

Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A | Resultados do 1º trimestre de 2020

Cuiabá, 14 de maio de 2020 - A Administração da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (“Energisa Mato Grosso” ou “Companhia”) apresenta os resultados do primeiro trimestre (1T20).

As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado o contrário, são apresentadas de acordo com os Padrões Internacionais de Demonstrações Financeiras (International Financial Reporting Standards - IFRS).

1. Considerações gerais

A Companhia atende em torno de 1,5 milhão clientes cativos e 262 clientes livres, uma população estimada pelo IBGE em aproximadamente 3,5 milhões de habitantes em 141 municípios do Estado do Mato Grosso, em uma área de 903.207 Km².

2. Desempenho econômico-financeiro

2.1. Destaques

Resume-se a seguir o desempenho econômico-financeiro da Companhia no trimestre:

Desempenho Econômico-Financeiro			
Resultados - R\$ milhões			
Descrição	1T20	1T19	Variação %
Receita Operacional Bruta	1.815,6	1.733,9	+ 4,7
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	1.743,0	1.702,3	+ 2,4
Receita Operacional Líquida	1.111,5	1.101,7	+ 0,9
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	1.038,9	1.070,1	- 2,9
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	121,2	188,3	- 35,6
EBITDA	175,5	236,8	- 25,9
EBITDA Ajustado	200,4	259,2	- 22,7
Resultado financeiro	(65,1)	(42,1)	+ 54,5
Lucro Líquido	36,9	119,0	- 69,0
Indicadores Operacionais			
Número de Consumidores Cativos (mil)	1.462,2	1.417,3	+ 3,2
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	1.888,0	1.808,5	+ 4,4
Vendas de energia a consumidores cativos + livres (TUSD) - (GWh)	2.320,8	2.196,6	+ 5,7
Perdas de Energia (% últimos 12 meses)	13,64	13,94	- 2,2 p.p
Indicador Relativo			
EBITDA Ajustado/Receita Líquida (%)	18,0	23,5	- 5,5 p.p.
Indicadores Financeiros - R\$ milhões			
	31/03/2020	31/12/2019	Variação %
Ativo Total	8.447,2	7.738,8	+ 9,2
Caixa/Equivalentes de Caixa/Aplicações Financeiras	980,7	368,8	+ 165,9
Patrimônio Líquido	2.255,6	2.218,6	+ 1,7
Endividamento Líquido	3.232,1	3.360,1	- 3,8

⁽¹⁾ Os dados são passíveis de recontabilizações de energia realizadas pela CCEE. | ⁽²⁾ EBITDA Ajustado: EBITDA mais acréscimos moratórios de contas de energia.

3. Desempenho operacional

3.1. Mercado de energia

No trimestre, as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Companhia, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD) e ao fornecimento não faturado, totalizaram 2.320,8 GWh, um aumento de 5,7% em relação ao mesmo período de 2019.

Na EMT todas as classes cresceram, com destaque para a residencial (7,8%), seguida pela industrial (5,0%) e rural (8,1%). As principais influências foram relacionadas ao setor alimentício. Estes resultados estão alinhados ao incremento das exportações brasileiras de proteína e soja no 1T20, frente ao mesmo período de 2019.

Descrição Valores em GWh	Trimestre		
	1T20	1T19	Var. %
Residencial	815,4	756,7	+ 7,8
Industrial	487,7	464,2	+ 5,1
Cativo Industrial	143,6	141,9	+ 1,2
Livre Industrial	344,0	322,3	+ 6,7
Comercial	474,1	462,7	+ 2,5
Cativo Comercial	414,4	408,5	+ 1,4
Livre Comercial	59,6	54,2	+ 10,1
Rural	305,2	282,3	+ 8,1
Cativo Rural	287,0	270,8	+ 6,0
Livre Rural	18,2	11,5	+ 57,2
Outros	238,6	230,6	+ 3,5
Cativo Outros	227,6	230,6	- 1,3
Livre Outros	11,1	0,0	-
1 Vendas de energia no mercado cativo	1.888,0	1.808,5	+ 4,4
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	432,9	388,1	+ 11,5
3 Mercado cativo + TUSD (1+2)	2.320,8	2.196,6	+ 5,7
4 Fornecimento não faturado	7,7	29,8	- 74,2
5 Mercado cativo + TUSD + fornecimento não faturado (3+4)	2.328,5	2.226,4	+ 4,6

Nota: Os dados são passíveis de recontabilizações de energia realizadas pela CCEE.

A Companhia encerrou o primeiro trimestre de 2020 com 1.462.195 unidades consumidoras cativas, quantidade 3,2% superior à registrada no fim do primeiro trimestre de 2019, e com 262 consumidores livres.

3.2. Perdas de energia elétrica (“perdas”)

A EMT apresentou ligeiro aumento em relação a dezembro de 2019, de 0,07 ponto percentual, e redução de 0,30 comparado com março de 2019, o que evidencia a trajetória sustentável de queda. Vale ressaltar que pelo terceiro trimestre seguido, essa empresa se encontra abaixo de seu limite regulatório.

O comportamento das perdas de energia da Companhia foi o seguinte:

Últimos 12 meses									
Perdas Técnicas (%)			Perdas Não-Técnicas (%)			Perdas Totais (%)			ANEEL
mar/19	dez/19	mar/20	mar/19	dez/19	mar/20	mar/19	dez/19	mar/20	
9,69	9,64	9,37	4,26	3,93	4,27	13,94	13,58	13,64	13,68

Nota: Para cálculo dos percentuais apresentados acima, foram considerados os valores de energia não faturada. Os cálculos das perdas não-técnicas representam a melhor estimativa da Administração.

Perdas Técnicas			Perdas Não-Técnicas			Perdas Totais			Var. (%)
mar/19	dez/19	mar/20	mar/19	dez/19	mar/20	mar/19	dez/19	mar/20	
1.004,5	1.056,6	1.043,8	441,5	431,1	475,6	1.446,0	1.487,8	1.519,5	+ 2,1

(1) Variação março/2020 / dezembro de 2019. Nota: Os dados são passíveis de recontabilizações de energia realizadas pela CCEE.

3.3. Gestão da Inadimplência

3.3.1. Taxa de Inadimplência

A taxa de inadimplência dos consumidores, medida pela relação percentual entre a soma da provisão para perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa (“PPECLD”) e o fornecimento faturado da Companhia no período de 12 meses, foi de 1,69% no 1T20, contra 1,25% no 1T19.

Se e desconsiderarmos a provisão extraordinária decorrente do advento da COVID-19, o aumento seria de 0,30 ponto percentual. Essas provisões extraordinárias são reflexo de: (i) acordos firmados não cumpridos com hospitais, prefeituras e uma empresa de saneamento básico, que são objeto de ações de negociação pela via administrativa e judícia; e (ii) da maior inadimplência relativa aos parcelamentos dos clientes de Baixa Tensão, principalmente oriundas de irregularidade.

PPECLD (% do Fornecimento faturado)	Em 12 meses (%)		
	mar/20	mar/19	Varição em pontos percentuais
EMT	1,69	1,25	+ 0,44

3.3.2. Taxa de Arrecadação

A taxa de arrecadação, representada pela arrecadação dos últimos 12 meses encerrados em março de 2020 sobre o faturamento bruto do mesmo período, foi o seguinte:

Taxa de Arrecadação (%)	Em 12 meses (%)		
	mar/20	mar/19	Varição em pontos percentuais
EMT	95,95	96,58	- 0,66

3.4. Indicadores de qualidade dos serviços - DEC e FEC

A EMT obteve redução de 1,17 horas em relação ao ano anterior no DEC, atingindo seu melhor valor histórico. Essa concessão também apresentou um bom resultado no FEC, com queda de 0,12 vezes.

Distribuidoras Média móvel 12 meses	DEC (horas)			FEC (vezes)			Limite DEC	Limite FEC
	mar/20	mar/19	Var.(%)	mar/20	mar/19	Var.(%)		
EMT	19,22	20,39	- 5,7	8,20	8,32	- 1,4	21,41 ●	17,00 ●

4. Desempenho Financeiro

4.1. Receita Operacional

No 1T19, a Companhia apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 1.743,0 milhões, ante R\$ 1.702,3 milhões registrados no 1T19, aumento de 2,4% (R\$ 40,7 milhões). Por sua vez, a receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, mostrou queda de 2,9% (R\$ 31,3 milhões) no trimestre, para R\$ 1.038,9 milhões.

A composição das receitas operacionais é a seguinte:

Descrição	Trimestre		
	1T20	1T19	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	1.496,4	1.269,5	+ 17,9
✓ Residencial	678,8	570,4	+ 19,0
✓ Industrial	120,5	106,8	+ 12,7
✓ Comercial	357,3	319,7	+ 11,7
✓ Rural	189,7	149,3	+ 27,1
✓ Outras classes	150,2	123,3	+ 21,8
(+) Suprimento de energia elétrica	48,6	108,7	- 55,3
(+) Fornecimento não faturado líquido	15,1	26,3	- 42,3
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	154,6	127,4	+ 21,3
(+) Receitas de construção	72,6	31,6	+ 130,2
(+) Constituição e amortização - CVA	(69,6)	68,8	-
(+) Subvenções vinculadas aos serviços concedidos	88,8	76,0	+ 16,9
(+) Ativo financeiro indenizável da concessão	14,0	26,6	- 47,3
(+) Outras receitas	(5,1)	(1,0)	+ 434,6
(=) Receita bruta	1.815,6	1.733,9	+ 4,7
(-) Impostos sobre vendas	568,6	490,1	+ 16,0
(-) Deduções Bandeiras Tarifárias	4,5	(4,1)	-
(-) Encargos setoriais	131,0	146,2	- 10,4
(=) Receita líquida	1.111,5	1.101,7	+ 0,9
(-) Receitas de construção	72,6	31,6	+ 130,2
(=) Receita líquida, sem receitas de construção	1.038,9	1.070,1	- 2,9

Dentre os fatores que favoreceram a receita operacional bruta em 2019 destacam-se:

- i) Aumento de +17,9% (R\$ 227,0 milhões) na receita bruta de vendas para o mercado cativo;
- ii) Redução de 55,3% (R\$ 60,1 milhões) da receita bruta com suprimento e energia elétrica;
- iii) Acréscimo de 21,3% (R\$ 27,2 milhões) na receita bruta de disponibilidade do sistema elétrico (TUSD);
- iv) Redução de R\$ 138,4 milhões na conta CVA.

4.2. Despesas operacionais

As despesas operacionais, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 917,7 milhões no 1T19, aumento de 4,1% (R\$ 35,8 milhões), quando comparado com o mesmo trimestre de 2019. Desse total, as despesas com PMSO Pessoal, Material, Serviços e Outros) registraram redução de 2,6%, totalizando R\$ 3,7 milhões.

A composição das despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais Valores em R\$ milhões	Trimestre		
	1T20	1T19	Var. %
1 Custos e Despesas não controláveis	673,1	652,0	+ 3,2
1.1 Energia comprada	594,6	591,2	+ 0,6
1.2 Transporte de potência elétrica	78,6	60,8	+ 29,3
2 Custos e Despesas controláveis	181,9	174,2	+ 4,5
2.1 PMSO	139,9	143,7	- 2,6
2.1.1 Pessoal	46,1	48,5	- 4,9
2.1.2 Fundo de pensão	2,6	2,7	- 6,2
2.1.3 Material	10,7	10,5	+ 1,5
2.1.4 Serviços de terceiros	63,1	61,0	+ 3,6
2.1.5 Outras	17,5	21,0	- 16,7
✓ Multas e compensações	4,0	1,3	+ 214,7
✓ Contingências (liquidação de ações cíveis)	8,5	7,9	+ 8,0
✓ Outros	5,0	11,8	- 57,3
2.2 Provisões/Reversões	42,0	30,5	+ 37,7
2.2.1 Contingências	(1,5)	(2,0)	- 23,2
2.2.2 Devedores duvidosos	43,5	32,5	+ 34,0
3 Demais receitas/despesas	62,6	55,7	+ 12,5
3.1 Depreciação e amortização	54,3	48,6	+ 11,7
3.2 Outras receitas/despesas	8,3	7,1	+ 16,6
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, s/ construção)	917,7	881,9	+ 4,1
Custo de construção	72,6	31,6	+ 130,2
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, c/ construção)	990,3	913,5	+ 8,4

(*) Os custos de construção estão representados pelo mesmo montante em receita de construção. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem aos custos de construção de obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica, sendo o custo de construção igual à receita de construção.

4.3. Lucro líquido, geração de caixa e dividendos

4.3.1. Lucro líquido e geração de caixa

No 1T20, o lucro líquido da Companhia somou R\$ 36,9 milhões, ante R\$ 119,0 milhões registrados no mesmo período de 2019, redução de 69,0%. A geração operacional ajustada de caixa (EBITDA ajustado) atingiu R\$ 200,4 milhões no 1T20, contra R\$ 259,2 milhões apurados no 1T19, queda de 22,7%.

Composição da Geração de Caixa Valores em R\$ milhões	Trimestre		
	1T20	1T19	Var. %
(=) Lucro Líquido	36,9	119,0	- 69,0
(-) Contribuição social e imposto de renda	(19,3)	(27,1)	- 29,0
(-) Resultado financeiro	(65,1)	(42,1)	+ 54,5
(-) Depreciação e amortização	(54,3)	(48,6)	+ 11,7
(=) Geração de caixa (EBITDA)	175,5	236,8	- 25,9
(+) Receita de acréscimos moratórios	24,8	22,4	+ 11,1
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	200,4	259,2	- 22,7
Margem do EBITDA Ajustado (%)	18,0	23,5	- 5,5 p.p.

5. Estrutura de capital

5.1. Caixa e Endividamento

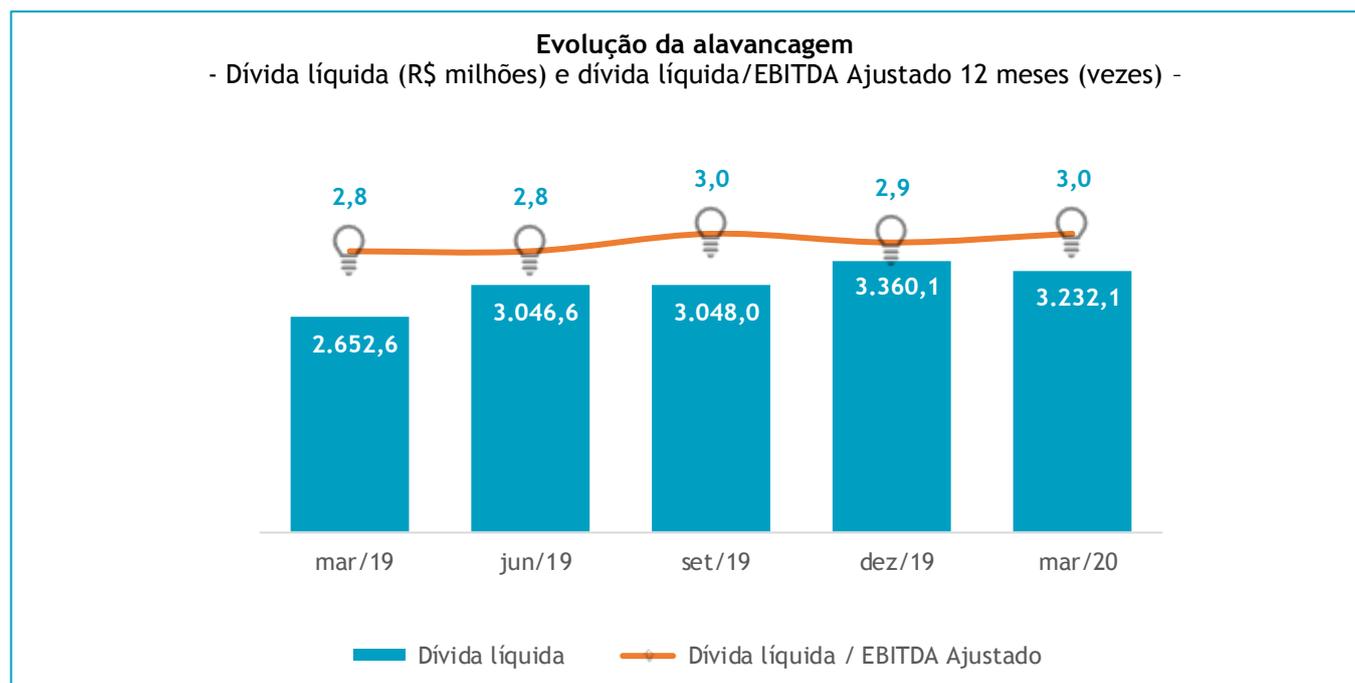
A posição consolidada de caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras e créditos setoriais totalizou R\$ 975,7 milhões em março de 2020, frente aos R\$ 436,1 milhões no final de dezembro de 2019. Ressalte-se que os referidos saldos incluem os créditos referentes à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) e Conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA), que apresentaram juntas saldo negativo de R\$ 5,1 milhões em março de 2020, contra soma positiva de R\$ 67,3 milhões em dezembro de 2019.

Em 31 de março de 2020, a dívida líquida, deduzida dos créditos setoriais, foi de R\$ 3.232,1 milhões, contra R\$ 3.360,1 milhões em dezembro de 2019. Consequentemente, a relação dívida líquida por EBITDA Ajustado consolidados passou de 2,9 vezes em dezembro de 2019 para 3,0 vezes em março de 2020.

A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Companhia em 31 de março de 2020 e 2019:

Descrição Valores em R\$ milhões	31/03/2020	31/12/2019	31/03/2019
Circulante	1.347,0	647,9	271,7
Empréstimos e financiamentos	883,9	561,7	141,7
Debêntures	525,8	63,4	12,1
Encargos de dívidas	28,7	22,2	20,7
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	14,8	14,8	11,4
Taxas regulamentares	-	-	21,9
Parcelamento de débitos energia comprada Itaipu	-	-	48,7
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(106,2)	(14,2)	15,2
Não Circulante	2.860,7	3.148,4	2.966,9
Empréstimos, financiamentos e arrendamentos	1.980,7	1.811,8	1.818,7
Debêntures	995,9	1.353,9	1.186,4
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	148,7	145,7	80,9
Taxas regulamentares	-	-	-
Parcelamento de débitos energia comprada Itaipu	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(264,6)	(163,1)	(119,1)
Total das dívidas	4.207,8	3.796,2	3.238,6
(-) Disponibilidades financeiras	980,7	368,8	269,1
Total das dívidas líquidas	3.227,0	3.427,4	2.969,5
(-) Créditos CDE	49,7	48,0	55,0
(-) Créditos CCC	19,1	19,9	48,1
(-) Créditos CVA	(73,9)	(0,5)	213,8
Total das dívidas líquidas deduzidas de créditos setoriais	3.232,1	3.360,1	2.652,6
Dívida líquida/EBITDA Ajustado 12 meses ⁽¹⁾	3,0	2,9	2,8

⁽¹⁾ EBITDA Ajustado = EBITDA + Receitas de acréscimos moratórios.



6. Investimentos

No trimestre, visando a constante ampliação da capacidade do seu sistema elétrico, a melhoria na qualidade do fornecimento de energia e o suporte ao seu crescimento de mercado, a EMT investiu um total de R\$ 150,1 milhões (R\$ 160,9 milhões no 1T19), com a seguinte composição:

Descrição	Trimestre		
	1T20	1T19	Var. %
Valores em R\$ milhões			
Ativo Elétrico	82,5	165,4	- 50,1
Obrigações Especiais	64,9	-7,3	-
Ativo não Elétrico	2,7	2,8	- 3,6
Total dos Investimentos	150,1	160,9	- 6,7

(*) As "Obrigações Especiais" são recursos aportados pela União, Estados, Municípios e Consumidores para a concessão e não compõe a Base de Remuneração Regulatória da distribuidora.

7. Fluxo de caixa

No 1T20, a geração de caixa operacional da Companhia foi R\$ 15,8 milhões superior ao 1T19. As atividades de investimento tiveram acréscimo de R\$ 260,9 milhões em relação ao 1T19, e as atividades de financiamento aumentaram R\$ 448,6 milhões.

Fluxo de Caixa Consolidado Valores em R\$ milhões	Trimestre	
	1T20	1T19
(a) Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes de Caixa	108,3	47,4
(b) Caixa Líquido Atividades Operacionais (a=i+ii)	364,1	348,3
(i) Caixa Gerado nas Operações	229,8	269,1
Lucro Líquido antes do Imposto de Renda	56,1	146,1
Despesas com juros, variações monetárias e cambiais	302,3	80,5
Provisões/reversões	51,1	30,5
Depreciação e amortização	54,3	48,6
Ajuste a valor justo do ativo financeiro indenizável da concessão	(14,0)	(26,6)
Marcação a mercado e instrumentos derivativos	(228,5)	(17,2)
Programa de Remuneração Variável	0,2	0,1
Perda na alienação de bens do imobilizado e do intangível	8,3	7,1
(ii) Variações nos Ativos e Passivos	134,3	79,1
Capital de giro	(22,2)	27,3
Tributos	101,1	103,3
Processos trabalhistas, cíveis e fiscais pagos	(9,1)	-
Impostos a recuperar	(26,4)	(10,1)
Ativos / passivos regulatórios	69,6	(68,8)
Cauções e depósitos vinculados	1,3	(1,3)
Outros	20,0	28,8
(c) Caixa Líquido das Atividades de Investimento	(484,4)	(223,5)
Aplicações no imobilizado / intangível	(96,5)	(165,2)
Alienação de bens do imobilizado / intangível / ativos de geração	8,2	3,1
Aplicações financeiras	(396,1)	(61,4)
(d) Caixa Líquido das Atividades de Financiamento	333,1	(115,5)
Financiamentos obtidos	844,0	-
Pagamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures - principal	(469,2)	(1,8)
Pagamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures - juros	(49,0)	(49,2)
Liquidação de derivativos	20,0	(5,1)
Dividendos	-	(0,1)
Parcelamento de impostos, fornecedores e encargos setoriais	-	(43,5)
Pagamento de incorporação de redes	(12,3)	(15,4)
Pagamento por Arrendamento Financeiro Mercantil	(0,5)	(0,5)
(e) Aumento (Redução) de Caixa (e=b+c+d)	212,7	9,2
(f) Saldo Final de Caixa e Equivalentes de Caixa (f=a+e)	321,1	56,6
(g) Saldo aplicações financeiras e créditos setoriais	654,6	529,3
(h) Saldo Final de Caixa, aplicações financeiras e créditos setoriais (h=f+g)	975,7	585,9

Em março de 2020 as aplicações financeiras somaram R\$ 659,7 milhões e os créditos setoriais foram negativos em R\$ 5,1 milhões, de forma que a posição consolidada de caixa totalizou R\$ 975,7 milhões.

