações, entre outras.

**Benefícios: facilidades, conveniências ou vantagens que o empregado recebe da Empresa, podendo ser compulsórios (imposto por lei em acordo ou convenção coletiva), ou espontâneos (oferecido pela organização por vontade própria), podendo ser financiados parcialmente ou totalmente pela Empresa.

• Material, Serviços e Outros

- **Material** – apresentou aumento de 279,8% em 2019 e de 849,8% no 4T2019. Esta comparabilidade é afetada pela alocação em 2018 de maior volume de materiais para investimento.
- **Serviços de Terceiros** – em 2019 ocorreu elevação de R\$7,2 M ou 16,3%, e no 4T2019 de R\$1,0 M ou 7,5%, ocasionada pelo acréscimo nos serviços de poda e desmatamento, proteção, vigilância e segurança nas áreas de concessão.
- **Outros** – é composto pelas despesas legais e judiciais, provisão para perda estimada com créditos de liquidação duvidosa, tributos, despesas de locação, seguros e outros. No ano de 2019 estas despesas mantiveram-se constantes, finalizando 2019 em R\$ 58,2 M e 2018 em R\$ 58,4 M. No 4T2019 houve redução de 66,3%, e esta variação é justificada pela redução dos valores de locação com veículos e provisão para contingências trabalhistas. Em outubro de 2019, houve um ajuste de alocação de processos entre as empresas CEEE-GT e CEEE-D, quando foi identificado que R\$22,0 M de valores de provisões que pertenciam a CEEE-D estavam reconhecidos na CEEE-GT, realizando-se então esta correção. A CEEE-GT, durante o ano de 2019, sofreu ingresso de 362 novas ações trabalhistas, encerrando o período com o total de 2782 processos. Destaque também para os registros de recuperação de despesas realizados no 4T2019, relativos à reversão de provisão da CDE, reconhecidos a maior no montante de R\$8,2 M, e o estorno de uma despesa de R\$6,0 M relativa ao pagamento de uma servidão da linha de transmissão Gravataí 2-PAL 8. Este gasto foi alocado em investimento.

d) Demais Custos e Despesas Operacionais

2019	2018	Δ R\$	Δ %	Demais Custos Operacionais	4T2019	4T2018	Δ R\$	Δ %
33.847	23.892	9.955	41,7%	Depreciação e Amortização	11.338	6.462	4.875	75,4%
76.576	118.017	(41.441)	-35,1%	Custo de Construção	17.404	31.691	(14.287)	-45,1%
110.423	141.910	(31.486)	-22,2%	Total	28.742	38.154	(9.412)	-24,7%

- Depreciação e Amortização – aumento de 41,7% em 2019 e 75,4% no 4T2019. Além do reconhecimento da Depreciação do Ativo de Direito de Uso em R\$3,4 M, conforme prevê a Norma IFRS 16 e Pronunciamento Técnico CPC 06 (R2), o ano de 2019 foi o primeiro ano em que os ativos relacionados ao sistema corporativo ERP (*Enterprise Resource Planning*) SAP e demais sistemas da solução tecnológica CONVEX sofreram depreciação integral.
- Custos de Construção – redução de 35,1% em 2019 e 45,1% no 4T2019. Estas variações são justificadas pelo menor volume de investimentos realizados no período de 2019. Esta rubrica tem efeito nulo no resultado, pois possui receita reconhecida no mesmo valor.

e) Resultado de Equivalência Patrimonial

O resultado de equivalência patrimonial demonstra os ganhos e perdas nos investimentos realizados nas empresas controladas e coligadas da CEEE-GT, conforme apresentado na tabela a seguir.