8. Serviços prestados pelo auditor independente

A remuneração total dos auditores Ernst & Young Auditores Independentes pela revisão contábil das demonstrações financeiras da Companhia nos primeiros três meses de 2020 foi de R\$ 219 mil.

A política de contratação adotada pela Companhia atende aos princípios que preservam a independência do auditor, de acordo com as normas vigentes, que determinam, principalmente, que o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais para seu cliente ou promover os seus interesses.

A Administração.

Demonstrações financeiras

1. Balanço Patrimonial Ativo

BALANÇO PATRIMONIAL
EM 31 DE MARÇO DE 2020 E 31 DE DEZEMBRO DE 2019
(Em milhares de reais)

	31/03/2020	31/12/2019
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	321.057	108.325
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	596.390	198.177
Consumidores e concessionárias	1.027.943	1.078.903
Títulos de créditos a receber	7.051	7.025
Estoques	23.909	23.091
Tributos a recuperar	209.517	192.987
Instrumentos financeiros e gerenciamento de risco	113.065	28.319
Ativos financeiros setoriais	184.151	214.307
Outros créditos	256.373	279.540
Total do circulante	2.739.456	2.130.674
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	63.286	62.293
Consumidores e concessionárias	366.084	346.892
Títulos de créditos a receber	6.180	6.933
Tributos a recuperar	92.566	82.735
Créditos tributários	69.483	88.747
Instrumentos financeiros e gerenciamento de risco	264.589	163.078
Ativos financeiros setoriais	3.530	47.550
Ativo financeiro indenizável da concessão	2.779.725	2.689.436
Depósitos judiciais	46.271	47.547
Outros créditos	36.050	35.613
	3.727.764	3.570.824
Investimentos	6.228	6.228
Imobilizado	15.384	14.898
Intangível	1.557.284	1.572.566
Ativo Contratual - Infraestrutura em construção	401.120	443.649
Total do não circulante	5.707.780	5.608.165
Total do ativo	8.447.236	7.738.839

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

2. Balanço Patrimonial Passivo

BALANÇO PATRIMONIAL
EM 31 DE MARÇO DE 2020 E 31 DE DEZEMBRO DE 2019
 (Em milhares de reais)

	31/03/2020	31/12/2019
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	384.111	422.691
Encargos de dívidas	28.695	22.174
Empréstimos e financiamentos	883.934	561.733
Debêntures	525.831	63.372
Impostos e contribuições sociais	165.563	87.118
Dividendos	488	488
Obrigações estimadas	21.063	20.095
Contribuição de iluminação pública	26.459	23.055
Encargos setoriais	74.468	74.772
Incorporação de redes	48.704	38.900
Passivos financeiros setoriais	159.138	136.434
Instrumentos financeiros e gerenciamento de risco	6.844	14.117
Benefícios pós-emprego	14.777	14.777
Arrendamentos Operacionais	2.876	2.574
Outros passivos	59.908	61.467
Total do circulante	2.402.859	1.543.767
Não circulante		
Fornecedores	38.527	38.445
Empréstimos e financiamentos	1.980.659	1.811.829
Debêntures	995.928	1.353.870
Impostos e contribuições sociais	248.118	229.209
Passivos financeiros setoriais	102.405	125.964
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	103.556	104.129
Encargos setoriais	51.306	48.685
Incorporação de redes	45.504	45.504
Benefícios pós-emprego	148.748	145.739
Arrendamentos Operacionais	4.087	4.823
Outros passivos	69.911	68.304
Total do não circulante	3.788.749	3.976.501
Patrimônio líquido		
Capital social	1.514.569	1.514.569
Reserva de capital	2.609	2.431
Reserva de lucros	555.261	555.261
Ajuste de avaliação patrimonial	68.189	71.318
Outros resultados abrangentes	(85.008)	(85.008)
Lucros Acumulados	40.008	-
Recursos destinados a futuro aumento de capital	160.000	160.000
Total do patrimônio líquido	2.255.628	2.218.571
Total do passivo e patrimônio líquido	8.447.236	7.738.839

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

3. Demonstrações de Resultados

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO
PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE AMRÇO DE 2020 E 2019
 (Em milhares de reais, exceto o lucro por ação)

	1T20	1T19
Receita operacional bruta		
Fornecimento de energia elétrica	1.511.588	1.295.723
Suprimento de energia elétrica	48.593	108.729
Disponibilidade do Sistema Elétrico	154.613	127.426
Receita de construção	72.622	31.552
Outras receitas	28.205	170.502
	1.815.621	1.733.932
Deduções à receita operacional		
ICMS faturado	407.295	333.368
PIS, Cofins e ISS	161.318	156.775
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	4.482	(4.122)
Outras (CCC, CDE, P&D e PEE)	131.010	146.212
	704.105	632.233
Receita operacional líquida	1.111.516	1.101.699
Despesas operacionais		
Energia elétrica comprada	594.573	591.210
Encargos de uso do sistema	78.561	60.764
Pessoal	46.074	48.460
Entidade de previdência privada	2.553	2.722
Material	10.675	10.515
Serviços de terceiros	63.142	60.958
Depreciação e amortização	54.323	48.645
Provisão para crédito de liquidação duvidosa / contingência	41.992	30.496
Custo de construção	72.622	31.552
Outras despesas	17.498	21.009
Outras Receitas/Despesas operacionais	8.302	7.117
	990.315	913.448
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	121.201	188.251
Resultado financeiro		
Receita de aplicações financeira	3.107	3.260
Variação monetária e acréscimo moratório	24.832	22.355
Outras receitas financeiras	(1.209)	11.763
Encargos de dívidas - juros	(49.340)	(52.748)
Encargos dívidas - variação monetária e cambial	(241.814)	(11.548)
Marcação mercado de dívidas e derivativos	(65)	5
(-) Transferência p/Imob curso	(7)	87
Outras despesas financeiras	199.427	(15.282)
	(65.069)	(42.108)
Resultado antes dos tributos	56.132	146.143
Contribuição social e imposto de renda	(19.253)	(27.119)
Lucro líquido do período	36.879	119.024

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

4. Demonstrações dos Fluxos de Caixa

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA
PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2020 E 2019
 (Em milhares de reais)

	1T20	1T19
Caixa Líquido Atividades Operacionais	364.058	348.253
Caixa Gerado nas Operações	229.764	269.144
Lucro Líquido do Período	36.879	119.024
Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido	19.253	27.119
Despesas com juros, variações monetárias e cambiais - líquidas	302.274	80.484
Amortização e Depreciação	54.323	48.645
Provisão para perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa	43.524	32.491
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	7.570	(1.995)
Marcação a mercado da dívida	(14.935)	(21.973)
Instrumentos financeiros derivativos e marcação a mercado - SWAP	(228.555)	(17.171)
Valor justo do ativo financeiro indenizável da concessão	(14.049)	(26.637)
Perda na alienação de bens do imobilizado	8.302	7.118
Marcação a mercado derivativos	15.000	21.968
Programa de remuneração variável - ILP	178	71
Variações nos Ativos e Passivos	134.294	79.109
(Aumento) de consumidores e concessionárias	(8.369)	(148.811)
Diminuição de títulos de créditos a receber	834	1.265
(Aumento) de estoques	(818)	(132)
Diminuição (aumento) de cauções, depósitos vinculados e judiciais	1.276	(1.349)
Diminuição (aumento) de ativos financeiros setoriais	72.122	(48.187)
(Aumento) de tributos a recuperar	(26.361)	(10.133)
Diminuição de outros créditos a receber	8.917	24.575
(Diminuição) aumento de fornecedores	(14.781)	173.548
Aumento de obrigações estimadas	968	1.433
Aumento de impostos e contribuições sociais	114.363	126.808
Imposto de renda e contribuição social pagos	(13.278)	(23.520)
Processos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios pagos	(9.102)	-
(Diminuição) de passivos financeiros setoriais	(2.555)	(20.620)
Aumento de outras contas a pagar	11.078	4.232
Caixa Líquido Atividades de Investimento	(484.429)	(223.503)
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	(396.099)	(61.417)
Aplicações no intangível e imobilizado	(96.506)	(165.178)
Alienação de bens do imobilizado e intangível	8.176	3.092
Caixa Líquido Atividades de Financiamento	333.103	(115.526)
Pagamento de empréstimos, financiamentos e debêntures e parcelamentos - principal	(469.156)	(1.778)
Pagamento de empréstimos, financiamentos e debêntures e parcelamentos - juros	(49.015)	(49.201)
Liquidação de instrumentos financeiros derivativos	20.025	(5.100)
Novos empréstimos e financiamentos	844.021	-
Pagamento de parcelamento de impostos	-	-
Parcelamento de parcelamento de taxas regulamentares	-	(13.002)
Pagamento de parcelamento de Itaipu	-	(30.494)
Pagamento de incorporação de redes	(12.303)	(15.360)
Pagamento de dividendos	-	(95)
Pagamento por arrendamento financeiro mercantil	(469)	(496)
Variação Cambial s/ Caixa e Equivalentes	-	-
Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	212.732	9.224
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	108.325	47.365
Saldo Final de Caixa e Equivalentes	321.057	56.589

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Notas Explicativas

Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A Notas explicativas às informações trimestrais para o período findo em 31 de março de 2020 (Em milhares de reais, exceto quando indicado o contrário)

1. Contexto Operacional

A Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (“Companhia” ou “EMT”), é uma sociedade por ações de capital aberto, concessionária distribuidora de energia elétrica, sob o controle acionário da Rede Energia Participações S/A (REDE), que atua na área de distribuição de energia elétrica, além da geração própria de energia, por meio de usina térmica, para o atendimento aos sistemas isolados em sua área de concessão que abrange todo o Estado de Mato Grosso com 903.378 km², atendendo 1.462.457 consumidores em 141 municípios. A Companhia possui sede na cidade de Cuiabá, Estado de Mato Grosso e obteve registro de Companhia aberta na CVM em 25 de outubro de 1994.

Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica:

Em 11 de dezembro de 1997, foi outorgado à Companhia concessão para distribuição de energia elétrica em 141 municípios no Estado de Mato Grosso, pelo prazo de 30 anos. O contrato de concessão foi homologado junto à ANEEL, podendo ser prorrogado por uma única vez, pelo mesmo período, a critério do Poder Concedente.

Além do contrato de distribuição acima mencionado, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração nº 04/1997 de 1 Usina Termelétrica, com a respectiva subestação associada, com vencimento em 10 de dezembro de 2027.

Concessão de usinas térmicas	Capacidade total instalada MW (*)	Capacidade total utilizada MW (*)	Data da concessão	Data de vencimento
Concessão de 1 Usina Termelétrica: Guariba	2,44	1,207	10/12/1997	10/12/2027

(*) Informação fora do escopo dos auditores independentes

De acordo com o artigo 8º da Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, ficou vedada às concessionárias que atuam na distribuição de energia elétrica, manter atividades de geração no sistema interligado nacional de transmissão. A exceção ficou para os casos de atendimento a sistema elétrico isolado, ou seja, aqueles não ligados ao sistema interligado de transmissão. Embora possuindo 1 usina termelétrica própria no sistema isolado, a principal atividade da Companhia é a distribuição de energia elétrica, e a necessidade da manutenção desses ativos de geração é somente para atendimento dessas comunidades isoladas. Portanto, a administração considera seu negócio principal a atividade de distribuição de energia elétrica e a pequena atividade de geração como parte integrante do negócio principal.

O contrato de concessão de distribuição contém cláusulas específicas que garantem o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados ao serviço no final da concessão. Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles efetivamente utilizados na prestação do serviço.

As obrigações da concessionária, previstas no contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica são:

- I - operar e manter as instalações de modo a assegurar a continuidade e a eficiência do Serviço Regulado, a segurança das pessoas e a conservação dos bens e instalações e fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos níveis de qualidade e continuidade estabelecidos em legislação específica;
- II - realizar as obras necessárias à prestação dos serviços concedidos, reposição de bens, e operar a infraestrutura de forma a assegurar a regularidade, continuidade, eficiência, segurança e modicidade das tarifas, em conformidade com as normas técnicas e legais específicas;
- III - organizar e manter controle patrimonial dos bens e instalações vinculados à concessão e zelar por sua integridade providenciando que aqueles que, por razões de ordem técnica, sejam essenciais à garantia e confiabilidade do sistema elétrico, estejam sempre adequadamente garantidos por seguro sendo vedado à

- concessionária alienar ou conceder em garantia tais bens sem a prévia e expressa autorização do agente regulador;
- IV - atender todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista, previdenciária e regulatória, inclusive prestando contas aos consumidores;
- V - implementar medidas que objetivem o combate ao desperdício de energia, por meio de programas de redução de consumo de energia e inovações;
- VI - submeter à prévia aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) alterações nas posições acionárias que impliquem em mudanças de controle. Na hipótese de transferência de ações representativas do controle acionário, o novo controlador deverá assinar termo de anuência e submissão às cláusulas do contrato de concessão e às normas legais e regulamentares da concessão; e
- VII - manter o acervo documental auditável, em conformidade com as normas vigentes.

A concessão poderá ser extinta pelo término do contrato, encampação do serviço, caducidade, rescisão, irregularidades ou falência da concessionária, podendo ser prorrogada, mediante requerimento da concessionária e a critério exclusivo do Poder Concedente - Ministério de Minas e Energia - MME.

As informações referentes a reajustes, revisões tarifárias e outros assuntos regulatórios, ativos e passivos financeiros setoriais, ativo financeiro indenizável da concessão, ativos vinculados à concessão e receita de construção da infraestrutura estão apresentados nas notas explicativas nº 8, 9, 13, 14, 15 e 25, respectivamente.

Efeitos do COVID-19

Em 11 de março de 2020, a Organização Mundial da Saúde (OMS) declarou o surto de COVID-19 como uma pandemia, dado o fato que vários casos de contágio e disseminação da doença vem se espalhando por vários países ao redor do mundo. A grande capacidade de disseminação do vírus fez com que as autoridades de diversos países adotassem o distanciamento físico como medida de contenção do vírus, que têm potencial para afetar significativamente a economia global, tendo em vista a interrupção ou desaceleração da cadeia de suprimentos e o aumento significativo da incerteza econômica, considerando o aumento na volatilidade dos preços dos ativos, das taxas de câmbio e a queda das taxas de juros de longo prazo. As principais economias do Mundo e os principais blocos econômicos vêm estudando pacotes de estímulos econômicos expressivos para superar a potencial recessão econômica que estas medidas de mitigação da propagação do COVID -19 possam provocar.

No Brasil, os Poderes Executivo e Legislativo da União publicaram diversos atos normativos para prevenir e conter a pandemia, assim como mitigar os respectivos impactos na economia, com destaque para o Decreto Legislativo nº 6, publicado em 20 de março de 2020, que declara o estado de calamidade pública. Os governos estaduais e municipais também publicaram diversos atos normativos buscando restringir a livre circulação de pessoas e as atividades comerciais e de serviços, além de viabilizar investimentos emergenciais na área da saúde.

Em 25 de março de 2020, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 878/2020 em resposta às medidas de isolamento social e restrição à mobilidade, e autorizou a flexibilização, até 30 de junho de 2020, de algumas obrigações do contrato de concessão. Ao mesmo tempo, restringiu a suspensão do fornecimento de energia para clientes residenciais e serviços essenciais. As medidas de isolamento, combinado com as restrições a suspensão de fornecimento em razão de inadimplência a determinados grupo de consumidores, vem provocando queda no consumo e na arrecadação da Companhia.

Atenta aos efeitos causados pela pandemia na economia global e, notadamente na economia do Brasil, a Companhia adotou medidas preventivas necessárias para minimizar tais efeitos em seus negócios, dentre as quais destacam-se:

Pessoas

- Criação de um Comitê de Crise para avaliar de forma contínua os possíveis impactos e a eficácia das medidas adotadas pela Companhia além de monitorar todas as determinações das autoridades competentes;
- Disponibilização de um canal de atendimento de saúde telefônico 24 horas por dia a todos os colaboradores e distribuição de máscaras para os colaboradores que atuam diretamente em contato com o público;
- Afastamento domiciliar monitorado em casos de colaboradores que apresentem os sintomas da Covid-19;
- Regime de teletrabalho para colaboradores cuja função possibilite esta modalidade de trabalho;
- Para os profissionais onde a modalidade do teletrabalho não foi possível, foram adotados sistema de revezamento de colaboradores com turnos alternados para evitar desta forma exposição a aglomerações;
- Suspensão das viagens internacionais e nacionais, exceção em casos de extrema necessidade;
- Reforço na higienização dos ambientes de trabalho;

- Redução da jornada de trabalho em 25% e suspensão temporária do contrato de trabalho para parte dos colaboradores como medida de prevenção ao emprego seguindo as orientações da Medida Provisória 936/2020.

Negócios

- Revisão do Plano de Investimentos para o ano de 2020 onde de forma prudente diante dos cenários de incertezas, a Companhia optou por postergar investimentos na ordem de R\$103.900, ressaltando que foram preservados os investimentos essenciais para a continuidade das operações. As obras em andamento não sofreram impactos relevantes;
- Busca pela redução das despesas gerenciáveis entre 7% a 12% do volume registrado em 2019;
- Como resultado das projeções de inadimplência dos mercados onde a Companhia opera, foi efetuado uma provisão para perdas esperadas de aproximadamente R\$9.262;
- Foram contratados novos empréstimos e liquidados outros que possuíam vencimentos ao longo do exercício de 2020;
- Considerando o estágio atual da disseminação do surto de COVID-19, a Companhia revisou seu planejamento estratégico e sensibilizou suas premissas quanto o valor recuperável dos ativos em função dos novos cenários da pandemia, todavia, não foram identificados impactos relevantes em nossas informações financeiras trimestrais;
- Medidas de Assistência Governamental: (i) postergação do recolhimento das contribuições do Pis, Cofins e da Previdência das competências março e abril para os meses de agosto e outubro de 2020; (ii) postergação do recolhimento do FGTS das competências de março, abril e maio para pagamento em 6 parcelas iniciando em julho de 2020; (iii) postergação da compensação ao consumidor pela violação dos limites de DEC e FEC; e (iv) determinação do desconto de 100% do consumo de energia elétrica até 220 KWh/mês no período de 01 de abril a 30 de junho de 2020 em que a Companhia será ressarcida integralmente pelos recursos originários da conta CDE; e
- O reajuste tarifário da Companhia foi aprovado pela ANEEL em abril de 2020, todavia, foi suspenso até 30 de junho de 2020 e em contrapartida haverá o diferimento do recolhimento das quotas mensais da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE dos próximos três meses em iguais montantes financeiros.

A Companhia segue comprometida com a segurança de seus colaboradores, clientes, parceiros, acionistas e das comunidades na região onde atua, bem como é orientada pela transparência e pelas boas práticas de governança corporativa.

2. Apresentação das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

2.1 Declaração de conformidade

As informações financeiras intermediárias foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 - Interim Financial Reporting, emitida pelo *International Accounting Standards Board - IASB* e de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR.

As demais informações referentes às bases de elaboração, apresentação das informações financeiras intermediárias e resumo das principais práticas contábeis não sofreram alterações em relação àquelas divulgadas na Nota Explicativa nº 3.2 às Demonstrações Financeiras Anuais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019 (doravante denominadas de “Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2019”), publicadas na imprensa oficial em 17 de março de 2020.

Dessa forma, estas informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) devem ser lidas em conjunto com as referidas demonstrações financeiras.

A Administração da Companhia declara que todas as informações relevantes próprias das informações financeiras intermediárias, e somente elas, correspondem às informações utilizadas pela Administração na sua gestão.

A emissão das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, foi autorizada pelo Conselho de Administração em 14 de maio de 2020.

2.2 Novos pronunciamentos técnicos, revisões e interpretações ainda não em vigor

As informações referentes aos novos pronunciamentos contábeis emitidos pelo CPC - Comitê de Pronunciamentos Contábeis e pelo IASB International Accounting Standards Board, não trouxeram alterações significativas em relação àquelas divulgadas na nota explicativa 3.3 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2019.

3. Informações por segmento

Um segmento operacional é um componente que desenvolve atividades de negócio das quais pode obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes da Companhia. Todos os resultados operacionais dos segmentos são revistos frequentemente pela Administração para decisões sobre os recursos a serem alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho, e para o qual estão disponíveis nas informações trimestrais.

Os resultados de segmentos que são reportados à Administração incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis.

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica em 141 municípios do Estado do Mato Grosso, e sua demonstração do resultado reflete essa atividade.

4. Caixa e equivalente de caixa, aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

4.1. Caixa e equivalente de caixa

A carteira de aplicações financeiras é constituída por operações compromissadas. A rentabilidade média ponderada da carteira em 31 de março de 2020 equivale a 100,5% do CDI (102,5% em 31 de dezembro de 2019).

Descrição	31/03/2020	31/12/2019
Caixa e depósitos bancários à vista	41.955	53.862
Aplicações financeiras de liquidez imediata:	279.102	54.463
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	157.139	-
Operações compromissadas	121.963	54.463
Total de caixa e equivalentes de caixa - circulante (1)	321.057	108.325

(1) As aplicações financeiras apresentadas possuem liquidez diária e são resgatáveis pela taxa de contratação.

4.2. Aplicações no mercado aberto e recursos vinculados

A carteira de aplicações financeiras é formada, principalmente, por Fundos de Investimentos Exclusivos, compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, tais como: títulos de renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, CDB's, entre outros. A rentabilidade média ponderada da carteira em 31 de março de 2020 equivale a 62,0% do CDI (108,9% do CDI em 31 de dezembro 2019).

Descrição	31/03/2020	31/12/2019
Avaliadas ao valor justo por meio do resultado	659.676	260.470
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	46.398	516
Fundo de Investimento ⁽¹⁾	220	227
Fundo de Investimentos Exclusivos ⁽²⁾	549.772	197.434
Cédula de Crédito Bancário (CCB)	1.123	570
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	11.559	5.077
Operações compromissadas	36.036	25.047
Fundo de Renda Fixa	90.610	43.050
Títulos Públicos	141.839	35.851
Letra financeira do tesouro (LFT)	222.609	83.157
Letra financeira (LF)	-	75
Letra Tesouro Nacional (LTN)	5.970	1.390
Nota do Tesouro Nacional (NTNB)	40.026	3.217
Fundo de investimento em direitos creditórios (FIDC) ⁽³⁾	63.286	62.293
Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados ⁽⁴⁾	659.676	260.470
Circulante	596.390	198.177
Não circulante	63.286	62.293

(1) Fundos de Investimentos - inclui fundos classificados como Renda Fixa e Multimercado e são remunerados de -484,4% a 85,6% (92,1% a 107,7% em 31 de dezembro de 2019) e média ponderada -303,6% do CDI (92,1% a 107,7% em 31 de dezembro de 2019).

(2) Fundo de investimentos exclusivos - inclui aplicações em CDB, CCB, Compromissadas, Fundos de Renda Fixa, Títulos Públicos, LFT, LF, LTN, NTNB são remuneradas 10,3% (105,2% em 31 de dezembro de 2019) do CDI Fundo FI Energisa e 15,1% (115,7% em 31 de dezembro 2019) do CDI Fundo Zona da Mata.

(3) Fundo de investimentos em direitos creditórios - FIDC Energisa Centro Oeste com vencimento em 01/10/2034.

(4) Inclui, R\$109.929 (R\$63.059 em 31 de dezembro de 2019) referente a recursos vinculados a empréstimos, bloqueios judiciais e conselho consumidor, conforme segue:

Recursos vinculados	31/03/2020	31/12/2019
Depósito judicial credores	340	346
Fundo de investimento em direitos creditórios - FIDC	63.286	62.293
Programa Luz para todos	45.671	-
Outros	632	420
Total	109.929	63.059

5. Consumidores e concessionárias

Englobam, principalmente o fornecimento de energia elétrica faturada e não faturada, esta última apurada por estimativa reconhecida pelo regime de competência, tendo por base o consumo médio diário individualizado, entre a data do encerramento da última leitura e a data das informações financeiras intermediárias.

	Saldo a vencer		Saldo vencidos				PPECLD (3)	Total	
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	Há mais de 360 dias		31/03/2020	31/12/2019
Valores correntes:									
Residencial	101.580	-	145.757	26.612	6.917	8.269	(46.926)	242.209	252.188
Industrial	40.657	-	17.293	5.707	4.283	14.065	(14.650)	67.355	88.227
Comercial	78.213	-	42.179	8.086	6.063	13.755	(21.362)	126.934	129.389
Rural	53.313	-	21.411	6.488	1.478	3.650	(4.717)	81.623	84.225
Poder público	26.894	-	8.457	1.550	557	4.380	(4.862)	36.976	39.525
Iluminação pública	1.243	-	10.832	1.691	617	1.531	(1.678)	14.236	5.762
Serviço público	12.457	-	2.795	2.058	1.362	50.479	(50.788)	18.363	20.825
Fornecimento não faturado	351.271	-	-	-	-	-	-	351.271	336.122
Arrecadação Processo Classificação	9.092	-	-	-	-	-	-	9.092	14.443
Valores renegociados:									
Residencial	7.385	13.902	5.292	2.522	2.524	28.088	(36.220)	23.493	21.348
Industrial	1.827	5.706	736	364	407	5.640	(7.167)	7.513	6.293
Comercial	3.090	25.755	2.153	909	1.166	8.339	(23.933)	17.479	20.510
Rural	2.451	3.304	984	506	494	2.640	(4.475)	5.904	5.794
Poder público (1)	8.561	106.781	1.624	397	33	1.079	(1.924)	116.551	116.795
Iluminação pública	802	10.203	353	-	164	-	(164)	11.358	12.367
Serviço público	175	245	16	26	3.066	123	(3.224)	427	360
(-) Ajuste a valor Presente (2)	(184)	(24.617)	-	-	-	-	-	(24.801)	(28.188)
Subtotal -clientes	698.827	141.279	259.882	56.916	29.131	142.038	(222.090)	1.105.983	1.125.985
Suprimento Energia - Moeda Nacional (4)	27.355	-	-	-	-	-	-	27.355	62.379
Outros (5)	353	-	168.347	15.825	597	63.745	(379)	248.488	225.230
Redução do uso do sistema de distribuição (6)	-	-	-	-	-	12.201	-	12.201	12.201
Total	726.535	141.279	428.229	72.741	29.728	217.984	(222.469)	1.394.027	1.425.795
Circulante								1.027.943	1.078.903
Não Circulante								366.084	346.892

(1) Inclui R\$88.172 (R\$89.929 em 31 de dezembro de 2019), referente a renegociação realizada em 03 de agosto de 2016 em que a Companhia assinou com a Prefeitura Municipal de Cuiabá e com a Companhia de Saneamento da Capital (SANECAP) o Termo de Confissão, Assunção e Parcelamento de Dívidas referente a fornecimento de energia elétrica, líquido de juros, correção monetária e multas, que está sendo recebido em parcelas equivalentes a 50% do valor pago mensalmente pela Companhia de Saneamento para o Município de Cuiabá, iniciada em 30 de setembro de 2016. Sobre o saldo devedor incide juros de 0,5% ao mês limitado ao valor da parcela da outorga até o final da concessão (abril/2042).

(2) Ajuste a valor presente: calculado para os contratos renegociados sem a incidência de juros e/ou para aqueles com taxa de juros de IPCA ou IGPM. Para o desconto a valor presente foi utilizado a taxa média anual de CDI 3,96% a.a. (4,60% a.a. em 31 de dezembro de 2019).

(3) Provisão para perdas esperadas de crédito de liquidação duvidosa - a provisão é constituída com base na perda esperada, utilizando uma abordagem simplificada de reconhecimento, em taxas de perdas históricas, probabilidade futura de inadimplência e na melhor expectativa da administração.

Cabe esclarecer de que na constituição de perdas esperadas, inclui-se variáveis de probabilidade futura de inadimplência que neste momento estão agravadas pelo cenário da pandemia do Covid-19, onde a suspensão do fornecimento de energia elétrica pelas concessionárias foi proibida pelo regulador como uma medida de proteção aos consumidores dado o caráter essencial do consumo de energia elétrica. Embora a previsão aponte um aumento da inadimplência pelo cenário exposto, a expectativa é de que esta variável possa alcançar limitado de impacto nas análises de perdas esperadas, uma vez que as concessionárias voltarão a ter a possibilidade de suspensão da energia após 01/07/2020 já que o prazo para o desligamento da energia elétrica por não pagamento se encerra em 30/06/2020. Outro fator atenuante são as medidas de auxílio as concessionárias sinalizadas pelo regulador como contrapartida ao socorro dado aos consumidores como já anteriormente exposto. Em resumo, além da base histórica como métrica para a mensuração das perdas esperadas condições futuras relevantes de inadimplência também são analisadas pela Companhia para cálculo final das perdas esperadas.

Segue movimentação das provisões:

	31/03/2020	31/12/2019
Saldos iniciais - circulante - 31/12/2019 e 31/12/2018	278.115	224.964
Provisões constituídas no período/exercício	43.524	101.973
Baixa de contas de energia elétrica - incobráveis	(19.669)	(48.822)
Saldos finais - circulante - 31/03/2020 e 31/12/2019	301.970	278.115
Alocação:		
Consumidores e concessionárias	222.469	198.614
Títulos de créditos a receber (vide nota explicativa nº 6)	66.363	66.363
Outros créditos - créditos a receber de terceiros	13.138	13.138

(4) Inclui energia vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Composição do saldo da CCEE	31/03/2020	31/12/2019
Créditos a vencer	27.355	62.379
Sub-total créditos CCEE	27.355	62.379
(-) Aquisições de energia na CCEE	(30.380)	(62.626)
(-) Encargos de serviços do sistema	(660)	(858)
Total débitos CCEE	(3.685)	(1.105)

(5) Inclui serviços taxados no montante de R\$ 5.422 (R\$ 6.316 em 31 de dezembro de 2019) que serão ressarcidos ao consumidor contabilizados como redutora na rubrica de outros e R\$247.295 (R\$228.450 em 31 de dezembro de 2019), referente ao ICMS incidente sobre a TUSD suspenso por liminares. Em contrapartida o valor é contabilizado na rubrica de Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS em tributos e contribuições sociais no passivo não circulante.

(6) Os valores objetivaram recompor a receita da Companhia referente à disponibilização da rede de distribuição aos consumidores livres, geradoras e fontes incentivadas. Para o saldo remanescente de R\$12.201 (R\$12.201 em 31 de dezembro de 2019) registrado no ativo não circulante, que se encontra suspenso por liminares, a Companhia possui o mesmo valor registrado em contrapartida no passivo não circulante (nota explicativa nº 23).

6. Títulos de créditos a receber

	31/03/2020	31/12/2019
Processo execução de precatórios P M de Cuiabá ⁽¹⁾	10.189	10.943
Precatório de Órgãos Públicos Municipais ⁽²⁾	67.780	67.780
Outros títulos a receber ⁽³⁾	1.625	1.625
(-) Provisão para perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa (*)	(66.363)	(66.363)
(-) AVP - Precatório	-	(27)
Total	13.231	13.958
Circulante	7.051	7.025
Não circulante	6.180	6.933

(*) Incluído no total apresentado como redutora no ativo não circulante.

(1) Ação de Execução (processo nº 383/2001 - 3ª Vara de Fazenda Pública - Cuiabá) ajuizada em desfavor do Município de Cuiabá, que deu origem ao Precatório Requisitório nº 13.699/2004/TJMT. O montante dos títulos encontra-se em processo de recebimento, tendo sido já recebidos 44 parcelas, restando 22 parcelas fixas de R\$500, corrigidos pela taxa de 0,5% ao mês, e a última parcela de nº 67, no valor de R\$183.

(2) Referem-se a títulos precatórios de Órgãos Públicos Municipais, que após condenação judicial definitiva dos devedores, resultou na expedição dos precatórios conforme ordem emanada do Poder Judiciário, e expedição de requisições de pagamentos, para cobrar dos municípios dívidas relacionadas a débitos de contas de energia elétrica, referente ao período de julho de 1998 a junho de 2014 no montante R\$67.780 (R\$67.780 em 31 de dezembro 2019), vencidas a partir de 27 de julho de 1998. O montante foi transferido da rubrica de consumidores e concessionárias e todos os processos tiveram instrução processual finalizada, transitada em julgado. Do montante total, R\$64.738 (R\$64.738 em 31 de dezembro de 2019) encontra-se provisionado.

Prefeituras	31/03/2020	31/12/2019
Prefeitura Municipal de Alta Floresta (*)	3.042	3.042
Prefeitura Municipal de Cáceres	4.021	4.021
Prefeitura Municipal de Juscimeira	4.127	4.127
Departamento de água e Esgoto de Várzea Grande - DAE VG	56.590	56.590
Total	67.780	67.780

(*) Os títulos da Prefeitura Municipal de Alta Floresta foram renegociados em 09 de agosto de 2019, com reconhecimento de atualização monetária, deduzido de desconto financeiro da ordem de R\$3.636, contabilizados em outras receitas financeiras no exercício e de recebimento de R\$1.270. O montante remanescente será realizado em 45 parcelas mensais com juros de 0,93% a.m.

(3) Refere-se aquisição de crédito de carbono realizado em 16 de julho de 2008 junto a empresa Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A, apresentando em 31 de março de 2020 o saldo de R\$1.625 (R\$1.625 em 31 de dezembro de 2019) que se encontra totalmente provisionado.

Em 31 de março de 2020 os vencimentos dos títulos de créditos são como segue:

	31/03/2020 (*)
2020	5.283
2021	6.625
2022	861
Após 2022	66.825
Total	79.594

(*) Apresentado líquido do ajuste a valor presente.

7. Tributos a recuperar

	31/03/2020	31/12/2019
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	94.453	67.971
Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ	136.056	134.735
Contribuição Social Sobre o Lucro - CSSL	47.604	48.529
Contribuições ao PIS e a COFINS	21.010	22.412
Outros	2.960	2.075
Total	302.083	275.722
Circulante	209.517	192.987
Não circulante	92.566	82.735

Referem-se a créditos tributários de saldos negativos de imposto de renda e de contribuição social sobre o lucro, ICMS sobre aquisição de bens para o ativo intangível/imobilizado e/ou recolhimentos de impostos e contribuições efetuados a maior, que são recuperados ou compensados com apurações de tributos em exercícios posteriores, de acordo com forma prevista na legislação vigente aplicável.

8. Reajuste, Revisões Tarifárias e outros assuntos regulatórios

8.1. Reajuste tarifário:

Os valores das tarifas serão reajustados em periodicidade anual e a receita da concessionária será dividida em duas parcelas: Parcela A (composta pelos custos não gerenciáveis) e Parcela B (custos operacionais eficientes e custos de capital). O reajuste tarifário anual tem o objetivo de repassar os custos não gerenciáveis e atualizar monetariamente os custos gerenciáveis.

Em 02 abril de 2019 a ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.527, aprovou o reajuste tarifário da Companhia, em vigor a partir de 08 de abril de 2019, cujo impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi de 11,29%.

8.2. Revisão tarifária:

A revisão tarifária periódica ocorre a cada 5 anos e neste processo, a ANEEL procede ao recálculo das tarifas, considerando as alterações na estrutura de custos e mercado da concessionária, estimulando a eficiência e a modicidade das tarifas. Os reajustes e as revisões são mecanismos de atualização tarifária, ambos previstos no contrato de concessão. A Concessionária também pode solicitar uma revisão extraordinária sempre que algum evento provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Em 03 de abril de 2018, a ANEEL, através da Resolução Homologatória Nº 2.379 e Nota Técnica nº 69/2018-SGT/ANEEL, homologou o resultado da quarta revisão tarifária periódica da Companhia, em vigor desde 08 de abril de 2018. O impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi um aumento médio de 11,53%.

8.3. Bandeiras tarifárias:

A partir de 2015, as contas de energia passaram a trazer o sistema de Bandeiras Tarifárias.

As Bandeiras Tarifárias têm como finalidade sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional -SIN, por meio da cobrança de valor adicional à Tarifa de Energia - TE.

O sistema de Bandeiras Tarifárias é representado por:

Bandeira Tarifária Verde;

Bandeira Tarifária Amarela;

Bandeira Tarifária Vermelha, segregada em Patamar 1 e 2;

A Bandeira Tarifária Verde indica condições favoráveis de geração de energia, não implicando acréscimo tarifário.

A Bandeira Tarifária Amarela indica condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$1,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês. A partir de junho de 2019 o acréscimo da tarifa passou a ser de R\$1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh). Em novembro de 2019 passou a ser R\$1,34 para cada 100 quilowatt-hora (kWh).

A Bandeira Tarifária Vermelha indica condições ainda mais custosas de geração. Essa bandeira é dividida em dois patamares, quais sejam:

Patamar 1: com a aplicação de uma tarifa de R\$3,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês. A partir de junho de 2019 o acréscimo da tarifa passou a ser de R\$4,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh). Em novembro de 2019 passou a ser R\$4,16 para cada 100 quilowatt-hora (kWh).

Patamar 2: com aplicação de uma tarifa de R\$5,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês. A partir de junho de 2019 o acréscimo da tarifa passou a ser de R\$6,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh). Em novembro de 2019 passou a ser R\$6,24 para cada 100 quilowatt-hora (kWh).

Em 21 de maio de 2019, a ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.551, com vigência a partir de junho de 2019, aprovou a alteração dos valores da Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha - Patamar 1 e Patamar 2, conforme mencionado acima.

Por meio da Resolução Homologatória nº 2.628, de 22 de outubro de 2019, a ANEEL alterou os valores da Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha - Patamar 1 e Patamar 2, a partir da competência novembro, conforme mencionado acima.

Nos períodos findos as bandeiras tarifárias vigoraram da seguinte forma:

Mês	31/03/2020	31/12/2019
Janeiro	Amarela	Verde
Fevereiro	Verde	Verde
Março	Verde	Verde

8.4. Outros assuntos regulatórios - sobrecontratação:

A sobrecontratação das distribuidoras do Grupo Energisa é decorrente, principalmente, da obrigatoriedade que foi imposta às concessionárias de energia elétrica de adquirir energia no Leilão A-1 de 2015 e da migração de clientes especiais para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Independentemente da sua necessidade, as distribuidoras de energia elétrica do país estavam sujeitas à aquisição obrigatória de um mínimo de 96% dos seus Montantes de Reposição no último leilão de 2015, sendo que o descumprimento dessa regra configuraria riscos alheios à gestão dos agentes, inclusive com a imposição de prejuízos às controladas, distribuidora de energia elétrica, oriundos de atividade não remunerada (a aquisição de energia).

O Poder Concedente, diante do cenário de maior retração da economia e da renda, e, por conseguinte, da carga atendida pelos agentes de distribuição, editou o Decreto nº 8.828/16, alterando a obrigação de aquisição do

montante mínimo obrigatório para futuros leilões, quando desnecessária. Quanto ao passado, foram mantidas as discussões e análise do tema junto aos agentes.

Da mesma forma, com relação à migração de clientes especiais do mercado cativo para o mercado livre, a ANEEL alterou a regulamentação permitindo a devolução da energia a eles correspondente, a partir de leilão A-1 de 2016. Não sendo possível a redução dos contratos existentes uma vez que esta possibilidade não estava clara para o vendedor no edital dos leilões anteriores, resta o reconhecimento destas sobras como involuntárias.

Por isso, o Grupo Energisa, recorreu a ANEEL para que essa sobrecontratação seja reconhecida como involuntária, afastando-se os prejuízos das controladas, distribuidoras de energia elétrica. Em reunião da Diretoria da ANEEL, realizada em 25 de abril de 2017, o regulador definiu que a aprovação da involuntariedade de cada distribuidora será avaliada individualmente, considerando o máximo esforço para atingimento do nível de cobertura contratual, conforme previsto na Resolução Normativa 453/2011. Cabe destacar que os processos administrativos abertos pelas empresas do setor de energia elétrica não foram deliberados pela ANEEL.

O Grupo Energisa envidou seus melhores esforços utilizando-se dos mecanismos disponíveis, tais como a participação nos Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSDs) Mensais e de Energia Nova e a realização de acordos bilaterais com geradores para se manter dentro do limite regulatório (entre 100% e 105%) durante o período.

Para o exercício de 2020 em função da pandemia, a Companhia vêm apresentando um excedente ao limite regulatório (100% e 105%), limite este que deve ser majorado pelo Poder Concedente, dada a involuntariedade do momento. De qualquer modo, o Grupo Energisa vem envidando seus melhores esforços utilizando-se dos mecanismos disponíveis, tais como a participação nos Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSDs) Mensais e de Energia Nova, bem como a realização de acordos bilaterais com geradores.

9. Ativos e passivos financeiros setoriais

Referem-se aos ativos e passivos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados pela Parcela A e outros componentes financeiros, que são incluídos nas tarifas no início do período tarifário e aqueles efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Os valores são realizados quando do início da vigência de outros períodos tarifários ou extinção de concessão com saldos apurados e não recuperados, os quais serão incluídos na base de indenização.

Os valores reconhecidos de ativos e passivos financeiros setoriais tiveram a contrapartida a receita de venda de bens e serviços.