Empresa	2019	2018	Δ R\$	Δ %	4T2019	4T2018	Δ R\$	Δ %
Controladas								
TESB	(23.495)	669	(24.163)	-3613,0%	(7.293)	(6.360)	(933)	14,7%
Ventos de Curupira	(739)	(510)	(229)	44,8%	(295)	(296)	1	-0,4%
Ventos de Povo Novo	(404)	(230)	(174)	75,8%	(205)	(136)	(69)	50,9%
Ventos de Vera Cruz	(513)	(327)	(185)	56,6%	(328)	(195)	(132)	67,8%
Coligadas								
TPAE	430	298	132	44,4%	(9)	67	(76)	-112,8%
Jaguari	14	139	(125)	-89,7%	(93)	(62)	(31)	50,8%
Palmares	572	812	(239)	-29,5%	29	323	(293)	-90,9%
Ventos da Lagoa	617	740	(122)	-16,5%	410	340	70	20,6%
Ventos do Litoral	412	905	(493)	-54,5%	432	488	(55)	-11,3%
Ventos do Sul	4.801	4.978	(177)	-3,6%	1.693	2.134	(441)	-20,7%
Ventos dos Índios	(53)	(217)	163	-75,4%	231	(160)	391	-245,0%
FOTE	(8.812)	(3.915)	(4.898)	125,1%	(1.207)	(4.815)	3.608	-74,9%
TSLE	(5.435)	11.728	(17.163)	-146,3%	(12.148)	(4.652)	(7.496)	161,1%
Ceran	31.640	33.039	(1.399)	-4,2%	(1.818)	11.703	(13.521)	-115,5%
Chapecoense	27.559	26.284	1.274	4,8%	2.274	6.953	(4.680)	-67,3%
Enercan	16.333	14.276	2.058	14,4%	1.477	4.651	(3.174)	-68,2%
Etau	1.321	1.873	(552)	-29,5%	197	461	(264)	-57,3%
TOTAL	44.249	90.541	(46.292)	-51,1%	(16.651)	10.443	(27.095)	-259,4%

Em 2019, houve redução na equivalência de 51,1%.

Ambas as variações são explicadas, principalmente, pela mudança no IFRS 9 e 15 (Norma Contábil CPC 47 e 48), que modificou a política contábil de reconhecimento dos investimentos em Transmissão. Segundo a nova metodologia, os valores são contabilizados à medida que as transmissoras satisfazem a obrigação de construir e implantar a infraestrutura, sendo a receita reconhecida ao longo do contrato, porém o recebimento do fluxo está condicionado à satisfação da obrigação de desempenho de operação e manutenção.

Na TESB, com a adoção do IFRS 15/CPC 47, a receita de construção tornou-se menor que o custo de construção. Conforme a metodologia de cálculo nova, esta leva em consideração o aumento nos investimentos com relação ao previsto em contrato e atrasos na entrada em operação. O efeito no resultado líquido em consequência à aplicação da nova forma de reconhecimento desta receita foi negativo em R\$16,7 M em 2019.

Na FOTE, houve uma mudança de regime tributário, de lucro real para lucro presumido, ocorrendo por causa disto um impacto não recorrente no resultado de R\$13,4 M.



Na TSLE, além do impacto da mudança na norma contábil, o resultado negativo é explicado pelo aumento significativo nos custos operacionais (R\$27,4 M) relacionados à indisponibilidade de equipamentos, em decorrência dos sinistros climáticos ocorridos em dezembro de 2019, os quais afetaram o município de Rio Grande e Santa Vitória do Palmar – RS, ocasionando quedas e danos em mais de uma dezena de torres de linhas de Transmissão.

Nos investimentos em Geração, destacam-se as variações de equivalências positivas de Chapecoense e Enercan nos valores de R\$1,3 M e R\$2,1 M, respectivamente.

2.2 EBITDA

A tabela que segue demonstra as principais linhas do demonstrativo de resultado que impactaram na evolução do EBITDA.

2019	2018	Δ R\$	EBITDA	4T2019	4T2018	Δ R\$
1.044.171	974.734	69.438	Receita Operacional Líquida	228.679	268.065	(39.386)
(534.143)	(637.672)	103.529	(-) Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(139.560)	(147.312)	7.752
(123.098)	(123.026)	(71)	(-) Despesas/Receitas Operacionais	(20.324)	(26.493)	6.168
386.930	214.035	172.895	= Resultado Operacional	68.795	94.260	(25.465)
33.847	24.260	9.587	(+) Depreciação/Amortização	11.066	6.554	4.512
420.778	238.296	76,6%	EBTIDA	79.861	100.814	-20,8%
40,3%	24,4%	-	Margem EBTIDA	34,9%	37,6%	-

O EBITDA apresentou um expressivo aumento de 76,6% em 2019, com destaque para:

- Incremento na Receita de Suprimento (Geração) em 13,9% em 2019, como consequência da revisão e reajuste tarifários, respectivamente, conforme REH nº 2.421/2018 e REH nº 2.587/2019, as quais impactaram na Receita de Geração;
- Acréscimo de 34,0% na remuneração do Ativo Financeiro em consequência ao atendimento da Norma Contábil CPC 47/IFRS 15, trazendo reflexo na Receita de Transmissão;
- Acréscimo na Disponibilização do Sistema de Transmissão em 4,1% no exercício de 2019 e 6,4% no 4T2019, decorrentes do reajuste tarifário vigente e homologado pela REH nº 2565/2019;
- Redução do custo com a compra de energia em 2019, provocada pela não necessidade de aquisição de energia para quitar a dívida relacionada ao GSF.

Já no 4T2019 houve redução de 20,8% no EBITDA, justificada conforme segue:

- Redução da Receita de Energia Elétrica de Curto Prazo em R\$25,2 M ou 76,4%. As diferenças são mais acentuadas visto que no 4T2018 eram realizadas operações de compra de energia com deságio em relação ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) mensal, nas quais a energia

adquirida gerava créditos nas contabilizações do Mercado de Curto Prazo (MCP) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), visando à amortização da dívida do GSF.

- Na Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, dedutora da receita bruta, acréscimo de R\$9,5 M ou 74,4%, reduzindo a receita líquida em relação ao período anterior. Houve aumento dessa rubrica decorrente de um maior subsídio tarifário na Transmissão, fato que implicou em aumento desse encargo setorial.

2.3 Resultado Financeiro

2019	2018	Δ R\$	Δ %	Receitas Financeiras	4T2019	4T2018	Δ R\$	Δ %
				Receitas				
15.512	22.195	(6.683)	-30,1%	Rendas de Aplicações Financeiras	4.726	2.907	1.819	62,6%
102.402	104.352	(1.950)	-1,9%	Variações Monetárias	47.442	40.824	6.618	16,2%
11.123	27.385	(16.262)	-59,4%	Atualização NTNBS	2.132	17.373	(15.241)	-87,7%
29.091	17.044	12.047	70,7%	Outras Receitas	2.520	(1.968)	4.488	-228,1%
				Despesas				
(124.924)	(177.703)	52.778	-29,7%	Variações Monetárias	(31.697)	(38.820)	7.122	-18,3%
(24.373)	(20.873)	(3.501)	16,8%	Encargos de dívida	(5.918)	(1.556)	(4.363)	280,4%
(2.847)	(34.242)	31.394	-91,7%	Recontabilização CCEE	(138)	(6.120)	5.981	-97,7%
(37.068)	(20.133)	(16.936)	84,1%	Outras Despesas	(7.779)	(2.360)	(5.420)	229,7%
(31.085)	(81.974)	50.889	-62,1%	Resultado Financeiro	11.288	10.282	1.006	9,8%

A Companhia registrou um resultado financeiro negativo de R\$31,1 M em 2019, porém positivo em R\$11,3 M no 4T2019, apresentando redução de R\$50,9 M no resultado financeiro negativo em 2019 quando comparado ao mesmo período do exercício anterior, devido principalmente:

- À redução de R\$52,8 M na despesa com variações monetárias sobre empréstimos e financiamentos devido a menor variação do dólar no decorrer do exercício de 2019 em comparação a 2018;
- À redução de R\$31,4 M nas despesas de atualização monetária na rubrica recontabilização CCEE dos valores relativos ao risco hidrológico (GSF) reconhecido em dezembro e 2017 e janeiro de 2018 e liquidado em maio de 2019.

2019	2018	Δ R\$	Resultado Financeiro	4T2019	4T2018	Δ R\$
158.128	170.976	(12.847,7)	Receitas Financeiras	56.820	59.136	(2.315,7)
(189.213)	(252.950)	63.736,4	Despesas Financeiras	(45.533)	(48.855)	3.321,4
(31.085)	(81.974)	50.888,7	Total	11.288	10.282	1.005,7

3. ENDIVIDAMENTO

3.1 Dívida

A dívida da Companhia contraída com instituições financeiras tinha o valor total de R\$573,2 M em 2019, comparada a R\$587,3 M em 2018. A evolução da dívida é apresentada na tabela a seguir:

Dívida Financeira	1T2018	2T2018	3T2018	4T2018	1T2019	2T2019	3T2019	4T2019
Moeda Nacional								
BNDÉS	55.263	53.632	51.987	50.407	48.836	47.146	45.471	43.790
Moeda Estrangeira								
AFD (Agência Francesa de Desenvolvimento)	155.609	182.596	182.430	214.855	208.133	207.047	216.131	211.630
BID (Banco Interamericano de Desenvolvimento)	190.883	329.449	344.881	322.081	327.431	310.632	340.311	317.834
Evolução da Dívida Financeira	401.755	565.677	579.298	587.343	584.400	564.825	601.913	573.254

Em seguida, apresenta-se o demonstrativo da movimentação do endividamento com as instituições financeiras entre o 4T2018 e o 4T2019:

Período Acumulado	BID	AFD	BNDÉS	TOTAIS
Saldo em 4T2018	322.081	214.855	50.408	587.344
Liberações	0	0	0	0
Encargos	11.323	9.488	3.563	24.373
Variação Cambial	13.089	7.520	0	20.610
Amortização Principal	(17.409)	(11.402)	(6.721)	(35.533)
Amortização Juros	(11.249)	(8.830)	(3.460)	(23.539)
Saldo em 4T2019	317.834	211.630	43.790	573.254

3.2 Cronograma de pagamento

O cronograma de pagamento da dívida com os credores é demonstrado ao longo do tempo na tabela a seguir:

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026 +
4T2019	58.966	57.394	55.862	51.696	50.023	48.527	435.005

4. FLUXO DE CAIXA INDIRETO

As variações ocorridas no Fluxo de Caixa Indireto são apresentadas na tabela a seguir:

2019	2018	Δ R\$	Δ %	Fluxo de Caixa Indireto	4T2019	4T2018	Δ R\$	Δ %
391.230	173.386	217.844	125,6%	Lucro/Prejuízo do Período	125.150	97.600	27.550	28,2%
(140.954)	(19.300)	(121.654)	630,3%	Despesas (Receitas) que não afetam o caixa	(378.496)	(151.641)	(226.855)	149,6%
250.276	154.086	96.190	62,4%	Fluxo de Caixa Operacional	(253.346)	(54.041)	(199.305)	368,8%
74.983	97.160	(22.177)	-22,8%	(+/-) Variação de Ativos Operacionais	60.995	306.301	(245.306)	-80,1%
(10.363)	88.947	(99.310)	-111,7%	Concessionárias e Permissionárias	(35)	70.486	(70.521)	-100,0%
49.807	81.125	(31.318)	-38,6%	Dividendos Recebidos	16.811	49.748	(32.937)	-66,2%
(20.091)	(44.748)	24.657	-55,1%	Tributos a Recuperar	(40.681)	1.972	(42.653)	-2162,9%
55.630	(28.164)	83.794	-297,5%	Outros Ativos	84.900	184.095	(99.195)	-53,9%
(49.786)	(257.701)	207.915	-80,7%	(+/-) Variações dos Passivos Operacionais	180.898	(300.606)	481.504	-160,2%
(99.004)	(105.905)	6.901	-6,5%	Fornecedores	393	(108.828)	109.221	-100,4%
2.780	83.143	(80.363)	-96,7%	Obrigações Fiscais	10.788	29.820	(19.032)	-63,8%
(2.605)	(1.816)	(789)	143,4%	Obrigações da Concessão	(3.391)	972	(4.363)	-448,9%
(23.436)	(19.680)	(3.756)	19,1%	Encargos de Dívidas	(6.197)	(6.244)	47	-0,7%
72.480	(213.443)	285.923	-134,0%	Outros Passivos	179.306	(216.326)	395.632	-182,9%
275.474	(6.455)	281.929	-4367,6%	Fluxo de Caixa Operacional Líquido	(11.452)	(48.346)	36.894	-76,3%
(110.774)	(209.747)	98.973	-47,2%	Investimentos	(12.940)	(52.783)	39.843	-75,5%
(35.533)	116.822	(152.355)	-130,4%	Financiamento	(10.683)	25.610	(36.293)	-141,7%
129.167	(99.380)	228.547	-230,0%	FLUXO DE CAIXA LIVRE	(35.075)	(75.519)	40.443	-53,6%