Os aditivos contratuais emitidos pela Aneel, veem garantir que os valores de CVA e outros itens financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

A Companhia contabilizou as variações destes custos como ativos e passivos financeiros setoriais, conforme demonstrado a seguir:

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2019	Receita Operacional		Resultado financeiro	Transfêrência	Saldo em 31/03/2020	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não circulante
		Adição	Amortização	Remuneração						
Itens da Parcela A (i)										
Energia elétrica comprada para revenda	97.561	(18.681)	(51.777)	(3.276)	-	23.827	4.027	19.800	23.442	385
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	1.197	-	(865)	-	(264)	68	68	-	68	-
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	42.353	16.967	(2.678)	412	-	57.054	208	56.846	55.949	1.105
Transporte de Energia Elétrica - Itaipu	5.626	1.266	(1.225)	45	-	5.712	95	5.617	5.603	109
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	38.285	7.545	(10.053)	384	-	36.161	782	35.379	35.473	688
Componentes financeiros										
Sobrecontratação de energia (iv)	4.515	-	(4.189)	-	-	326	326	-	326	-
Exposição de submercados (v)	70.651	(43)	(7.112)	643	-	64.139	554	63.585	62.902	1.237
Garantias	298	45	(50)	2	-	295	4	291	289	6
Saldo a compensar (vi)	1.282	-	(1.189)	-	-	93	93	-	93	-
Outros itens financeiros (viii)	89	-	(83)	-	-	6	6	-	6	-
Total Ativo	261.857	7.099	(79.221)	(1.790)	(264)	187.681	6.163	181.518	184.151	3.530

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2019	Receita Operacional		Resultado financeiro	Transfêrência	Saldo em 31/03/2020	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não circulante
		Adição	Amortização	Remuneração						
Itens da Parcela A (i)										
Encargo de serviços de sistema ESS (ii)	95.018	19.759	(27.175)	666	-	88.268	2.114	86.154	86.593	1.675
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	-	2.807	-	21	(264)	2.564	-	2.564	2.514	50
Neutralidade da Parcela A (iii)	36.545	8.318	(3.711)	467	-	41.619	289	41.330	40.815	804
Sobrecontratação de energia (iv)	35.382	(13.835)	-	417	-	21.964	-	21.964	21.537	427
CUSD	147	447	(92)	58	-	560	7	553	549	11
Saldo a compensar (vi)	7.348	205	-	(282)	-	7.271	-	7.271	7.130	141
Devoluções Tarifárias (vii)	87.958	10.722	-	617	-	99.297	-	99.297	-	99.297
Total Passivo	262.398	28.423	(30.978)	1.964	(264)	261.543	2.410	259.133	159.138	102.405
Saldo líquido	(541)	(21.324)	(48.243)	(3.754)	-	(73.862)	3.753	(77.615)	25.013	(98.875)

(i) **Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A (CVA):** a Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

(ii) **Encargo de Serviço do Sistema - ESS:** representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, que inclui os serviços auxiliares, prestados pelos usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN.

(iii) **Neutralidade da Parcela A:** refere-se à neutralidade dos encargos setoriais na tarifa, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados e os valores inseridos nas tarifas.

(iv) **Repasse de sobrecontratação/exposição involuntária de energia:** a distribuidora deve garantir, por meio de contratos de energia regulados, o atendimento de 100% do seu mercado. Contratações superiores ou inferiores a este referencial implicam na apuração, pela ANEEL, com aplicação nos processos de reajustes e revisões tarifárias, dos custos de repasse de aquisição do montante de sobrecontratação, limitado aos 5% em relação à carga anual regulatória de fornecimento da distribuidora e do custo da energia referente à exposição ao mercado de curto prazo.

- (v) **Exposição de submercados:** representa o resultado financeiro decorrente das diferenças entre o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) em função das transferências de energia entre Submercados.
- (vi) **Saldo a Compensar da CVA do ciclo anterior:** conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, verifica-se se o saldo da CVA em processamento considerado no processo tarifário foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele processo tarifário e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada.
- (vii) **Devoluções Tarifárias:** referem-se a receitas de ultrapassagem de demanda e excedentes de reativos auferidas a partir do 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (4CRTP), onde a partir de novembro de 2017, são apropriados nos passivos financeiros setoriais atualizadas mensalmente com aplicação da variação da SELIC e serão amortizadas a partir do início do 5º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (5CRTP).
- (viii) **Outros itens financeiros:** considera-se os demais itens financeiros de características não recorrentes e específico das Distribuidoras, tais como, Reversão do Financeiro RTE2015, Diferencial Eletronuclear, repasse de Compensação DIC/FIC, etc.

10. Outros créditos

	31/03/2020	31/12/2019
Subvenção Baixa Renda ⁽¹⁾	8.432	8.307
Subvenção CDE - Desconto Tarifário ⁽²⁾	41.218	39.656
Banco Daycoval ⁽³⁾	102.985	102.985
(-) Provisão para perdas ⁽³⁾	(102.985)	(102.985)
Outros créditos a Receber - CELPA ⁽⁴⁾	32.023	32.499
(-) Ajuste a Valor presente - CELPA ⁽⁴⁾	(11.216)	(11.315)
Ordens de serviço em curso - PEE e P&D	63.285	64.564
Ordens de serviço em curso - Outros	6.896	7.409
Ordem de desativação ⁽⁵⁾	(8.456)	(9.513)
Sub-rogação CCC ⁽⁶⁾	19.136	19.909
Despesas pagas antecipadamente	25.138	28.954
Adiantamentos	7.603	7.513
Créditos a receber de terceiros-alienação de bens e direitos ⁽⁷⁾	21.934	20.136
Provisão de créditos a receber de terceiros ⁽⁷⁾	(13.138)	(13.138)
Bloqueio Judicial	42	52
Créditos Eletrobrás - LPT ⁽⁸⁾	18.365	18.365
Aquisição de combustível para conta CCC ⁽⁹⁾	78.461	99.069
Outros	2.700	2.686
Total	292.423	315.153
Circulante	256.373	279.540
Não circulante	36.050	35.613

- (1) **Subvenção - Baixa Renda:** esses créditos referem-se à subvenção da classe residencial baixa renda, das unidades consumidoras com consumo mensal inferior a 220 kWh, desde que cumpridos certos requisitos. Essa receita é custeada com recursos financeiros oriundos da RGR - Reserva Global de Reversão e da CDE - Conta de Desenvolvimento Energético, ambos sob a administração da CCEE. O saldo refere-se às provisões de fevereiro e março de 2020, o qual a Administração não espera apurar perdas em sua realização.

Segue a movimentação ocorrida no período/exercício:

	31/03/2020	31/12/2019
Saldo inicial - circulante -31/12/2019 e 31/12/2018	8.307	8.831
Subvenção Baixa Renda	12.713	43.494
Ressarcimentos realizados pela CCEE	(12.588)	(44.018)
Saldo final - circulante -31/03/2020 e 31/12/2019	8.432	8.307

- (2) O saldo de subvenção CDE - Desconto Tarifário refere-se a recursos transferidos às concessionárias autorizados pelo Governo Federal, para fazer frente à Subvenção CDE para os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica. Os valores são reconhecidos mensalmente de acordo com o repasse aos clientes em contrapartida a demonstração do resultado do exercício, enquanto os ressarcimentos, efetuados pela CCEE são realizados na forma de duodécimos mensais, calculados no início de cada exercício. Os saldos correspondem às subvenções incorridas, deduzidas das parcelas recebidas. As diferenças integram os cálculos anuais. Os saldos apresentados, após validação da ANEEL, serão reembolsados ao longo do próximo trimestre.

Segue a movimentação ocorrida no período/exercício:

	31/03/2020	31/12/2019
Saldos iniciais - circulante - 31/12/2019 e 31/12/2018	39.656	54.442
Desconto Tarifário Subvenção Irrigante e Rural	76.120	283.960
Ressarcimento realizados pela CCEE	(74.558)	(298.746)
Saldos finais - circulante - 31/03/2020 e 31/12/2019	41.218	39.656

- (3) Refere-se ao valor transferido pelo Banco Daycoval S/A para a conta corrente da acionista Rede Energia Participações S/A, em 28 de fevereiro de 2012, para quitação de dívidas vencidas, conforme justificativa da Instituição Financeira. A Administração da Companhia considera essa transferência indevida e ajuizou medida judicial para a recuperação desse valor. O saldo está provisionado por se tratar de um ativo contingente, visto que sua realização será confirmada apenas pela ocorrência ou não de eventos futuros, incertos, fugindo totalmente do controle da Administração da Companhia.
- (4) Crédito a receber da Centrais Elétricas do Pará S/A - CELPA, oriundo de transações entre partes relacionadas até a data de alienação para a Equatorial Energia S.A. realizado em 25 de setembro de 2012. Os créditos intragrupo foram parcialmente assumidos pela Rede Power do Brasil S.A., até onde se compensavam, que quitou perante as Partes Relacionadas a parcela do crédito assumido. Do montante inicial da negociação, cerca de 69% foram assumidos pela Rede Power do Brasil S.A. e o restante tiveram seus recebimentos iniciados em parcelas semestrais em 30 de setembro de 2019, com conclusão em setembro de 2034, cujo saldo atualizado é de R\$32.023 (R\$32.499 em 31 de dezembro de 2019).
- (5) O saldo apresentado refere-se às ordens de desativação em curso, em que os ativos retirados das linhas e redes foram devolvidos aos almoxarifados, porém o processo de fechamento das ordens não foi concluído, o que estará ocorrendo no próximo trimestre.
- (6) A Companhia foi enquadrada na sub-rogação do direito de uso da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC, devido à implantação de projetos elétricos que proporcionaram a redução do dispêndio da CCC, que contribui para a modicidade das tarifas aos consumidores finais. Para fins de cálculo do benefício, foram aprovados os seguintes projetos com saldos a receber em aberto:

Obra	Status	Valor aplicado	Valor sub-rogado	Recebido	A receber	
					31/03/2020	31/12/2019
Sistema de Transmissão Sapezal / Comodoro	em serviço	36.225	32.254	16.676	15.578	16.204
Sistema de Transmissão Rondolandia	em serviço	10.203	4.613	4.574	39	39
Sistema de Transmissão Paranorte	em serviço	6.697	4.915	1.396	3.519	3.666
Total		53.125	41.782	22.646	19.136	19.909
Circulante					3.893	5.481
Não Circulante					15.243	14.428

O Despacho ANEEL nº 4.722, de 18 de dezembro de 2009, para aplicação nas publicações do exercício de 2009, trata nos itens 53 e 54, a respeito da contabilização do subsídio recebido pela concessionária, oriundo do fundo da CCC em virtude de obras que visam à desativação de usinas térmicas e conseqüente redução de óleo diesel no processo de geração de energia em nosso país.

O mencionado Despacho determina que todos os valores já recebidos ou aprovados sejam registrados no grupo de contas "223 - Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica". Dentro desse grupo é feita a segregação dos valores já efetivamente recebidos e dos valores pendentes de recebimento, aprovados pelo órgão regulador.

- (7) Créditos a receber de terceiros - refere-se a uso mútuo de poste e venda de sucatas. Inclui R\$13.138 (R\$13.138 em 31 de dezembro 2019) de provisão para perda esperada de créditos de liquidação duvidosa.
- (8) Crédito a receber das Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobrás, em função do Contrato Nº ECFS-348/2014, firmando em 07 de agosto de 2014. O montante diz respeito às liberações finais da 6ª Tranche da subvenção econômica prevista no citado instrumento, cujos recursos são provenientes da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e que se destinam a aplicação integral no âmbito do Programa Luz Para Todos, tendo como contrapartida a conta de Obrigações vinculadas à concessão e permissão do serviço público de energia elétrica.
- (9) A Companhia possui saldos a receber referente a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, sendo que a ANEEL através das Notas Técnicas nº 01/2018-SFF de 03 de janeiro de 2018 e nº 36/2019-SFF de 12 de março de 2019, detalhou a metodologia estabelecida para a fiscalização e o reprocessamento mensal dos benefícios referente ao período de 30 de julho de 2009 a 30 de abril de 2017, demonstrou as análises técnicas das informações colhidas sobre contratos de compra de energia e potência, de combustíveis, as medições de grandezas elétricas e de combustíveis e os tratamentos regulatórios dados acerca das manifestações da empresa, no intuito de apurar eventual ativo ou passivo da beneficiária, no âmbito das regras da Resolução Normativa nº 427/2011. No exercício de 2019, foram reconhecidos o montante de R\$44.329, sendo: R\$30.885 reduzindo a rubrica custo do serviço de operação - outros e R\$13.444 registrado no resultado financeiro na rubrica de outras receitas financeiras. O total a ser ressarcido pela CCEE, foi dividido em 12 parcelas mensais e consecutivas de R\$8.163, atualizadas pelo IPCA. No período findo em 31 de março de 2020 foram recebidas 3 parcelas e o saldo da conta monta em R\$78.461 (R\$99.069 em 31 de dezembro de 2019).

11. Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela Rede Energia Participações S/A, (57,67% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A (EMS), Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A (ETO), Energisa Sul Sudeste - Distribuição de Energia S/A (ESS), Multi Energisa Serviços S/A, Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (CTCE), QMRA Participações S/A e Rede Power Holding de Energia S/A.

A Rede Energia Participações S/A é controlada pela Denerge Desenvolvimento Energético S/A que participa com 70% no capital social. A Denerge é controlada pela Energisa S/A (99,97%). A Energisa é controladora direta da Energisa Participações Minoritárias S/A (85,31%) que por sua vez possui participação direta na Rede Energia Participações S/A de 29,57% e na Companhia 39,82%.

Transações efetuadas durante o período pela Companhia:

	Serviços contratados (Despesas)	Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição (Receita) ⁽⁵⁾	Debêntures (Despesa) financeira ⁽⁴⁾	Saldo a pagar (Fornecedores)	Adiantamento para futuro aumento de capital ⁽⁶⁾	Saldo a pagar Debêntures ⁽⁴⁾	Saldo a receber - Disponibilização de sistema de transmissão e distribuição ⁽⁵⁾
Energisa S/A ⁽¹⁾	13.539	-	6.898	6.194	-	329.480	-
Multi Energisa Serviços S/A ⁽²⁾	2.403	-	-	1.543	-	-	-
Energisa Soluções S/A ⁽³⁾	2.299	-	-	1.136	-	-	-
Energisa Soluções Construções em Linhas e Redes S/A ⁽³⁾	13.514	-	-	2.876	-	-	-
Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A	-	327	-	-	-	-	36
Energisa Rondônia - Distribuidora de Energia S/A	-	71	-	-	-	-	-
31/03/2020	31.755	398	6.898	11.749	-	329.480	36
31/12/2019	-	-	-	21.679	160.000	322.582	35
31/03/2019	28.289	51	6.841	-	-	-	-

(1) **Energisa S/A:** refere-se a serviços administrativos e de compartilhamento de recursos humanos para execução de parcela dos macroprocessos prestados às suas controladas. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários. Os contratos de compartilhamento foram aprovados pela ANEEL e firmados em 01 de março de 2017 com prazo de validade de 60 meses, podendo ser prorrogado mediante termo aditivo que deverá conter anuência da ANEEL.

(2) **Multi Energisa Serviços S/A:** refere-se a serviços de Call Center e Suporte a TI e foram submetidos à aprovação da ANEEL. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários.

(3) **Energisa Soluções S/A e Energisa Soluções e Construções em Linhas e Redes S/A:** as transações com as empresas ligadas referem-se a serviços de manutenção de linhas, subestações, engenharia e de projetos. Os contratos foram submetidos à aprovação da ANEEL e são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários.

(4) **Energisa S/A - debêntures:** a Companhia efetuou a 6ª e 7ª emissão de debêntures em moeda corrente, que foram na sua totalidade, adquiridas pela Energisa S/A com vencimentos e condições conforme nota explicativa nº 18. Em 31 de março de 2020 o valor atualizado é de R\$ 329.480 (R\$322.582 em 31 de dezembro de 2019).

(5) **Energisa Rondônia - Distribuidora de Energia S/A e Energisa Mato Grosso do Sul S/A:** refere-se ao contrato de disponibilização do sistema de distribuição (TUSD).

(6) Os recursos destinados a futuro aumento de capital não são remunerados e foram totalmente capitalizados em abril de 2020.

Remuneração dos Administradores

	31/03/2020	31/03/2019
Remuneração Anual ^(a)	11.997	14.408
Remuneração dos membros do conselho de Administração	154	146
Remuneração da Diretoria	862	864
Outros Benefícios ^(b)	450	421

(a) Limite global da remuneração anual dos administradores foi aprovado em AGO/E de 28 de abril de 2020. Para o exercício de 2019 foi aprovado na AGO/E de 28 de abril de 2019.

(b) Inclui encargos sociais, benefícios de previdência privada, seguro saúde e seguro de vida.

A maior e a menor remuneração atribuídas a dirigentes e conselheiros relativas ao mês de março, foram de R\$61 e R\$3 (R\$59 e R\$2 em 31 de março de 2019), respectivamente. A remuneração no período de 31 de março de 2020 foi de R\$23 (R\$22 em 31 de março 2019).

Programa de Remuneração Variável (ILP)

A Companhia ofereceu aos seus executivos um Plano de Incentivo de Longo Prazo - ILP. Este plano tem por objetivo (i) o alinhamento de interesses entre acionistas e executivos; (ii) a promoção da meritocracia; (iii) a retenção de executivos de bom desempenho; (iv) o estímulo de resultados sustentáveis e atingimento de metas empresariais, com compartilhamento da criação de valor. O benefício é direcionado aos executivos da Companhia a ser pago em Units da controladora Energisa S/A, até o limite previsto de 0,5% do capital social da Controladora Energisa S/A, na data de aprovação do Plano, que será baseado em um valor definido para cada nível levando em consideração o desempenho individual consignado no contrato de concessão de ações, de acordo com o escopo de cada executivo. O benefício visa atrair e reter pessoas-chaves e premiá-las em função do seu desempenho, aliado às metas de desempenho da Companhia. O plano foi aprovado pela Controladora Energisa S/A em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 25 de abril de 2018, e o regulamento aprovado em reunião do Conselho de Administração em 10 de maio de 2018.

Atualmente, a Companhia possui um total de dois programas de concessão de ações e duas outorgas contratuais em andamento. Aos programas são associadas condições de performance (Total Shareholder Return - TSR Relativo e Fluxo de caixa livre), que modificam o target em função das faixas atingidas.

O 1º programa foi aprovado em 10 de maio de 2018 com limite de pagamento previsto de até 38.658 units e período de aquisição do direito (vesting) de 3 anos, a partir da data de outorga de 02 de maio de 2018. O 2º programa foi aprovado em 9 de maio de 2019 com limite de pagamento previsto de até 31.318 units e período de aquisição do direito (vesting) de 3 anos, a partir da data de outorga de 10 de maio de 2019. Não há opções exercíveis ou expiradas em 31 de março de 2020.

Em atendimento ao IFRS 2/CPC 10, a Companhia apurou o valor justo das ações (units) restritas com condições de performance (Performance Shares) outorgadas com base no modelo de Monte Carlo para permitir a incorporação das condições de carência de mercado no valor justo do ativo. A despesa é reconhecida em uma base “pro rata temporis”, que se inicia na data da outorga, até a data em que o beneficiário adquire o direito a receber as ações.

Premissas e cálculo do valor justo das Ações Outorgadas

Para determinação do valor justo foram utilizadas as seguintes premissas:

	1º programa ILP	2º programa ILP
Método de Cálculo	Monte Carlo	Monte Carlo
Total de opções de ações outorgadas	38.658	31.318
Prazo de carência	3 anos	3 anos
Taxa de juros livre de risco ^(a)	8,2%	7,7%
Volatilidade ^(b)	25,61%	23,98%
Valor justo na data da outorga	R\$ 27,68	R\$34,07

(a) Para o 1º Programa a taxa de juros = 8,2% (projeção da DI com prazo de vencimento equivalente ao fim da carência do Programa - DI1J2021). Para o 2º Programa: Taxa de juros = 7,7% (projeção da DI com prazo de vencimento equivalente ao fim da carência do Programa - DI1J2022).

(b) Volatilidade e correlação entre os preços de ação (da Energisa S/A e dos concorrentes considerados no IEE (“Índice de Energia Elétrica e seus pares”) para o Total Shareholder Return (TSR) foram calculadas com base nos valores históricos de 1 ano anterior à data de outorga do programa.

Devido as características específicas do Plano de Incentivo de Longo Prazo da Companhia, divulgadas acima, não há preço de exercício ou limite para exercício associados.

No período findo em 31 de março de 2020, foram contabilizados R\$178 (R\$71 em 31 de março de 2019) decorrente do Plano de Outorga de Opção de Ações na demonstração do resultado do exercício na rubrica de despesas operacionais. O montante reconhecido na reserva de capital no patrimônio líquido acumula, em 31 de março de 2020, R\$1.021 (R\$844 em 31 de dezembro de 2019).

12. Créditos tributários, impostos diferidos e despesa de imposto de renda e contribuição social corrente

O IRPJ e a CSLL diferidos são calculados sobre as diferenças entre os saldos dos ativos e passivos das informações financeiras intermediárias e as correspondentes bases fiscais utilizadas no cálculo do IRPJ e da CSLL correntes. A probabilidade de recuperação destes saldos é revisada no final de cada exercício e, quando não for mais provável que bases tributáveis futuras estejam disponíveis e permitam a recuperação total ou parcial destes impostos, o saldo do ativo é reduzido ao montante que se espera recuperar.

	31/03/2020	31/12/2019
Ativo		
Prejuízo fiscal	32.004	-
Base negativa de contribuição social s/ o lucro	11.525	-
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	278.237	273.699
Contribuição social sobre o lucro líquido	100.165	98.532
Total	421.931	372.231
Passivo		
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	259.153	208.444
Contribuição social	93.295	75.040
Total	352.448	283.484
Total líquido - ativo não circulante	69.483	88.747

A natureza dos créditos diferidos são como segue:

	31/03/2020		31/12/2019	
	Base de cálculo	IRPJ + CSLL	Base de cálculo	IRPJ + CSLL
Ativo				
Prejuízo fiscal	128.014	32.004	-	-
Base negativa da contribuição social sobre o lucro	128.058	11.525	-	-
Provisão para créditos (PPECLD e Daycoval)	404.955	137.685	381.100	129.574
Outras provisões (honorários e outras)	324.478	110.323	316.999	107.780
Provisões para riscos cíveis, trabalhistas, fiscais e regulatórios	103.556	35.209	104.129	35.404
Ajustes a valor presente	24.801	8.432	28.188	9.584
Contratos e prestações de serviços	1.076	366	1.111	378
Outras adições temporárias	254.081	86.387	263.271	89.511
Instrumentos financeiros - derivativos	(370.810)	(126.075)	(177.280)	(60.275)
Encargos sobre reavaliação de ativos	(103.317)	(35.128)	(108.058)	(36.740)
Parcela do VNR do ativo financeiro indenizável da concessão e atualização	(562.486)	(191.245)	(548.437)	(186.469)
Total - ativo não circulante	332.406	69.483	261.023	88.747

A seguir, as realizações dos créditos fiscais ativos:

Exercícios	Realização de créditos fiscais
2020	23.002
2021	41.134
2022	48.202
2023	42.381
2024	44.344
2025	50.944
2026 e 2027	171.924
Total	421.931

Os valores de imposto de renda e contribuição social que afetaram o resultado do período, bem como a compensação dos créditos tributários registrados, são demonstrados como segue:

Aliquota Efetiva	31/03/2020	31/03/2019
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	56.132	146.143
Aliquota fiscal combinada	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social calculados às alíquotas fiscais combinadas	(19.085)	(49.689)
Ajustes:		
Despesas indedutíveis (doações, brindes, multa, etc.)	(168)	(284)
Créditos sobre incentivos fiscais - SUDAM ⁽²⁾	-	21.945
Outras exclusões permanentes ⁽¹⁾	-	909
Impostos de renda e contribuição social sobre o lucro	(19.253)	(27.119)
Aliquota efetiva	34,30%	18,56%

(1) Referem-se basicamente a outros incentivos fiscais utilizados pela Companhia, como PAT (Programa de Alimentação do Trabalhador), Doações/Patrocínios Culturais, Lei 8.313/91 e Projetos Desportivos, Lei 11.438/2006.

(2) Em dezembro de 2014 a Companhia obteve aprovação junto ao Ministério da Integração Social do seu pedido de benefício fiscal para o período de 01 de janeiro de 2014 a 31 de dezembro de 2023, através do Laudo Constitutivo 114/2014, expedido em 19/12/2014, bem como o reconhecimento pela Receita Federal do Brasil, através do Ato Declaratório Executivo nº 17-DRF/CBA de 02 de fevereiro de 2015, que consiste na redução de até 75% do Imposto de Renda calculado sobre o lucro de exploração. Os valores de redução do imposto de renda e adicionais - Incentivo SUDAM- apurados no exercício de 2019, foram registrados diretamente na demonstração de resultado do período na rubrica "imposto de renda e contribuição social corrente" de acordo com a Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08.

A Companhia, amparada pela legislação vigente, formalizou o pedido de prorrogação do benefício fiscal, a fim de ampliá-lo pelo período de mais 10 anos, a contar do momento da sua aprovação. Neste sentido, a Companhia possui processo que se encontra em fase de análise, formalizado junto à Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM).

13. Ativo financeiro indenizável da concessão

Os contratos de distribuição de energia elétrica estão dentro dos critérios de aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (IFRIC 12), que trata de contratos de concessão, e referem-se à infraestrutura investida que será objeto de indenização do Poder Concedente, durante o período e ao final das concessões, estão classificados como ativos financeiros e mensurados ao valor justo por meio do resultado conforme previsto no marco regulatório do segmento e no contrato de concessão assinados pela companhia e a ANEEL.

A remuneração do ativo financeiro indenizável da concessão, foi registrada em receitas operacionais como ativo financeiro indenizável da concessão no montante de R\$14.049 (R\$98.012 em 31 de dezembro de 2019).

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

	31/03/2020	31/12/2019
Ativo financeiro valor justo -31/12/2019 e 31/12/2018	2.689.436	2.118.843
Adições no período/exercício ⁽¹⁾	80.084	483.455
Baixas no período/exercício	(3.844)	(10.874)
Receitas operacionais - ativo financeiro indenizável da concessão ⁽²⁾	14.049	98.012
Ativo financeiro valor justo -31/03/2020 e 31/12/2019	2.779.725	2.689.436

- (1) Transferências originadas do ativo contratual - infraestrutura em construção.
- (2) Os ativos financeiros estão demonstrados e classificados a valor justo por meio do resultado, atualizados pela variação mensal do IPCA, índice de remuneração utilizado pelo regulador nos processos de revisão tarifária reduzido pelo percentual de glosas apurados em homologações anteriores, refletindo a melhor estimativa da Administração do valor justo do ativo.

14. Imobilizado e Intangível

	31/03/2020	31/12/2019
Imobilizado	15.384	14.898
Intangível - contrato de concessão ⁽¹⁾	1.557.284	1.572.566
Total	1.572.668	1.587.464

- (1) Refere-se à parcela da infraestrutura utilizada na concessão da distribuição de energia elétrica a ser recuperada pelas tarifas durante o prazo da concessão, exceto quanto ao montante de R\$6.696 (R\$7.165 em 31 de dezembro de 2019) de direito de uso - imóveis.

	Taxa média de depreciação (%)	Saldos 31/12/2019	Adição	Transferências ⁽¹⁾	Baixas ⁽²⁾	Amortização/ Depreciação ⁽³⁾	Saldos 31/03/2020
Intangível em Serviço							
Custo	3,99%	4.872.317	-	47.696	(17.115)	-	4.902.898
Amortização Acumulada		(2.800.821)	-	-	12.783	(73.327)	(2.861.365)
Subtotal		2.071.496	-	47.696	(4.332)	(73.327)	2.041.533
Direito de Uso - Imóveis ⁽⁴⁾							
Custo		9.246	-	-	-	-	9.246
Amortização Acumulada		(2.081)	-	-	-	(469)	(2.550)
Subtotal		7.165	-	-	-	(469)	6.696
Obrigações vinculadas à concessão							
Em Serviço							
Custo	3,68%	1.414.739	-	1.556	-	-	1.416.295
Amortização Acumulada		(908.644)	-	-	-	(16.706)	(925.350)
Subtotal		506.095	-	1.556	-	(16.706)	490.945
Total Intangível		1.572.566	-	46.140	(4.332)	(57.090)	1.557.284
Imobilizado em Serviço							
Custo							
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	3,33%	749	-	-	-	-	749
Máquinas e Equipamentos	15,75%	33.727	-	767	-	-	34.494
Móveis e utensílios	6,25%	7.129	-	8	-	-	7.137
Total do imobilizado em serviço		41.605	-	775	-	-	42.380
Depreciação acumulada							
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias		(470)	-	-	-	(6)	(476)
Máquinas e Equipamentos		(23.509)	-	-	-	(869)	(24.378)
Móveis e utensílios		(4.148)	-	-	-	(78)	(4.226)
Total Depreciação acumulada		(28.127)	-	-	-	(953)	(29.080)
Subtotal Imobilizado		13.478	-	775	-	(953)	13.300
Imobilizado em curso		1.420	1.439	(775)	-	-	2.084
Total do Imobilizado		14.898	1.439	-	-	(953)	15.384
Total Ativo Intangível e Imobilizado		1.587.464	1.439	46.140	(4.332)	(58.043)	1.572.668

- (1) Transferências originadas do ativo contratual - infraestrutura em construção.
- (2) As baixas no montante de R\$4.332, referem-se às baixas realizadas no período, contabilizadas nas Ordens de Desativação - ODD, e ao final do processo os valores são transferidos para a demonstração do resultado do exercício na rubrica de outras receitas (despesas) operacionais.
- (3) A Companhia reconheceu no período, créditos de PIS e COFINS sobre a amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$3.998 (R\$15.362 em 31 de dezembro de 2019), não inclui montante de R\$278 referente a provisão de despesa de depreciação de incorporação de redes.
- (4) Refere-se ao direito de uso de imóveis originados pela aplicação das normas contábil CPC 06 (R2), amortizados em conformidade com vida útil definida em cada contrato.

	Taxa média de depreciação (%)	Saldo 31/12/2018	Adoção Inicial CPC 06 (R2)	Adição	Transferências ⁽¹⁾	Baixas ⁽²⁾	Amortização/ Depreciação ⁽³⁾	Saldo 31/12/2019
Intangível em Serviço								
Custo	3,99%	4.691.098	-	-	283.812	(102.593)	-	4.872.317
Amortização Acumulada		(2.604.457)	-	-	(243)	79.375	(275.496)	(2.800.821)
Subtotal		2.086.641	-	-	283.569	(23.218)	(275.496)	2.071.496
Direito de Uso - Imóveis ⁽⁴⁾								
Custo		-	7.225	2.021	-	-	-	9.246
Amortização Acumulada		-	-	-	-	-	(2.081)	(2.081)
Subtotal		-	7.225	2.021	-	-	(2.081)	7.165
Obrigações vinculadas à concessão								
Em Serviço								
Custo	3,66%	1.392.277	-	-	22.462	-	-	1.414.739
Amortização Acumulada		(841.143)	-	391	(241)	-	(67.651)	(908.644)
Subtotal		551.134	-	391	22.221	-	(67.651)	506.095
Total Intangível Imobilizado em Serviço		1.535.507	7.225	1.630	261.348	(23.218)	(209.926)	1.572.566
Imobilizado em Serviço								
Custo								
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	3,33%	749	-	-	-	-	-	749
Máquinas e Equipamentos	15,78%	31.262	-	-	2.549	(84)	-	33.727
Veículos	14,29%	84	-	-	-	(84)	-	-
Móveis e utensílios	6,25%	6.216	-	-	913	-	-	7.129
Total do imobilizado em serviço		38.311	-	-	3.462	(168)	-	41.605
Depreciação acumulada								
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias		(448)	-	-	-	-	(22)	(470)
Máquinas e Equipamentos		(20.124)	-	-	-	13	(3.398)	(23.509)
Veículos		(83)	-	-	-	83	-	-
Móveis e utensílios		(3.869)	-	-	-	-	(279)	(4.148)
Total Depreciação acumulada		(24.524)	-	-	-	96	(3.699)	(28.127)
Subtotal Imobilizado		13.787	-	-	3.462	(72)	(3.699)	13.478
Imobilizado em curso		-	-	4.882	(3.462)	-	-	1.420
Total do Imobilizado		13.787	-	4.882	-	(72)	(3.699)	14.898
Total Ativo Intangível e Imobilizado		1.549.294	7.225	6.512	261.348	(23.290)	(213.625)	1.587.464

(1) Transferências originadas do ativo contratual - infraestrutura em construção.

(2) As baixas no montante de R\$23.290 referem-se às baixas realizadas no exercício, contabilizadas nas Ordens de Desativação - ODD, e ao final do processo os valores são transferidos para a demonstração do resultado do exercício na rubrica de outras receitas (despesas) operacionais.

(3) A Companhia reconheceu no exercício, créditos de PIS e COFINS sobre a amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$15.362 (R\$14.736 em 2018).

(4) Refere-se ao direito de uso de imóveis originados pela aplicação das normas contábil CPC 06 (R2), amortizados em conformidade com vida útil definida em cada contrato.

A infraestrutura utilizada pela Companhia nas suas operações é vinculada ao serviço público de geração e distribuição de energia, não podendo ser retirada, alienada, cedida ou dada em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução Normativa nº 691 de 08 de dezembro de 2015, regulamenta a desvinculação da infraestrutura das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica,

concedendo autorização prévia para sua desvinculação, quando destinada à alienação. Determina, também, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária específica e os recursos reinvestidos na infraestrutura da própria concessão.

A amortização do ativo intangível reflete a forma na qual os benefícios futuros referentes à utilização dos ativos são esperados que sejam consumidos pela Companhia ou limitado ao prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. O padrão de consumo destes ativos está relacionado às vidas úteis estimadas de cada bem integrante do conjunto de bens tangíveis contidos na infraestrutura de distribuição. A taxa média ponderada de amortização utilizada é de 3,99% (3,99% em 31 de dezembro de 2019).

O saldo do intangível e do ativo financeiro indenizável da concessão está reduzido pelas obrigações vinculadas a concessão, que são como segue:

	31/03/2020	31/12/2019
Contribuições do consumidor ⁽¹⁾	1.288.618	1.278.326
Participação da União - recursos CDE ⁽²⁾	808.175	753.548
Participação do Governo do Estado ⁽²⁾	9.348	9.348
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	119.971	119.971
(-) Amortização acumulada	(925.350)	(908.644)
Total	1.300.762	1.252.549
Alocação:		
Contas a receber do ativo financeiro indenizável da concessão	697.843	693.968
Infraestrutura - Intangível em serviço	490.945	506.095
Ativo contratual - infraestrutura em construção	111.974	52.486
Total	1.300.762	1.252.549

(1) As contribuições do consumidor representam a participação de terceiros em obras para fornecimento de energia elétrica em áreas não incluídas nos projetos de expansão das concessionárias de energia elétrica.

(2) A participação da União (recursos provenientes da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE) e a participação do Governo do Estado, estão destinadas ao Programa Luz para Todos.

15. Ativo contratual - infraestrutura em construção

No ativo contratual são registrados, os gastos que são diretamente atribuíveis a aquisição e construção dos ativos, tais como: (i) O custo de materiais e mão de obra direta; (ii) quaisquer outros custos para colocar o ativo no local em condições necessárias para que sejam capazes de operar na sua plenitude; e (iii) os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos ao custo de construção da infraestrutura, apropriados considerando os determinados critérios para capitalização, como aplicação da taxa média ponderada e juros de contratos específicos de acordo com o normativo do CPC 20.

	Saldos 31/12/2019	Adição	Transferências (1)	Baixas (2)	Saldos 31/03/2020
Ativo contratual - infraestrutura em construção					
Em construção	496.135	148.614	(47.696)	(83.959)	513.094
Obrigações Vinculadas à Concessão					
Em construção	52.486	64.919	(1.556)	(3.875)	111.974
Total do ativo contratual - infraestrutura em construção	443.649	83.695	(46.140)	(80.084)	401.120

	Saldos 31/12/2018	Adição	Transferências (1)	Baixas (2)	Saldos 31/12/2019
Ativo contratual - infraestrutura em construção					
Em construção	571.594	738.375	(283.810)	(530.024)	496.135
Obrigações Vinculadas à Concessão					
Em construção	111.083	10.434	(22.462)	(46.569)	52.486
Total do ativo contratual - infraestrutura em construção	460.511	727.941	(261.348)	(483.455)	443.649

(1) O montante de R\$46.140 (R\$ 261.348 em 31 de dezembro de 2019) foram transferidos para o Intangível.

- (2) As baixas no montante de R\$80.084 (R\$483.455 em 31 de dezembro de 2019) referem-se as transferências para o ativo financeiro indenizável da concessão, corresponde a parcela bifurcada do ativo contratual - infraestrutura em construção a ser indenizada no final da concessão pelo Poder Concedente, conforme prevê o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica que está enquadrado nos critérios de aplicação da interpretação técnica do ICPC 01 (IFRIC 12).

16. Fornecedores

	31/03/2020	31/12/2019
Contratos Bilaterais ⁽¹⁾	294.328	251.450
Encargos de serviços do sistema ⁽⁴⁾	660	858
Uso da rede básica ⁽¹⁾	24.651	24.176
CCEE ⁽²⁾	30.380	62.626
Energia livre	7.860	7.860
Materiais e serviços e outros ⁽³⁾	64.759	114.166
Total	422.638	461.136
Circulante	384.111	422.691
Não circulante	38.527	38.445

- (1) Refere-se à aquisição de energia elétrica de geradores, uso da rede básica e uso do sistema de distribuição, cujo prazo médio de liquidação é de 25 dias.
- (2) No primeiro trimestre de 2020 a conta CCEE sofreu uma grande redução em consequência das condições hidrológicas mais favoráveis do Sistema Interligado Nacional (SIN), aliadas à um PLD (Preço das Liquidações das Diferenças) mais baixo. Em novembro e dezembro de 2019 a geração das usinas hidrelétricas foi abaixo da média e as distribuidoras foram obrigadas a assumir um custo maior em decorrência do Risco hidrológico associado a um PLD elevado. Está previsto na Lei nº 12.783/2013, que as despesas relacionadas ao Risco hidrológico são assumidas pelas distribuidoras com direito ao repasse para o consumidor final através do reajuste tarifário.
- (3) Refere-se às aquisições de materiais, serviços e outros, necessários à execução, conservação e manutenção dos serviços de distribuição de energia elétrica, com prazo médio de liquidação de 40 dias.

17. Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

A movimentação dos empréstimos e financiamentos está demonstrada a seguir:

	Saldos em 31/12/2019	Captação	Pagamento de Principal	Pagamento de Juros	Encargos, atualização monetária, cambial e Custos	Custos Apropriados	Marcação Mercado da Dívida	Saldos em 31/03/2020
Mensuradas ao custo								
Moeda Nacional								
Pós Fixado								
CDI	1.227.131	665.000	(315.000)	(12.304)	16.908	-	-	1.581.735
TR	353.402	-	-	(5.773)	5.868	-	-	353.497
Gastos com captação	(641)	-	-	-	125	(650)	-	(1.166)
Total do custo	1.579.892	665.000	(315.000)	(18.077)	22.901	(650)	-	1.934.066
Mensurados ao valor justo								
Moeda Estrangeira								
Dólar	764.766	50.000	(154.156)	(6.112)	228.179	-	-	882.677
Euro	48.387	-	-	(116)	12.888	-	-	61.159
Gastos com captação	(547)	-	-	-	55	-	-	(492)
Marcação a mercado	3.238	-	-	-	-	-	12.640	15.878
Total ao valor justo	815.844	50.000	(154.156)	(6.228)	241.122	-	12.640	959.222
Total	2.395.736	715.000	(469.156)	(24.305)	264.023	(650)	12.640	2.893.288
Circulante	583.907							912.629
Não circulante	1.811.829							1.980.659

	Saldo em 31/12/2018	Captação	Pagamento de Principal	Pagamento de Juros	Encargos, atualização monetária, cambial e Custos	Custos Apropriados	Marcação Mercado da Dívida	Saldo em 31/12/2019
Mensuradas ao custo								
Moeda Nacional								
Pós Fixado								
CDI	1.006.568	280.000	(71.111)	(71.008)	82.682	-	-	1.227.131
TR	353.307	-	-	(23.661)	23.756	-	-	353.402
Gastos com captação	-	-	-	-	211	(852)	-	(641)
Total do custo	1.359.875	280.000	(71.111)	(94.669)	106.649	(852)	-	1.579.892
Mensurados ao valor justo								
Moeda Estrangeira								
Dólar	618.223	200.000	(78.038)	(28.342)	52.923	-	-	764.766
Euro	-	50.000	-	-	(1.613)	-	-	48.387
Gastos com captação	(766)	-	-	-	219	-	-	(547)
Marcação a mercado	4.650	-	-	-	-	-	(1.412)	3.238
Total ao valor justo	622.107	250.000	(78.038)	(28.342)	51.529	-	(1.412)	815.844
Total	1.981.982	530.000	(149.149)	(123.011)	158.178	(852)	(1.412)	2.395.736
Circulante	155.141							583.907
Não circulante	1.826.841							1.811.829

A composição da carteira de empréstimos e financiamentos e as principais condições contratuais podem ser encontradas no detalhamento abaixo:

Operação	Total		Encargos Financeiros Anuais	Vencimen to	Amortização do principal	(Taxa efetiva de juros) (4)	Garanti as (*)
	31/03/2020	31/12/2019					
Energisa Mato Grosso							
FIDC Grupo Energisa IV - 1ª Série	353.497	353.402	TR + 7,00% a.a.	out/34	Mensal a partir de out/29	1,71%	R
FIDC Grupo Energisa IV - 2ª Série	482.520	482.682	CDI + 0,70% a.a.	abr/31	Mensal a partir de abr/21	1,18%	R
Nota Flutuante de Juros - Santander (3 e 5)	135.203	450.626	CDI + 1,25% a 1,3248% a.a.	dez/20	Semestral a partir de dez/19	1,32% a 1,34%	A
Nota Promissória 2ª Emissão (3)	297.387	293.823	CDI + 0,80% a.a.	mar/22	Final	1,21%	A
Santander FRN 4133870	191.273	-	CDI + 0,95% a.a.	fev/23	Semestral a partir de fev/22	1,25%	A
CCB BRADESCO 24032020 (1)	130.211	-	CDI + 4,8005% a.a.	mar/21	Final	2,19%	A
CCB ITAÚ 1011200300114	30.037	-	CDI + 4,10% a.a.	mar/21	Final	2,02%	A
Santander FRN 4135786	315.104	-	CDI + 4,60% a.a.	mar/21	Final	2,14%	A
Custo de captação incorrido na contratação	(1.166)	(641)					
Total em Moeda Nacional	1.934.066	1.579.892					
Resolução 4131-Bank of America ML (1 e 3)	275.931	214.059	Libor + 1,20% a 1,60% a.a.	jan/21	Final	30,97% a 31,07%	A
Citibank Loan - 4131 (1 e 3)	74.663	57.899	Libor + 1,70% a.a.	jun/22	Anual a partir de 2021	31,09%	A
Citibank EDC Loan - 4131 (1 e 3)	74.656	57.892	Libor + 1,80% a.a.	jun/22	Anual a partir de 2021	31,12%	A
Citibank Loan - 4131 (1,3 e 5)	-	128.422	Libor + 0,82% a.a.	set/21	Final	30,87%	A
J P MORGAN Loan (1 e 3)	139.454	108.167	Libor + 1,05% a.a.	nov/21	Final	30,93%	A
Merryl Lynch Loan (1 e 3)	61.159	48.387	0,6870% a.a.	dez/22	Final	26,57%	A
Scotiabank Loan (1 e 3)	257.468	198.327	2,1964% a.a.	dez/22	Final	29,53%	A
Citibank Loan 56416 (1 e 3)	60.505	-	Libor + 0,60% a.a.	fev/23	Final	30,82%	A
Custo de captação incorrido na contratação	(492)	(547)					
Marcação à Mercado de Dívida (2)	15.878	3.238					
Total em Moeda Estrangeira	959.222	815.844					
Total	2.893.288	2.395.736					

(*) A = Aval Energisa S.A., R=Recebíveis.