O aumento da geração de Fluxo de Caixa em 2019 se deve principalmente ao resultado líquido obtido no período e às variações ocorridas nas contas dos passivos circulantes operacionais, que financiam o ciclo financeiro da Companhia, com destaque para a movimentação de Outros Passivos. Dentro desta rubrica, está reconhecido, em 2019, o dividendo obrigatório relativo ao resultado de 2019 que será distribuído em 2020. Já no exercício de 2018, o montante que foi distribuído em dezembro de 2019 (R\$140,0 M), somente foi reconhecido após a Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de abril de 2019, ocasionando assim a variação significativa verificada entre os períodos.

Destaque também para a variação de Despesas e Receitas que não afetam o caixa, impactadas pela remuneração dos ativos da RBSE e pelo reconhecimento de ativo fiscal diferido no período (R\$181,4 M), que irá reduzir débitos tributários futuros.

Nas atividades de Investimento, a variação é consequência da queda nos valores investidos no período de 2019. Já nas atividades de Financiamentos a redução é provocada pelo não ingresso em 2019 de recursos advindos dos programas de financiamentos BID/AFD, havendo no ano somente amortização da dívida.

4.1 Investimentos

Em 2019, os investimentos realizados pela controladora foram de R\$83,3 M, apresentando redução de R\$55,9 M quando comparado aos R\$139,3 M de 2018. Nesta mesma análise, o 4T2019 apresentou redução de R\$18,6 M quando comparado ao mesmo período do exercício anterior.

2019	2018	Δ R\$	Δ %	Investimentos Realizados	4T2019	4T2018	Δ R\$	Δ %
24.487	41.816	(17.329)	-41,4%	Usinas	1.788	8.803	(7.016)	-79,7%
12.926	9.322	3.604	38,7%	Linhas de Transmissão	9.209	2.782	6.427	231,1%
38.782	63.384	(24.602)	-38,8%	Subestações	6.255	19.176	(12.922)	-67,4%
357	2.775	(2.418)	-87,1%	Sistemas de Telecom	74	616	(542)	-88,0%
5.770	1.310	4.459	340,3%	Material em Depósito e Outros	1.699	2.378	(678)	-28,5%
1.008	20.673	(19.665)	-95,1%	Infraestrutura ADM	1.463	5.347	(3.884)	-72,6%
83.330	139.281	(55.951)	-40,2%	Subtotal Investimentos	20.487	39.102	(18.615)	-47,6%
56.107	71.163	(15.056)	-21,2%	Aportes em SPE'S	21.086	13.624	7.462	54,8%
139.437	210.444	(71.007)	-33,7%	Total Investimentos	41.573	52.726	(11.153)	-21,2%

As variações de -40,2% em 2019 e -47,6% no 4T2019 devem-se ao fato de que nos anos de 2017 e 2018 houve uma redução em obras de grande porte autorizadas pela ANEEL, fato esse que resultou em redução dos investimentos realizados em transmissão no ano de 2019, se comparado com igual período de 2018. Em 2019 a ANEEL não autorizou nenhuma obra para a Companhia.

Para os próximos anos, há uma tendência de alteração nessa realidade, visto que o Planejamento Setorial elaborado pelo Ministério de Minas e Energia (Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica – POTEE) relacionou vários empreendimentos a serem executados nas instalações de transmissão da Companhia. Já em termos de geração, a redução no investimento está diretamente relacionada à finalização das obras vinculadas ao BID/AFD (UHE Passo Real - automação e reforma Grupo Gerador 2, UHE Itaúba – reabilitação GG2), que ocorreram entre o final do ano de 2017 e primeiro semestre de 2019. Estas obras totalizaram um investimento de aproximadamente R\$90,0 M, tendo sua execução se desenrolado, em sua maior parte, nos exercícios de 2017 e 2018.

Em 2019, os aportes nas investidas foram principalmente de R\$27,2 M para a FOTE, R\$9,0 M para a TESB e R\$7,4 M para o Completo Eólico Povo Novo (CEPN).

Contato – Relações com Investidores

Rodrigo Luis Bertolo Simon

Viviane Souza Quevedo Ribeiro

e-mail: ri@ceee.com.br

Telefones: 51-3382 4041/2815