- (1) Os contratos em moeda estrangeiras possuem proteção de swap cambial e instrumentos financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 29 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos).
- (2) Estas operações estão sendo mensuradas ao valor justo por meio do resultado, de acordo com os métodos da contabilidade de "hedge" de valor justo ou pela designação como "Fair Value Option" (vide nota explicativa nº 29 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos).

(3) Condições de covenants - o contrato possui cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos pela controladora final Energisa S.A, sendo os principais listados abaixo:

- ✓ Endividamento Líquido dividido pelo EBITDA, sendo menor ou igual a 4,25 (quatro inteiros e vinte e cinco centésimos) com relação às informações financeiras relativas aos períodos encerrados entre 31 de março de 2020 e 31 de dezembro de 2020 (inclusive), passando para 4,0 (quatro inteiros) com relação às informações financeiras relativas aos períodos encerrados a partir de 31 de março de 2021 (inclusive) até a respectiva data de vencimento dos contratos.
- ✓ EBITDA dividido pelo Resultado Financeiro, sendo maior ou igual a 2,5 (dois inteiros e cinquenta centésimos) até a respectiva data de vencimento dos contratos.

O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 29 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos). Em 31 de março de 2020, as exigências contratuais foram cumpridas.

(4) As taxas efetivas de juros representam as variações ocorridas no período findo em 31 de março de 2020. Para as dívidas em moeda estrangeira, não estão sendo considerados os efeitos do hedge cambial, demonstrados na Nota Explicativa nº 29 - Instrumentos Financeiros e gerenciamento de riscos. A Companhia tem como prática alocar o pagamento de juros na atividade de financiamento na demonstração do fluxo de caixa.

(5) Em 16 e 30 de março de 2020 a Companhia efetuou a liquidação dos contratos no valor de R\$474.878.

Garantias

Para garantia do pagamento das parcelas, a Companhia mantém aplicações financeiras no montante de R\$63.286 (R\$62.293 em 31 de dezembro de 2019), registrado na rubrica “Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados” no ativo.

Os principais indicadores utilizados para a atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações percentuais e taxas efetivas no período/exercício:

Moeda/indicadores	31/03/2020	31/12/2019
US\$ x R\$	28,98%	4,02%
TJLP	1,25%	6,17%
SELIC	1,01%	5,96%
CDI	1,01%	5,96%
IPCA	0,53%	4,31%
LIBOR	1,69%	2,33%

Os empréstimos e financiamentos classificados no passivo não circulante têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2020
2021	243.911
2022	857.501
2023	171.388
2024	48.060
Após 2024	659.799
Total	1.980.659

18. Debêntures (não conversíveis em ações)

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

	Saldos em 2019	Captação	Pagamento de Principal	Pagamento de Juros	Encargos, atualização monetária e Custos	Custos Apropriados	Marcação Mercado da Dívida	Saldos em 2020
Mensuradas ao custo - pós fixado								
CDI	761.927	130.000	-	(14.641)	9.625	-	-	886.911
IPCA	597.444	-	-	(10.069)	16.518	-	-	603.893
Gastos com captação	(12.765)	-	-	-	988	(329)	-	(12.106)
Marcação a mercado	70.636	-	-	-	-	-	(27.575)	43.061
Total do custo	1.417.242	130.000	-	(24.710)	27.131	(329)	(27.575)	1.521.759
Circulante	63.372							525.831
Não circulante	1.353.870							995.928

	Saldos em 31/12/2018	Captação	Pagamento de Principal	Pagamento de Juros	Encargos, atualização monetária e Custos	Custos Apropriados	Marcação Mercado da Dívida	Saldos em 31/12/2019
Mensuradas ao custo - pós fixado								
CDI	613.447	150.000	-	(50.650)	49.130	-	-	761.927
IPCA	574.384	-	-	(27.942)	51.002	-	-	597.444
Gastos com captação	(16.292)	-	-	-	4.056	(529)	-	(12.765)
Marcação a mercado	35.852	-	-	-	-	-	34.784	70.636
Total do custo	1.207.391	150.000	-	(78.592)	104.188	(529)	34.784	1.417.242
Circulante	19.350							63.372
Não circulante	1.188.041							1.353.870

A composição dos saldos das debêntures e as principais condições contratuais são como segue:

Operações	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos / circulação	Rendimentos	Vencimento	Amortização do principal	Taxa efetiva de juros
	31/03/2020	31/12/2019						
Debêntures 6ª Emissão 1ª Série	94.674	92.042	15/06/2017	81.885 / 81.885	IPCA+5,60% a.a	jun / 22	Final	1,90%
Debêntures 6ª Emissão 2ª Série	85.011	82.635	15/06/2017	73.494 / 73.494	IPCA+5,6601% a.a	jun / 24	Final	1,92%
Debêntures 7ª Emissão 1ª Série	11.817	11.519	15/10/2017	10.544 / 10.544	IPCA+4,4885% a.a	out / 22	Final	1,63%
Debêntures 7ª Emissão 2ª Série	2.205	2.148	15/10/2017	1.965 / 1.965	IPCA+4,7110% a.a	out / 24	Final	1,69%
Debêntures 7ª Emissão 3ª Série	4.110	4.001	15/10/2017	3.657 / 3.657	IPCA+5,1074% a.a	out / 27	Final	1,78%
Debêntures 7ª Emissão 4ª Série	131.663	130.237	15/10/2017	128.834 / 128.834	107,75% CDI	out / 22	Final	1,09%
Debêntures 8ª Emissão	472.727	481.259	15/02/2018	47.000 / 47.000	CDI+1,10% a.a	fev / 21	Final	1,28%
Debêntures 9ª Emissão	406.076	405.099	15/09/2018	385.000 / 385.000	IPCA+5,0797% a.a	set / 25	Final	1,78%
Debêntures 10ª Emissão 1ª Série	119.242	117.833	10/06/2019	117.500 / 117.500	CDI + 0,73% a.a	jun / 24	Final	1,19%
Debêntures 10ª Emissão 2ª Série	33.014	32.598	10/06/2019	32.500 / 32.500	CDI + 1,05% a.a	jun / 29	Final	1,27%
Debêntures 11ª Emissão	130.265	-	15/02/2020	130.000 / 130.000	CDI + 0,95% a.a	fev / 23	Final	1,25%
Custos incorridos na captação	(12.106)	(12.765)						
Marcação à Mercado de Dívida	43.061	70.636						
Total	1.521.759	1.417.242						

Em 15 de fevereiro de 2020 a Companhia efetuou a 11ª emissão de Debêntures em moeda corrente, no valor de R\$130.000, com vencimento em de fevereiro de 2023 e remuneração de CDI mais 0,95% ao ano. Os recursos serão utilizados no fortalecimento do capital de giro da Companhia e a operação conta com o aval da controladora Energisa S/A.

Condições de covenants

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis, sendo os principais listados abaixo:

- ✓ Endividamento Líquido dividido pelo EBITDA, sendo menor ou igual a 4,25 (quatro inteiros e vinte e cinco centésimos) com relação às informações financeiras relativas aos períodos encerrados entre 31 de março de 2020 e 31 de dezembro de 2020 (inclusive), passando para 4,0 (quatro inteiros) com relação às informações financeiras relativas aos períodos encerrados a partir de 31 de março de 2021 (inclusive) até a respectiva data de vencimento dos contratos.
- ✓ EBITDA dividido pelo Resultado Financeiro, sendo maior ou igual a 2,5 (dois inteiros e cinquenta centésimos) até a respectiva data de vencimento dos contratos.

O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 29). Em 31 de março de 2020 as exigências contratuais foram cumpridas.

Vencimentos

Em 31 de março de 2020, as debêntures classificadas no passivo não circulante têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2020
2021	41.021
2022	149.282
2023	272.861
2023	352.313
Após 2024	180.451
Total	995.928

19. Arrendamentos operacionais

A Companhia atua como arrendatária em contratos referente imóveis não residenciais para a instalação de agências de atendimentos a clientes, estabelecimentos para desenvolver suas atividades comerciais e centros de distribuição.

Em 18 de dezembro de 2019, a Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) emitiu o ofício circular CVM/SNC/SEP/nº 02/2019.

A Companhia, em conformidade com o CPC 06 (R2) e em sua avaliação quanto ao ofício emitido, concluiu que: as políticas contábeis acerca do tratamento contábil de contratos de arrendamentos estão em consonância àquilo que é requerido pelo CPC 06 (R2)/IFRS 16, a taxa incremental de empréstimos - IBR é determinada com informações prontamente observáveis e ajustadas à realidade da Companhia, os fluxos projetados não consideram efeitos inflacionários, conforme orientado pelos pronunciamentos em questão; e (ii) a Companhia não apresenta obrigações de arrendamentos líquidos de PIS e COFINS, adicionalmente, os créditos de PIS e COFINS oriundos de contratos de arrendamentos não apresentam materialidade suficiente que ensejariam uma apresentação específica.

Em atendimento ao ofício, o quadro a seguir proporciona os inputs mínimos necessários para que os efeitos inflacionários sejam adicionados à informação divulgada.

Os reflexos da adoção da nova norma CPC 06 (R2) são como segue:

	Prazo médio contratual (anos)	Taxa efetiva a.a. (%)	Saldo 31/12/2019	Amortização	Juros	Saldo em 31/03/2020
Arrendamentos operacionais	5	8,89%	7.397	(469)	35	6.963
Total			7.397			6.963
Circulante			2.574			2.876
Não circulante			4.823			4.087

Em 31 de março de 2020, os valores de arrendamento operacional, classificados no passivo não circulante, têm seus vencimentos assim programados:

	2020
2021	1.316
2022	617
2023	383
2024	383
Após 2024	1.388
Total	4.087

20. Impostos e Contribuições sociais

	31/03/2020	31/12/2019
Imposto s/ Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS (*)	351.514	230.427
Encargos sociais	5.542	7.553
CSLL	106	7.675
IRPJ	292	7.150
Contribuições ao PIS e a COFINS	36.135	41.631
Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF	836	1.647
Imposto s/ serviços - ISS	9.584	3.082
Tributos e contribuições retidos na fonte (PIS/COFINS/CSLL)	-	10.111
Outros	9.672	7.051
Total	413.681	316.327
Circulante	165.563	87.118
Não Circulante	248.118	229.209

(*) Inclui R\$ 247.295 (R\$228.450 em 31 de dezembro 2019), referente ao ICMS incidente sobre a TUSD suspenso por liminares. Em contrapartida o valor é contabilizado na rubrica de consumidores e concessionárias no ativo não circulante (vide nota explicativa nº 5)

21. Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios

A Companhia é parte em ações judiciais e processos administrativos em andamento em tribunais e órgãos governamentais. Tais processos decorrem do desenvolvimento normal das suas atividades, envolvendo matéria cível, trabalhista, fiscal e regulatória.

Perdas prováveis

Uma provisão é reconhecida quando a obrigação for considerada provável de perdas pelos assessores jurídicos da Companhia. A contrapartida da obrigação é uma despesa do período. Essa obrigação pode ser mensurada com razoável certeza e é atualizada de acordo com a evolução do processo judicial ou encargos financeiros incorridos e pode ser revertida caso a estimativa de perda não seja mais considerada provável, ou baixada quando a obrigação for liquidada. Por sua natureza, os processos judiciais serão solucionados quando um ou mais eventos futuros ocorrerem ou deixarem de ocorrer. Tipicamente, a ocorrência ou não de tais eventos não depende da atuação da Companhia e incertezas no ambiente legal envolve o exercício de estimativas e julgamentos significativos da Administração quanto aos resultados dos eventos futuros.

Segue demonstrativo da movimentação das provisões:

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	31/03/2020	31/12/2019
Saldo inicial -31/12/2019 e 31/12/2018	5.042	93.006	682	5.399	104.129	106.995
Constituições de provisões	858	14.572	-	-	15.430	35.995
Reversões de provisões	(502)	(7.358)	-	-	(7.860)	(10.244)
Pagamentos realizados	(611)	(8.491)	-	-	(9.102)	(32.074)
Atualização monetária	42	819	7	91	959	3.457
Saldo final -31/03/2020 e 31/12/2019	4.829	92.548	689	5.490	103.556	104.129
Cauções e depósitos vinculados (*)					(6.448)	(8.270)

(*) A Companhia possui cauções e depósitos vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$46.271 (R\$47.547 em 31 de dezembro 2019). Desse total, R\$39.823 (R\$39.277 em 31 de dezembro de 2019) não possuem provisões para riscos em face do prognóstico de perda ser possível ou remoto.

Trabalhistas

A maioria dessas ações foram propostas por funcionários próprios, tendo por objeto discussões envolvendo horas extras, sobreaviso. Também há ações envolvendo ex-empregados de prestadores de serviços contratados pela Companhia verbas rescisórias/contratuais.

Cíveis

Nos processos cíveis discute-se principalmente alegação de inscrição irregular nos órgãos de proteção ao crédito, danos morais por interrupção no fornecimento de energia, questionamentos sobre o valor de contas de energia elétrica, em que o consumidor requer a revisão ou o cancelamento da fatura; a cobrança de danos materiais e morais, decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos medidores de energia elétrica ou decorrentes de variações na tensão elétrica ou de falta momentânea de energia.

Fiscais

Nos processos tributários discute-se principalmente o recolhimento de Contribuições Previdenciárias e multa de Procon.

Regulatórias

Refere-se a processos de contingências regulatórias junto à ANEEL, referente descumprimento de preceito regulatório.

A Administração entende que todas as provisões constituídas são suficientes para cobrir eventuais perdas com os processos em andamento. Com base na opinião dos seus consultores jurídicos foram provisionados todos os processos judiciais, cuja probabilidade de desembolso futuro foi estimada como provável.

Perdas possíveis

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórias em andamento, cuja probabilidade de perda foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	31/03/2020	31/12/2019
Saldo inicial -31/12/2019 e 31/12/2018	34.799	701.226	1.103.463	24.615	1.864.103	2.035.908
Novos processos	4.656	20.478	35	-	25.169	134.682
Mudança de prognósticos e valor pedido	(43)	915	(35)	-	837	(302.285)
Encerramento	(210)	(12.524)	-	-	(12.734)	(95.000)
Atualização Monetária	314	6.316	11.495	203	18.328	90.798
Saldo final -31/03/2020 e 31/12/2019	39.516	716.411	1.114.958	24.818	1.895.703	1.864.103

Seguem os comentários de nossos consultores jurídicos referente às ações consideradas com riscos possíveis:

Trabalhistas

A maioria dessas ações tem por objeto discussões envolvendo ex-empregados de prestadores de serviços contratados pela Companhia. Processos propostos por funcionários próprios discutindo especialmente questões envolvendo horas extras.

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível, têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica; (ii) indenizações por danos materiais e morais decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos aparelhos de medição, de variações de tensão elétrica, falta momentânea de energia e acidentes na rede elétrica; e (iii) multas regulatórias originárias de procedimentos de fiscalização do poder concedente que se encontram em processo administrativo.

Principais processos:

. Ação 1004068-45.2018.4.01.3600 no montante de R\$315.582 (R\$312.760 em 31 de dezembro de 2019) relacionada ação de cobrança envolvendo indenização pela passagem. Autor requer declaração de legalidade e exigibilidade da cobrança de contraprestação pelo uso das faixas de domínio da rodovia concedida à CRO, com a condenação da Companhia ao pagamento das parcelas vencidas e vincendas em razão do referido uso, bem como a assinar os contratos pendentes e a apresentar o projeto executivo da área de ocupação.

. Ação de indenização 17436-75.2014.811.0041, no montante de R\$73.039 (R\$72.386 em 31 de dezembro de 2019), ajuizada por Conel Construções Elétricas Ltda, objetivando o ressarcimento por danos materiais e morais, fundamentada em suposta rescisão imotivada pela ré do contrato de prestação de serviços.

. Ação de indenização 54570-73.2013.811.0041, no montante de R\$41.391 (R\$41.021 em 31 de dezembro de 2019), objetivando o ressarcimento de valores em razão de onerosidade excessiva dos contratos de prestação de serviço e de descumprimento de obrigações previstas nos contratos.

. Ação de indenização 13549-66.2015.811.0003 no montante de R\$35.749 (R\$35.429 em 31 de dezembro de 2019), onde se discute matéria relacionada a danos morais e materiais.

Fiscais

As ações de natureza tributária, referem-se basicamente, aos seguintes objetos: (i) ICMS incidente sobre a demanda de energia; (ii) compensação e aproveitamento de créditos de ICMS; (iii) diferencial de alíquota de ICMS; (iv) imposto sobre serviços de qualquer natureza (ISSQN) na figura de substituto tributário; e (v) imposto de renda e obrigação acessória junto a Receita Federal do Brasil.

Principais processos:

. Processos 5044000/2015, 1189910010000012009-19, 5069184/2013, 167410016000122008-11, 5028005/2011, envolvendo ICMS incidente sobre demanda de energia (“ICMS Demanda”) no montante de R\$640.260 (R\$633.648 em 31 de dezembro de 2019), para o qual a Companhia não constituiu provisão, com base na avaliação de seus consultores jurídicos. Os processos referentes a ICMS Demanda, decorrem de autuação em virtude de falta de arrecadação e recolhimento do tributo, decorrente do cumprimento de decisões judiciais que suspendem a exigência do imposto.

. Destaca-se também os processos 1000985-84.2016.811.0041, 1189910010000092010-19, 122752000142016115, 1035343/630/96/2014, 5205023/2012 e 5095376/2016, referentes à tomada de crédito do diferencial de alíquota de ICMS, nas operações de aquisição de bens destinados ao ativo permanente no valor total de R\$237.020 (R\$234.575 em 31 de dezembro de 2019), dentre os quais vale destacar: (i) execução fiscal 1000985-84.2016.811.0041 no valor de R\$77.803 (R\$76.999 em 31 de dezembro de 2019); em divergência com preceitos constitucionais e com a Lei Complementar nº 87/96, a Lei Estadual nº 7.098/98 do Estado de Mato Grosso veda em seu art. 25, §6º, a tomada deste crédito; o tema é objeto da ADI nº 4.623/MT, em trâmite perante o STF, já com parecer favorável da Advocacia Geral da União e (ii) auto de infração 011178550.20128130699 lavrado pela Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso, com cobrança de ICMS relativo ao período de janeiro de 2010 a janeiro de 2012, sob o fundamento de que a Companhia supostamente teria se apropriado indevidamente de crédito fiscal relativo ao diferencial de alíquota pelas aquisições de bens destinados ao ativo permanente, que após apresentação de manifestação teve a autuação transferida para o processo 5205023/2012, no valor de R\$81.780 (R\$80.936 em 31 de dezembro de 2019).

. Processo nº 14094.720008/2018-36, no montante de R\$75.025 (R\$74.250 em 31 de dezembro de 2019) relacionado a não homologação das alterações realizadas nas DCTF do período de 2014 a 2016.

. Processo 0010774-95.2017.4.01.3600, no montante de R\$128.792 (R\$127.462 em 31 de dezembro de 2019), envolvendo discussão sobre execução fiscal proposta pela União Federal, em razão da exclusão da empresa no parcelamento previsto na Lei nº 11.941/09 com a respectiva perda dos benefícios concedidos.

Regulatórias

Processos de contingências regulatórias junto à ANEEL decorrem principalmente de penalidade aplicada em razão de Autos de Infração oriundos de fiscalizações.

22. Encargos setoriais e incorporação de redes

22.1. Obrigação do Programa de Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento

O contrato de concessão da Companhia estabelece a obrigação de aplicar anualmente o montante de 1% da receita operacional líquida, em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado aos Programas de Eficiência Energética (PEE), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), Ministério de Minas e Energia (MME) e ao Programa Nacional de Conservação de Energia

Elétrica (PROCEL). A participação de cada um dos programas está definida pelas Leis nº 10.848 de 15 de março de 2004, nº 11.465 de 28 de março de 2007, nº 2.212 de 21 de janeiro de 2010 e nº 13.280 de 03 de maio de 2016.

	31/03/2020	31/12/2019
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	1.377	1.415
Ministério de Minas e Energia - MME	688	707
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL	9.118	8.086
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	53.547	51.282
Programa de Eficiência Energética - PEE	61.044	61.967
Total	125.774	123.457
Circulante	74.468	74.772
Não Circulante	51.306	48.685

Os gastos realizados com os projetos de PEE e P&D estão registrados na rubrica de serviços em curso até o final dos projetos, quando são encerrados contra os recursos do programa.

A realização das obrigações com o PEE e P&D por meio da aquisição de ativo intangível tem como contrapartida o saldo de obrigações especiais.

22.2. Incorporação de Redes

Com a finalidade de viabilizar o atendimento aos pedidos de ligação de novas unidades consumidoras, os solicitantes, individualmente ou em conjunto, e os órgãos públicos, inclusive da administração indireta, poderão aportar recursos, em parte ou no todo, para as obras necessárias à antecipação da ligação ou executar as obras de extensão de rede mediante a contratação de terceiro legalmente habilitado. Os recursos antecipados ou o valor da obra executada pelo interessado deverão ser restituídos pela Companhia até o ano em que o atendimento ao pedido de fornecimento seria efetivado segundo os Planos de Universalização, para os casos de consumidores que se enquadrem aos critérios de atendimento sem custo ou nos prazos fixados nos regulamentos que tratam do atendimento com participação financeira do interessado.

O prazo de universalização de energia elétrica em áreas rurais em Mato Grosso foi prorrogado para 2020. A revisão do cronograma foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Sobre os saldos das incorporações de redes particulares incidem encargos calculados pela variação do IGPM, acrescido de 0,5% a 1% ao mês de juros.

Segue a movimentação ocorrida no período/exercício:

	31/03/2020	31/12/2019
Saldos iniciais - 31/12/2019 e 31/12/2018	84.404	121.250
Adições	12.345	10.722
Atualização monetária e juros	9.762	32.660
Baixas - pagamentos	(12.303)	(80.228)
Saldos finais - 31/03/2020 e 31/12/2019	94.208	84.404
Circulante	48.704	38.900
Não circulante	45.504	45.504

23. Outros passivos

	31/03/2020	31/12/2019
Valores e encargos a recuperar tarifa - TUSD	12.201	12.201
Adiantamento de consumidores	15.696	13.954
Encargos tarifários	3.619	3.619
Participações empregados e administradores	8.282	8.282
Convênio de arrecadação	1.003	1.229
Entidades seguradoras - prêmios de seguros	783	2.009
Ressarcimento EBP - Salto Paraíso (*)	44.187	40.711
Folha de Pagamento	4.602	5.589
CTG Reembolso CCC/ACR	7.441	7.441
Transferência de Ativos-Global Energia Elétrica S/A	10.468	10.468
Retenção de Caução Contratual	16.160	15.673
Outros credores	5.377	8.595
Total	129.819	129.771
Circulante	59.908	61.467
Não circulante	69.911	68.304

(*) Refere-se à incorporação da conexão das usinas na SE Salto Paraíso com ressarcimento a ser pago pela Companhia a EBP (Enel Brasil Participações) por meio de compensação com crédito decorrente do contrato de uso do sistema de distribuição ("CUSD"). O saldo é atualizado mensalmente com aplicação da variação do índice IPCA e as liquidações também mensais, iniciadas em junho de 2018, são realizadas através de compensações da CUSD.

24. Patrimônio líquido

24.1 Capital Social

O capital social subscrito e integralizado é de R\$1.514.569 (R\$1.514.569 em 31 de dezembro de 2019) e está representado por 73.478.111 (73.478.111 em 31 de dezembro de 2019) ações ordinárias e 139.433.535 (139.433.535 em 31 de dezembro de 2019) ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

As ações preferenciais possuem as seguintes características:

- (i) sem direito a voto;
- (ii) prioridade no caso de reembolso do capital, sem prêmio;
- (iii) prioridade na distribuição de dividendos mínimos, não cumulativos, de 10% (dez por cento) ao ano sobre o capital próprio atribuído a essa espécie de ações, dividendo a ser entre elas rateado igualmente;
- (iv) direito de participar - depois de atribuído às ações ordinárias dividendo igual ao mínimo previsto no inciso "III" supra - da distribuição de quaisquer dividendos ou bonificações, em igualdade de condições com as ações ordinárias.

As ações preferenciais sem direito de voto, adquirirão o exercício desse direito se a Companhia, durante três exercícios consecutivos, deixar de pagar os dividendos fixos ou mínimos a que fizerem jus, direito que conservarão até que passe a efetuar o pagamento de tais dividendos.

A transferência de propriedade das ações nominativas só poderá ser efetuada no escritório central da Companhia.

O desdobramento de títulos múltiplos será efetuado a preço não superior ao custo.

24.2 Reserva de lucros - reserva de incentivo fiscal (imposto de renda)

A Companhia por atuar no setor de infraestrutura na região Centro Oeste, obteve a redução (75% do imposto calculado sobre o lucro da exploração) do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo nº 635, do Decreto nº 9.580, de 22 de novembro de 2018 (Novo Regulamento do Imposto de Renda).

Esta redução foi aprovada através do Laudo Constitutivo da SUDAM nº 114/2014 - Ato Declaratório Executivo nº 17 - DRF/CBA de 02 de fevereiro de 2015, que impôs algumas obrigações e restrições:

- (i) O valor apurado como benefício não pode ser distribuído aos acionistas;

(ii) O valor deve ser contabilizado como reserva de lucros e capitalizado até 31 de dezembro do ano seguinte à apuração e/ou utilizado para compensação de prejuízos; e

(iii) O valor deve ser aplicado em atividades diretamente relacionadas com a atividade de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Companhia.

A partir da edição da Lei nº 11.638/07 e Lei 11.941/09 os incentivos fiscais passaram a ser contabilizados no resultado do período com posterior transferência para reserva de lucros - reserva de incentivo fiscal (imposto de renda). A Companhia apurou prejuízo fiscal, resultando em não reconhecimento de valores de incentivo fiscais no período findo em 31 de março de 2020. O saldo da reserva monta em R\$123.925 (R\$123.925 em 31 de dezembro de 2019).

25. Receita operacional

	31/03/2020			31/03/2019		
	Fora do escopo dos auditores independentes		R\$	Fora do escopo dos auditores independentes		R\$
	Nº de consumidores	MWh		Nº de consumidores	MWh	
Residencial	1.137.779	815.378	678.810	1.103.590	756.699	570.360
Industrial	18.341	143.578	120.453	18.564	141.865	106.835
Comercial	95.808	414.410	357.266	94.701	408.504	319.728
Rural	195.556	287.036	189.715	185.969	270.790	149.285
Poder público	12.097	94.774	74.247	12.059	87.068	62.110
Iluminação pública	799	91.491	47.413	722	92.460	30.535
Serviço público	1.489	38.848	28.535	1.377	48.729	30.617
Consumo próprio	326	2.471	-	311	2.360	-
Subtotal	1.462.195	1.887.986	1.496.439	1.417.293	1.808.475	1.269.470
Suprimento de energia a concessionárias	-	323.981	48.593	-	95.293	108.729
Fornecimento não faturado líquido	-	7.690	15.149	-	29.829	26.253
Disponibilização do sistema de transmissão e de distribuição	262	-	154.613	211	-	127.426
Receita de construção da infraestrutura ⁽¹⁾	-	-	72.622	-	-	31.552
Penalidades Regulatórias	-	-	(14.310)	-	-	(10.535)
Outras receitas operacionais	-	-	9.200	-	-	9.579
Valor justo do ativo financeiro indenizável da concessão	-	-	14.049	-	-	26.637
Constituição e amortização - CVA ativa e passiva	-	-	(69.567)	-	-	68.807
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	88.833	-	-	76.014
Total - receita operacional bruta	1.462.457	2.219.657	1.815.621	1.417.504	1.933.597	1.733.932
Deduções da receita operacional:						
ICMS	-	-	407.295	-	-	333.368
PIS	-	-	28.757	-	-	27.950
COFINS	-	-	132.459	-	-	128.737
ISS	-	-	102	-	-	88
Deduções bandeiras tarifárias - CCRBT ⁽²⁾	-	-	4.482	-	-	(4.122)
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	4.130	-	-	4.188
Encargos do consumidor - PROCEL	-	-	1.033	-	-	1.048
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	119.126	-	-	134.324
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	2.065	-	-	2.094
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	-	-	2.065	-	-	2.094
Ministério das Minas e Energia - MME	-	-	1.033	-	-	1.048
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	-	-	1.558	-	-	1.416
Total - deduções da receita operacional	-	-	704.105	-	-	632.233
Total - receita operacional líquida	1.462.457	2.219.657	1.111.516	1.417.504	1.933.597	1.101.699

(1) Receita de construção da infraestrutura - está representada pelo mesmo montante em custo de construção da infraestrutura. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem a custo de construção das obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica.

(2) A partir de janeiro de 2015, as contas de energia tiveram a aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias, que tem por objetivo equilibrar a exposição da distribuidora aos custos de curto prazo na geração de energia. O acionamento da bandeira tarifária é sinalizado mensalmente pela ANEEL por meio de nota técnica, e os recursos provenientes da aplicação da bandeira tarifária podem ser totais ou parcialmente revertidos à CCRBT, conforme despacho mensalmente divulgado pela ANEEL.

As receitas auferidas pela Companhia referentes às Bandeiras Tarifárias no período findo em 31 de março de 2020, foram de R\$3.089 (R\$345 em 31 de março de 2019), tendo sido repassado à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, o montante de R\$ 4.482 (R\$4.122 em 31 de março de 2019). Dessa forma, o efeito líquido das bandeiras tarifárias no resultado do período findo em 31 de março de 2020 foi de R\$1.393 (R\$4.467 em 31 de março de 2019).

26. Energia elétrica comprada para revenda

	MWH (***)		Energia elétrica comprada p/ revenda	
	31/03/2020	31/03/2019	31/03/2020	31/03/2019
Energia de Itaipú - Binacional	348.341	336.087	108.327	85.477
Energia de leilão	822.786	688.557	209.712	171.355
Energia bilateral	932.417	835.130	238.591	201.656
Cotas de Angra REN 530/12 (*)	65.294	63.289	18.878	14.442
Energia de curto prazo - CCEE (**)	-	39.391	7.062	111.489
Cotas Garantia Física-Res. Homol. ANEEL 1410 - Anexo I	447.853	378.306	56.328	47.872
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	40.754	40.367	16.278	19.085
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	(60.603)	(60.166)
Total	2.657.445	2.381.127	594.573	591.210

(*) Contempla valor da REN 1.585/2013.

(**) Inclui demais custos na CCEE tais como, efeitos da CCEARs, liminares/ajuste de energia leilão e encargos de serviços do sistema.

(***) Informações fora do escopo dos auditores independentes.

27. Lucro por ação

Cálculo de lucro por ação (em milhares de reais, exceto o valor por ação):

	Períodos findos em:	
	31/03/2020	31/03/2019
Lucro líquido básico por ação:		
Numerador		
Lucro líquido do período		
Lucro disponível aos acionistas preferenciais	24.934	80.472
Lucro disponível aos acionistas ordinárias	11.945	38.552
	36.879	119.024
Denominador (em milhares de ações)		
Média ponderada de número de ações preferenciais	139.433	139.433
Média ponderada de número de ações ordinárias	73.478	73.478
	212.911	212.911
Lucro líquido básico por ação: (*)		
Ação preferencial	0,18	0,58
Ação ordinária	0,16	0,52

(*) A Companhia não possui instrumento diluidor.

28. Cobertura de seguros

A política de seguros da Companhia baseia-se na contratação de seguros com coberturas bem dimensionadas, consideradas suficientes para cobrir prejuízos causados por eventuais sinistros em seu patrimônio, bem como por reparações em que seja civilmente responsável pelos danos involuntários, materiais e/ou corporais causados a terceiros decorrentes de suas operações, considerando a natureza de sua atividade. As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo dos nossos auditores independentes.

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Prêmio Anual	
			31/03/2020	31/12/2019
Riscos Operacionais	07/11/2020	90.000	1.781	1.772
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2020	90.000	1.112	1.112
Auto Frota	23/10/2020	Até 360/veículos	430	427
Vida em Grupo e acidentes pessoais (*)	31/01/2021	115.834	310	275
Transporte Nacional	04/04/2021	Até 2.000/transporte	29	50
Responsabilidade Civil Administradores e Diretores (D&O)	05/03/2021	75.000	85	85
Responsabilidade do Explorador ou Transporte Aéreo-R.E.T.A (Drones)	12/01/2021	228/drone	3	3
			3.750	3.724

(*) Importância Segurada relativa ao mês de fevereiro /2020 e prêmio anualizado

29. Instrumentos financeiros e gerenciamento de risco

Hierarquia de valor justo

Os diferentes níveis foram assim definidos:

Nível 1 - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos e idênticos.

Nível 2 - Inputs, exceto preços cotados, incluídas no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços).

Nível 3 - Premissas, para o ativo ou passivo, que não são baseadas em dados observáveis de mercado (inputs não observáveis).

Em função de a Companhia ter classificado o ativo financeiro indenizável da concessão como melhor estimativa de valor justo por meio do resultado, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e respectivos ganhos no período foram de R\$14.049 (R\$26.637 em 31 de março de 2019), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas na nota explicativa nº 13.

Abaixo, são comparados os valores contábeis, valor justo e os níveis hierárquicos dos principais ativos e passivos financeiros:

ATIVO	Nível	31/03/2020		31/12/2019	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Custo amortizado					
Caixa e equivalente de caixa		321.057	321.057	108.325	108.325
Consumidores e concessionárias		1.394.027	1.394.027	1.425.795	1.425.795
Títulos de crédito a receber		13.231	13.231	13.958	13.958
Ativos financeiros setoriais		187.681	187.681	261.857	261.857
		1.915.996	1.915.996	1.809.935	1.809.935
Valor justo por meio do resultado					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	659.676	659.676	260.470	260.470
Ativo financeiro indenizável da concessão	3	2.779.725	2.779.725	2.689.436	2.689.436
Instrumentos financeiros derivativos	2	377.654	377.654	191.397	191.397

3.817.055	3.817.055	3.141.303	3.141.303
-----------	-----------	-----------	-----------

PASSIVO	Nível	31/03/2020		31/12/2019	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor Justo
Custo amortizado					
Fornecedores		422.638	422.638	461.136	461.136
Empréstimos e financiamentos, debêntures e encargos de dívidas		4.415.047	4.482.937	3.812.978	3.805.813
Arrendamentos operacionais		6.963	6.963	7.397	7.397
Passivos financeiros setoriais		261.543	261.543	262.398	262.398
		5.106.191	5.174.081	4.543.909	4.536.744
Valor justo por meio do resultado					
Instrumentos financeiros derivativos	2	6.844	6.844	14.117	14.117
		6.844	6.844	14.117	14.117

Derivativos

O valor justo estimado de ativos e passivos financeiros foi determinado por meio de informações disponíveis no mercado e por metodologias apropriadas de avaliação.

A Companhia tem como política o gerenciamento dos riscos, evitando assumir posições relevantes expostas a flutuações de valor justo. Nesse sentido, buscam operar instrumentos que permitam maior controle de riscos. Os contratos de derivativos são efetuados com operações de *swap* e opções envolvendo juros e taxa de câmbio, visando eliminar a exposição à variação do dólar além de adequação do custo das dívidas de acordo com o direcionamento do mercado.

As operações de proteção contra variações cambiais adversas requerem monitoramento constante, de forma a preservar a eficiência das suas estruturas. As operações vigentes são passíveis de reestruturação a qualquer tempo e podem ser objeto de operações complementares ou reversas, visando reduzir eventuais riscos de perdas relevantes.

Hedge Accounting

Em 01 de julho de 2015, a Companhia efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo “swap” (instrumento de hedge) para troca de variação cambial e juros, para variação do CDI como hedge accounting. Em 31 de março de 2020 essas operações, assim como as dívidas (objeto do hedge) estão sendo avaliadas de acordo com a contabilidade de “hedge” de valor justo. Em tais designações de hedge a Companhia documentou: (i) a relação de hedge; (ii) o objetivo e estratégia de gerenciamento de risco; (iii) a identificação do instrumento financeiro; (iv) o objeto ou transação coberta; (v) a natureza do risco a ser coberto; (vi) a descrição da relação de cobertura; (vii) a demonstração da correlação entre o hedge e o objeto de cobertura; e (viii) a demonstração da efetividade do hedge.

Os contratos de “swap” são designados e efetivos como “hedge” de valor justo em relação à taxa de juros e/ou variação cambial, quando aplicável. Durante o período, o “hedge” foi altamente efetivo na exposição do valor justo às mudanças de taxas de juros e, como consequência, o valor contábil das dívidas designadas como hedge foi impactado em R\$27.575 (R\$9.541 em 31 de março de 2019) e reconhecido no resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

Fair Value Option

A Companhia optou pela designação formal de novas operações de dívidas contratadas no período, para as quais a Companhia possui instrumentos financeiros derivativos de proteção do tipo “swap” para troca de variação cambial e juros, como mensuradas ao valor justo. A opção pelo valor justo (“Fair Value Option”) tem o intuito de eliminar ou reduzir uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento de determinados passivos, no qual de outra forma, surgiria. Assim, tanto os “swaps” quanto as respectivas dívidas passam a ser mensuradas ao valor justo e tal opção é irrevogável, bem como deve ser efetuada apenas no registro contábil inicial da operação. Em 31 de março de 2020, tais dívidas e derivativos, assim como os demais ativos e passivos mensurados ao valor justo por meio do resultado tem quaisquer ganhos ou perdas resultantes de sua re-mensuração reconhecidos no resultado da Companhia.

Durante o período, o valor contábil das dívidas designadas como “Fair Value Option” foi impactado em R\$12.640 (R\$12.432 em 31 março de 2019) e reconhecido como resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

A Companhia não possui avaliação de risco de crédito ou instrumento derivativo contratado para esta exposição. Na avaliação da Companhia, a alteração do risco de crédito não tem impacto significativo.

Incertezas

Os valores foram estimados na data das informações trimestrais, baseados em informações disponíveis no mercado e por metodologias apropriadas de avaliações, entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa mais adequada do valor justo. Como consequência, as estimativas utilizadas e apresentadas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente.

Administração financeira de risco

O Conselho de Administração tem responsabilidade geral pelo estabelecimento e supervisão do modelo de administração de risco da Companhia.

A gestão de risco da Companhia visa identificar, analisar e monitorar riscos enfrentados, para estabelecer limites e mesmo checar a aderência aos mesmos. As políticas de gerenciamento de riscos e sistemas são revisadas regularmente, a fim de avaliar mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A partir da entrada da Energisa como acionista controladora da Rede Energia, a Diretoria adotou como prática reportar mensalmente a performance orçamentária e os fatores de riscos que envolvem a Companhia.

A Companhia conta com serviços de empresa especializada e independente na gestão de risco de caixa e dívida, de modo que é procedido monitoramento diário sobre o comportamento dos principais indicadores macroeconômicos e seus impactos nos resultados, em especial nas operações de derivativos. Este trabalho permite definir estratégias de contratação e reposicionamento, visando menores riscos e melhor resultado financeiro.

Gestão de Risco de Capital

O índice de endividamento no final do período/exercício é como segue:

	31/03/2020	31/12/2019
Dívida	4.415.047	3.812.978
Caixa e equivalentes de caixa	(321.057)	(108.325)
Dívida líquida	4.093.990	3.704.653
Patrimônio líquido	2.255.628	2.218.571
Índice de endividamento líquido	1,82	1,67

(*) A dívida é definida como empréstimos, financiamentos, debêntures de curto e longo prazos e encargos de dívidas (excluindo derivativos e contratos de garantia financeira), conforme detalhado nas notas explicativas nº 17 e 18.

Risco de liquidez

A Administração, através do fluxo de caixa projetado, programa suas obrigações que geram passivos financeiros ao fluxo de seus recebimentos ou de fontes de financiamentos de forma a garantir o máximo possível a liquidez, para cumprir com suas obrigações, evitando inadimplências que prejudiquem o andamento das operações da Companhia.

A seguir, apresentamos a estratificação dos passivos financeiros, incluindo pagamentos de juros estimados. Não é esperado que possa ocorrer alterações significativas nos fluxos de caixa incluídos nesta análise.

	Taxa média de juros efetiva ponderada (%) meses	Até 6 meses	De 6 a 12 meses	De 1 a 3 anos	De 3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores		384.111	-	-	-	38.527	422.638
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	5,16%	289.961	1.285.091	1.644.798	1.226.977	1.441.472	5.888.299
Instrumentos Financeiros Derivativos		(59.195)	(47.026)	(199.946)	(41.286)	(23.357)	(370.810)
Total		614.877	1.238.065	1.444.852	1.185.691	1.456.642	5.940.127

O risco de liquidez representa o risco de a Companhia enfrentar dificuldades para cumprir suas obrigações relacionadas aos passivos financeiros. A Companhia monitora o risco de liquidez mantendo investimentos prontamente conversíveis para atender suas obrigações e compromissos, e também se antecipando para futuras necessidades de caixa.

a) Risco de crédito

A Administração avalia que os riscos de caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras e instrumentos financeiros derivativos são reduzidos, em função de não haver concentração e as operações serem realizadas com bancos de percepção de risco aderentes à “Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro” do Grupo Energisa.

O risco de crédito é representado por contas a receber de consumidores e concessionárias, o que, no entanto, é atenuado por vendas a uma base pulverizada de clientes e por prerrogativas legais para suspensão da prestação de serviços a maioria dos clientes inadimplentes.

O ativo financeiro indenizável da concessão que corresponde a parcela estimada do capital investido na infraestrutura do serviço público que não será totalmente amortizada até o final da concessão, será um direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura.

Para os ativos financeiros setoriais referem-se aos ativos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados da Parcela A e outros componentes financeiros, constitui um direito a receber da Companhia. Esses valores são efetivamente liquidados por ocasião dos próximos períodos tarifários ou, em caso de extinção da concessão com a existência de saldos apurados que não tenham sido recuperados, serão incluídos na base de indenização já prevista quando da extinção por qualquer motivo da concessão.

Exposição a riscos de crédito

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito. A exposição máxima do risco do crédito na data das informações financeiras intermediárias foi:

	Nota	31/03/2020	31/12/2019
Caixa e equivalentes de caixa	4.1	321.057	108.325
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	4.2	659.676	260.470
Consumidores e concessionárias	5	1.394.027	1.425.795
Títulos de crédito a receber	6	13.231	13.958
Ativos financeiros setoriais	9	187.681	261.857
Ativo financeiro indenizável da concessão	13	2.779.725	2.689.436
Instrumentos financeiros derivativos	29	377.654	191.397

b) Risco de mercado: taxa de juros e de câmbio

Parte dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional, apresentados na nota explicativa nº 17, é composta de financiamentos obtidos junto a diversos agentes de fomento nacional (Eletrobrás e BNDES) e outras instituições do mercado de capitais. A taxa de juros é definida por estes agentes, levando em conta os juros básicos, o prêmio de risco compatível com as empresas financiadas, suas garantias e o setor no qual estão

inseridas. Na impossibilidade de buscar alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, em face dos negócios e às peculiaridades setoriais, esses são mensurados pelo “método do custo amortizado” com base em suas taxas contratuais.

Os resultados da Companhia são suscetíveis a variações dos passivos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente ao dólar norte-americano. A taxa de câmbio do dólar norte-americano encerrou o período findo em 31 de março de 2020 com alta de 28,98% sobre 31 de dezembro de 2019, cotado a R\$ 5,1987/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 31 de março de 2020 era de 37,84%, enquanto em 31 de dezembro de 2019 foi de 10,37%. A taxa de câmbio do euro encerrou o período findo em 31 de março de 2020 com alta de 26,40% sobre 31 de dezembro de 2019, cotado a 5,7264R\$/Euro. A volatilidade do Euro foi de 26,54% em 31 de março de 2020.

Do montante das dívidas bancárias e de emissões da Companhia em 31 de março de 2020, excluídos os efeitos dos custos a apropriar de R\$4.428.811 (R\$3.826.931 em 31 de dezembro de 2019), R\$959.714 (R\$816.391 em 31 de dezembro de 2019) estão representados em moeda estrangeira.

O empréstimo em dólar tem custo de até libor + 1,80% ao ano e o último vencimento de longo prazo, em fevereiro de 2023.

Em 31 de março de 2020 a marcação a mercado e instrumentos financeiros derivativos atrelados ao câmbio e aos juros, originados da combinação de fatores usualmente adotados para precificação a mercado de instrumentos dessa natureza, como volatilidade, cupom cambial, taxa de juros e cotação do dólar se apresentam conforme segue:

	31/03/2020	31/12/2019
Ativo circulante	113.065	28.319
Ativo não circulante	264.589	163.078
Passivo circulante	6.844	14.117

Não se trata de valores materializados, pois refletem os valores da reversão dos derivativos na data de apuração, o que não corresponde ao objetivo de proteção das operações de “hedge” e não reflete a expectativa da Administração.

A Companhia possui proteção contra variação cambial adversa de 100% dos financiamentos atrelados ao dólar, protegendo o valor principal e dos juros até o vencimento. As proteções acima estão divididas nos instrumentos descritos a seguir:

Operação	Notional (USD)	Custo Financeiro (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta Ativa	Ponta Passiva		
Resolução 4131 - Bank of America ML	28.235	(Libor + 1,60%) x 117,65%	CDI + 1,70%	15/06/2020	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	14.351	(Libor + 1,70%) x 117,65%	CDI + 1,53%	21/06/2022	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	14.351	(Libor + 1,80%)	CDI + 1,53%	21/06/2022	Fair Value Option
Resolução 4131 - Bank of America ML	24.615	(Libor + 1,20%) x 117,65%	CDI + 1,43%	15/01/2021	Fair Value Option
Resolução 4131 - JPM	26.709	(LIBOR + 1,05%) x 117,65%	CDI + 1,33%	12/11/2021	Fair Value Option
Resolução 4131 - Bank of America ML	10.676	EUR + 0,81%	CDI + 0,85%	12/12/2022	Fair Value Option
Resolução 4131 - Scotiabank	49.200	USD + 2,58%	CDI + 1,00%	29/12/2022	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	11.598	(Libor + 0,60%) x 117,65%	CDI + 0,65%	13/02/2023	Fair Value Option

Adicionalmente, a Companhia possui operações de swap de taxa de juros (taxas pré-fixadas, CDI) associada ao “Notional” de seu endividamento em moeda local (Reais). As operações de swap de juros estão relacionadas a seguir:

Operação	Notional (BRL)	Custo Financeiro (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta Ativa	Ponta Passiva		
Itaú BBA X EMT	81.885	IPCA + 5,60%	101,75% CDI	15/06/2022	Fair Value Hedge
Itaú BBA X EMT	73.494	IPCA + 5,66%	102,65% CDI	17/06/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan X EMT	10.544	IPCA + 4,49%	100,90% CDI	17/10/2022	Fair Value Hedge
JP Morgan X EMT	1.965	IPCA + 4,71%	101,60% CDI	15/10/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan X EMT	3.657	IPCA + 5,11%	103,50% CDI	15/10/2027	Fair Value Hedge
Itaú BBA x EMT	385.000	IPCA + 5,08%	103,70% CDI	15/09/2025	Fair Value Hedge

De acordo com o CPC 40, apresentam-se abaixo os valores dos instrumentos financeiros derivativos da Companhia, cujos valores não foram contabilizados como “fair value hedge”, vigentes em 31 de março de 2020 e 31 de dezembro de 2019:

Fair Value Option	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	31/03/2020	31/12/2019		31/03/2020	31/12/2019
Dívida designada para “Fair Value Option”	660.000	740.000	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(952.522)	(816.157)
Swap Cambial (Derivativo)	660.000	740.000	Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	952.522	816.157
			Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(664.768)	(742.663)
			Posição Líquida Swap	287.754	73.494
			Posição Líquida Dívida + Swap	(664.768)	(742.663)

A Companhia designa certos instrumentos de “hedge” relacionados a risco com variação cambial e taxa de juros dos empréstimos como “hedge” de valor justo (“fair value hedge”), conforme demonstrado abaixo:

Fair Value Hedge	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	31/03/2020	31/12/2019		31/03/2020	31/12/2019
Dívida (Objeto de Hedge) *	556.545	556.545	Taxa Pré-Fixada	(645.387)	(669.386)
Swap de Juros (Instrumento de Hedge)	556.545	556.545	Posição Ativa		
			Taxa Pré-Fixada	646.942	671.009
			Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(563.886)	(567.223)
			Posição Líquida Swap	83.056	103.786
			Posição Líquida Dívida + Swap	(562.331)	(565.600)

(*) Os empréstimos designados formalmente como “Fair Value Hedge” são reconhecidos a valor justo na proporção da parcela efetiva em relação ao risco que está sendo protegido.

O valor justo dos derivativos contratados pela Companhia em 31 de março de 2020 e 31 de dezembro de 2019 foi apurado com base nas cotações de mercado para contratos com condições similares. Suas variações estão diretamente associadas às variações dos saldos das dívidas relacionadas na nota explicativa nº 17 e ao bom desempenho dos mecanismos de proteção utilizados, descritos acima. A Companhia não tem por objetivo liquidar esses contratos antes dos seus vencimentos, bem como possuem expectativa distinta quanto aos resultados apresentados como Valor Justo - conforme abaixo demonstrado. Para uma perfeita gestão, é procedido monitoramento diário, com o intuito de preservar menores riscos e melhores resultados financeiros.

A Marcação a Mercado (MtM) das operações da Companhia foi calculada utilizando metodologia geralmente empregada e conhecida pelo mercado. A metodologia consiste basicamente em calcular o valor futuro das operações, utilizando as taxas acordadas em cada contrato, descontando a valor presente pelas taxas de mercado. No caso das opções, é utilizado para cálculo do MtM uma variante da fórmula de Black & Scholes, destinada ao cálculo do prêmio de opções sobre moeda. Os dados utilizados nesses cálculos foram obtidos de fontes consideradas confiáveis. As taxas de mercado, como a taxa Pré e o Cupom de Dólar, foram obtidas diretamente do site da BM&F (Taxas de Mercado para Swaps). A taxa de câmbio (Ptax) foi obtida do site do Banco Central. No caso das opções, as volatilidades implícitas de dólar também foram obtidas na BM&F.

Análise de Sensibilidade

De acordo com o CPC 40, a Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais os instrumentos financeiros e derivativos estão expostos, conforme demonstrado:

a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 31 de março de 2020, com a simulação dos efeitos nas informações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das informações financeiras intermediárias):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I	Cenário II	Cenário III
			(Provável) (1)	(Deterioração de 25%)	(Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(660.000)		(489.011)	(684.394)	(879.777)
Variação Dívida	-		170.989	(24.394)	(219.777)
Swap Cambial					
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - USD e LIBOR	952.522		781.533	976.916	1.172.299
Variação - USD e LIBOR	-		(170.989)	24.394	219.777
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa de Juros CDI	(664.768)	Alta USD	(664.768)	(664.768)	(664.768)
Subtotal	287.754		116.765	312.148	507.531
Total Líquido	(372.246)		(372.246)	(372.246)	(372.246)

(1) O cenário provável é calculado a partir da expectativa do dólar futuro do último boletim Focus divulgado para a data de cálculo. Os cenários de deterioração de 25% e de deterioração de 50% são calculados a partir da curva do cenário provável. Nos cenários a curva de dólar é impactada, a curva de CDI é mantida constante e a curva de cupom cambial é recalculada. Isto é feito para que a paridade entre dólar spot, CDI, cupom cambial e dólar futuro seja sempre válida.

Os derivativos no “Cenário Provável”, calculados com base na análise líquida das operações acima apresentadas até o vencimento das mesmas, ajustadas a valor presente pela taxa prefixada brasileira em reais para 31 de março de 2020, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente negativo de R\$372.246 que serve para mostrar a efetividade da mitigação das variações cambiais adversas das dívidas existentes. Neste sentido, quanto maior a deterioração do câmbio (variável de risco considerada), maiores serão os resultados positivos dos *swaps*. Por outro lado, com os cenários de deterioração do real frente ao dólar, de 25% e 50%, o valor presente seria negativo de R\$372.246 em ambos os casos.

b) Variação das taxas de juros

Considerando a manutenção da exposição às taxas de juros de 31 de março de 2020, com a simulação dos efeitos nas informações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das informações financeiras intermediárias):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável)	Cenário II	Cenário III
			(*)	Deterioração de 25%)	(Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Local - Taxa de Juros	(556.545)		(556.545)	(556.545)	(556.545)
Swap de Juros					
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa Pré	646.942	Alta CDI	646.942	646.942	646.942
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - CDI	(563.886)		(563.886)	(595.154)	(626.232)
Variação	-		-	(31.268)	(62.346)
Subtotal	83.056		83.056	51.788	20.710
Total Líquido	(473.489)		(473.489)	(504.757)	(535.835)

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 31 de março de 2020 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 1,01% ao ano e TJLP = 1,25 % ao ano) e caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o resultado financeiro líquido seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros ativos:					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	938.778	Alta do CDI	32.106	40.133	48.159
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(664.768)	Alta do CDI	(22.735)	(28.419)	(34.103)
Empréstimos, financiamentos e debêntures.	(2.468.646)	Alta do CDI	(84.428)	(105.535)	(126.642)
	(646.954)	Alta do IPCA	(3.429)	(4.286)	(5.144)
	(353.497)	Alta do TR	-	-	-
Subtotal (**)	(4.133.865)		(110.592)	(138.240)	(165.889)
Total (Perdas)	(3.195.087)		(78.486)	(98.107)	(117.730)

(*) Considera o CDI de 31 de março de 2021 (3,42% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 31 de março de 2020, IPCA 0,53% ao ano e TR 0,00 % ao ano.

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$294.946.

Gerenciamento de risco de liquidez

O risco de liquidez representa o risco da Companhia enfrentar dificuldades para cumprir suas obrigações relacionadas aos passivos financeiros. A Companhia monitora o risco de liquidez mantendo investimentos prontamente conversíveis para atender suas obrigações e compromissos, e se antecipando para futuras necessidades de caixa.

30. Benefícios pós-emprego

30.1. Plano de suplementação de aposentadoria e pensão

A Companhia é patrocinadora de 4 planos de benefícios previdenciários aos seus empregados, sendo um na modalidade de benefício definido, um plano de contribuição variável, um plano exclusivamente para benefícios de risco vinculado a um plano de contribuição variável e um plano de contribuição definida, estando apenas este último aberto ao ingresso de novos participantes. Os planos de benefício definido, contribuição variável e de risco são avaliados atuarialmente ao final de cada exercício, visando verificar se as taxas de contribuição estão sendo suficientes para a formação de reservas necessárias aos compromissos de pagamento atuais e futuros.

A Companhia patrocina, em conjunto com seus empregados em atividade, ex-empregados e respectivos beneficiários, planos de benefícios de aposentadoria e pensão, com o objetivo de complementar e suplementar os benefícios pagos pelo sistema oficial da previdência social, cuja administração é feita por meio da Energisaprev - Fundação Energisa de Previdência, entidade fechada de previdência complementar, multipatrocinada, constituída como fundação, sem fins lucrativos, com autonomia administrativa e financeira, com funcionamento autorizado pela Portaria nº 47, de 24/10/2003, do Ministério da Previdência Social - Secretaria de Previdência Complementar.

A contribuição da patrocinadora para os planos durante o período de 31 de março 2020 foi de R\$1.881 (R\$2.131 em 31 de março 2019).

30.2. Plano de saúde

A Companhia mantém benefício pós-emprego, de Assistência Médico-Hospitalar para os empregados ativos, aposentados e pensionistas e seus dependentes legais. As contribuições mensais da Companhia correspondem aos prêmios médios calculados pela Seguradora, multiplicado pelo número de vidas seguradas. Esses prêmios são reajustados anualmente, em função da sinistralidade, pela variação dos custos médicos e hospitalares, dos custos de comercialização, e de outras despesas incidentes sobre a operação do seguro, com o objetivo de manter o equilíbrio técnico-atuarial da apólice. As contribuições arrecadadas dos aposentados, pensionistas e ex-funcionários são reajustadas da mesma forma supracitado.

A Companhia participa do custeio de planos de saúde a seus empregados, administrados por operadoras reguladas pela ANS (Unimed Cuiabá, Central Nacional Unimed - CNU e SulAmérica). No caso de rescisão e/ou aposentadoria, os empregados podem permanecer no plano conforme legislação, desde que assumam a totalidade do custeio. No período de findo em 31 de março de 2020 as despesas com o plano de saúde foram de R\$3.981 (R\$4.467 em 31 de março de 2019). Inclui R\$672 (R\$591 em 31 de março de 2019) referente a cálculo atuarial do plano de benefício pós-emprego.

31. Compromissos

A Companhia possui compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia, como segue:

Vigência	Contratos de compra de energia (*)				
	2020	2021	2022	2023	Após 2023
2020 a 2054	1.457.899	1.841.465	1.602.401	1.725.924	23.877.176

(*) Não estão incluídos os valores referentes à Quota do Proinfa e Itaipu.

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, com vigência de 8 a 30 anos, representam o volume contratado pelo preço médio corrente do período findo em 31 de março de 2020, homologados pela ANEEL.

32. Informações adicionais aos fluxos de caixa

Em 31 de março de 2020 e 31 de dezembro de 2019 as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são:

	31/03/2020	31/12/2019
Outras transações não caixa		
Ativo financeiro indenizável da concessão - Bifurcação de Ativo	80.084	483.455
Ativo financeiro indenizável da concessão - Valor justo ativo indenizável	14.049	98.012
Atividades Operacionais		
Pagamento de Fornecedores a prazo	14.962	38.679
Incorporação de redes - transferência para obrigações especiais	12.345	10.722
Arrendamento mercantil - CPC 06 (R2)	-	9.246
Atividades de Investimentos		
Aquisição de intangível com pagamento a prazo	14.962	38.679
Obrigações especiais - transferência para incorporação de redes	12.345	10.722
Intangível - CPC 06 (R2)	-	9.246

33. Eventos Subsequentes

33.1. Bandeira tarifária:

A ANEEL definiu a aplicação da Bandeira Verde para os meses de abril e maio de 2020, resultado de análises do cenário hidrológico do país.

33.2. Reajuste Tarifário

Em 07 de abril de 2020 a ANEEL, através da Resolução Homologatória Nº 2.672 e Nota Técnica nº 38/2020-SGT/ANEEL, homologou o reajuste tarifário, em vigor a partir de 08 de abril de 2020. No entanto, considerando o momento atual de crise devido à COVID-19, o reajuste tarifário foi suspenso a pedido da Companhia até 30 de junho de 2020, tendo, em contrapartida, o diferimento do recolhimento das quotas mensais da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE dos próximos três meses em iguais montantes financeiros. O impacto tarifário médio a ser percebido pelos consumidores foi um aumento médio de 2,47%.

33.3. Liberação de recursos - Despacho Aneel nº 986 de 07 de abril de 2020

Em 08 de abril de 2020 a ANEEL através do Despacho nº 986 determinou a CCEE que: (i) efetuasse repasse aos agentes de mercado detentores de consumo os recursos financeiros disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro de encargos, em sua totalidade e na proporção do consumo líquido dos últimos 12 meses de cada agente, utilizada para restituição de montantes excedentes da Conta de Energia de Reserva (CONER), referente a última contabilização realizada; (ii) na operacionalização da liberação deverão ser retidos os valores inadimplidos por cada agente na última liquidação do Mercado de Curto Prazo os quais serão caucionados para abatimento do débitos na próxima liquidação; e (iii) ao longo do ano de 2020 operacionalize o disposto nos itens (i) e (ii) sempre que houver saldo positivo no fundo de reserva para alívio futuro de encargos. Os montantes liberados naquela data foram de R\$31.064.

33.4. Empréstimos

Contratados

- ✓ Em 24 de abril de 2020 a Companhia captou junto ao Banco Santander Brasil S/A o montante de R\$133.334 com remuneração de 100,00% do CDI + 4,10% a.a. e vencimento em 29 de junho de 2021 e em 29 de dezembro de 2021.

Liquidados

- ✓ Em 24 de abril de 2020 a Companhia liquidou o contrato junto ao Banco Santander Brasil S/A no valor total de R\$135.641.

33.5. Aumento de Capital

Em reunião do Conselho de Administração realizada em 24 de abril de 2020, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$162.544 com emissão de 6.031.293 novas ações todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, sendo 2.051.663 ações ordinárias e 3.979.630 ações preferenciais, com utilização do saldo de adiantamento para futuro aumento de capital e de R\$2.544 em moeda corrente do país, passando o capital social da Companhia a ser de R\$1.677.113, representado por 218.941.939 ações escriturais, sem valor nominal, sendo 75.529.774 ações ordinárias e 143.412.165 ações preferenciais.

33.6. Ataque Cibernético

Os sistemas computacionais da Companhia sofreram ataque cibernético de hackers no final do dia 28 de abril de 2020, causando interrupção parcial e temporária nas operações da Companhia, sem no entanto, impactar o fornecimento de energia elétrica, muito embora o sistema de atendimento tenha operado com alguma contingência. A Companhia agiu rapidamente para a solução do problema acionando os planos de contingências e demais protocolos de segurança objetivando minimizar os impactos desta ação. Atualmente, os sistemas da Companhia estão progressivamente retornando a sua normalidade e ações para neutralizar novos ataques cibernéticos foram implementadas. O evento não proporcionou qualquer impacto na elaboração das Informações financeiras trimestrais ora apresentadas.

Conselho de Administração

Ivan Müller Botelho
Presidente

Ricardo Perez Botelho
Vice-Presidente

André La Saigne de Botton
Conselheiro

Marcelo Silveira da Rocha
Conselheiro

Hélio Tito Simões de Arruda
Conselheiro

Diretoria Executiva

Riberto José Barbanera
Diretor Presidente e Diretor Administrativo e de Controles

Mauricio Perez Botelho
Diretor Financeiro e Diretor de Relações com Investidores

Fernando Cezar Maia
Diretor de Assuntos Regulatórios e Estratégia

Amaury Antônio Damiance
Diretor Técnico e Comercial

José Marcos Chaves de Melo
Diretor de Suprimentos e Logística

Daniele Araújo Salomão Castelo
Diretora de Gestão de Pessoas

Gioreli de Sousa Filho
Diretor sem designação específica

Conselho Fiscal

Paulo Henrique Laranjeiras da Silva
Membro efetivo

Flavio Stamm
Membro efetivo

Daniel Vinicius Alberini Schrickte
Membro efetivo

Jorge Nagib Amary Junior
Membro suplente

Gilberto Lerio
Membro suplente

Francisco Asclépio Barroso Aguiar
Membro suplente

Vicente Cortes de Carvalho
Diretor Contábil, Tributário e Patrimonial

Alane Fernandes Maciel
Contadora
CRC TO-003103/O “S” MT

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras

Aos

Acionistas, Conselheiros e Administradores da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.
Cuiabá - MT

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A. (“Companhia”) contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 31 de março de 2020, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2020 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A administração é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com a NBC TG 21 Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board (IASB), assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações financeiras intermediárias incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com a NBC TG 21 e a IAS 34 aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR, e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

As informações trimestrais acima referidas incluem as demonstrações do valor adicionado (DVA) referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2020, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IAS 34. Essa demonstração foi submetida a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais, com o objetivo de concluir se ela está conciliada com as informações contábeis intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e conteúdo está de acordo com os critérios definidos na NBC TG 09 Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essa demonstração do valor adicionado não foi elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa Norma e de forma consistente em relação às informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 14 de maio de 2020.

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S.S.
CRC - 2SP 015.199/O-6

Roberto Cesar Andrade dos Santos
Contador CRC - 1RJ 093.771/O-9