



Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A | Resultados do 2º trimestre de 2020

Campo Grande, 13 de agosto de 2020 - A Administração da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A (“EMS” ou “Companhia”) apresenta os resultados do segundo trimestre (2T20) e dos primeiros seis meses de 2020 (6M20). 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

Distribuidora de energia elétrica que atua em uma área de 328.338 km², a Companhia encerrou o trimestre com mais de 1 milhão de consumidores cativos e 210 consumidores livres, em 74 dos 79 municípios do Estado, atendendo uma população estimada pelo IBGE em aproximadamente 2,6 milhões de habitantes.

2. Desempenho econômico-financeiro

2.1. Destaques

Resume-se a seguir o desempenho econômico-financeiro da Companhia:

Desempenho Econômico-Financeiro						
Resultados - R\$ milhões						
Descrição	2T20	2T19	Var. %	6M20	6M19	Var. %
Receita Operacional Bruta	902,4	971,9	- 7,2	1.945,5	2.088,9	- 6,9
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	863,6	915,6	- 5,7	1.865,5	1.989,8	- 6,2
Receita Operacional Líquida	598,2	644,7	- 7,2	1.291,0	1.394,1	- 7,4
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	559,5	588,5	- 4,9	1.211,0	1.295,1	- 6,5
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	65,4	111,9	- 41,6	196,5	270,6	- 27,4
EBITDA	90,2	136,0	- 33,7	246,1	318,3	- 22,7
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	101,8	147,9	- 31,2	271,4	340,8	- 20,4
Resultado financeiro	(15,2)	(14,2)	+ 7,0	(19,8)	(25,9)	- 23,5
Lucro Líquido	31,9	65,9	- 51,6	116,6	164,5	- 29,1
Indicadores Operacionais						
Número de Consumidores Cativos (mil)	1.048,2	1.030,2	+ 1,8	1.048,2	1.030,2	+ 1,8
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh) ⁽²⁾	1.055,2	1.087,0	- 2,9	2.273,4	2.319,3	- 2,0
Vendas de energia a consumidores cativos + livres (TUSD) - (GWh) ⁽²⁾	1.345,8	1.363,9	- 1,3	2.869,9	2.871,4	- 0,1
Indicador Relativo						
EBITDA Ajustado/Receita Líquida (%)	17,0	22,9	- 5,9 p.p.	21,0	24,4	- 3,4 p.p.
Indicadores Financeiros - R\$ milhões						
	30/06/2020	31/12/2019	Var. %			
Ativo Total	3.628,3	3.139,5	+ 15,6			
Caixa/Equivalentes de Caixa/Aplicações Financeiras	453,2	228,1	+ 98,7			
Patrimônio Líquido	849,4	828,6	+ 2,5			
Endividamento Líquido	1.264,5	1.095,9	+ 15,4			

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

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), totalizaram 1.345,8 GWh, redução de 1,3% em relação ao mesmo período do ano anterior.

As maiores contribuições ao avanço do consumo de energia na área da concessão foram oriundas das classes residencial (+5,5 ou 25,3 GWh), em função da temperatura elevada acima da média no período, rural (+8,9 ou 25,3 GWh), motivado pelo resultado positivo do setor agropecuário, que registrou alta na exportação de soja e proteína animal e industrial (+3,5% ou 10,7 GWh, favorecidas principalmente pelo setor alimentício

A composição do mercado no trimestre foi a seguinte:

Descrição Valores em GWh	Trimestre			Acumulado		
	2T20	2T19	Var. %	6M20	6M19	Var. %
Residencial	483,8	458,6	+ 5,5	1.048,2	1.016,4	+ 3,1
Industrial	317,4	306,7	+ 3,5	636,6	609,4	+ 4,5
✓ Cativo Industrial	69,0	77,0	- 10,4	138,2	153,0	- 9,7
✓ Livre Industrial	248,40	229,7	+ 8,1	498,4	456,3	+ 9,2
Comercial	234,9	284,1	- 17,3	549,1	607,7	- 9,6
✓ Cativo Comercial	208,7	252,2	- 17,3	482,9	541,7	- 10,9
✓ Livre Comercial	26,3	31,8	- 17,6	66,2	66,0	+ 0,2
Rural	152,1	139,6	+ 8,9	305,3	286,4	+ 6,6
Outros	157,5	174,9	- 9,9	330,7	351,5	- 5,9
1 Vendas de energia no mercado cativo	1.055,2	1.087,0	- 2,9	2.273,4	2.319,3	- 2,0
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	290,6	276,9	+ 5,0	596,5	552,1	+ 8,0
3 Mercado cativo + TUSD (1+2)	1.345,8	1.363,9	- 1,3	2.869,9	2.871,4	- 0,1
4 Fornecimento não faturado	-86,9	-30,9	+ 181,4	-74,9	-35,9	+ 108,3
5 Mercado cativo + TUSD + fornecimento não faturado (3+4)	1.258,9	1.333,0	- 5,6	2.795,0	2.835,5	- 1,4

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

A Companhia encerrou o ano com 1.048.245 unidades consumidoras cativas, número 1,8% superior ao registrado no fim do trimestre do ano anterior (1.030.158), e com 210 consumidores livres.

3.2. Perdas de energia elétrica (“perdas”)

A EMS apresentou aumento de 0,21 ponto percentual quando comparado a março de 2020, e de 0,74 ponto percentual em relação a junho de 2019, ficando ligeiramente acima de seu referencial regulatório em 0,06 ponto percentual. Além das medidas impostas pela pandemia, o principal motivo para aumento das perdas também é atribuído ao crescimento da perda técnica, motivada pela redução da geração térmica na região sul e redução da geração hídrica na região central, ambas próximas ao centro de carga. Esta redução implicou no aumento do fluxo de energia através de um intercâmbio em 138 kV localizado a cerca de 400 km do centro de carga, ocasionando o aumento da perda técnica.

Últimos 12 meses

Perdas Técnicas (%)			Perdas Não-Técnicas (%)			Perdas Totais (%)			ANEEL
jun/19	mar/20	jun/20	jun/19	mar/20	jun/20	jun/19	mar/20	jun/20	
9,19	9,66	9,99	3,13	3,19	3,06	12,32	12,85	13,06	13,00

Perdas Técnicas			Perdas Não-Técnicas			Perdas Totais			Var.(%)
jun/19	mar/20	jun/20	jun/19	mar/20	jun/20	jun/19	mar/20	jun/20	
582,9	643,9	661,0	198,6	212,7	202,6	781,4	856,6	863,7	+ 0,8

(1) Variação junho de 2020/março de 2020. Nota: Os dados são passíveis de recontabilizações de energia realizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (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, é apresentada a seguir:

PPECLD (% do Fornecimento faturado)	Em 12 meses (%)				
	Jun/20	Jun/19	Variação em p.p.	Jun /20 (sem PPECLD Covid)	Variação em p.p.
EMS	1,85	1,44	+ 0,41	1,22	- 0,22

3.3.2. Taxa de Arrecadação

A taxa de arrecadação da Companhia, representada pela arrecadação dos últimos 12 meses sobre ao faturamento bruto do mesmo período, é apresentada a seguir:

Taxa de Arrecadação (%)	Em 12 meses (%)		
	jun/20	jun/19	Variação em pontos percentuais
EMS	95,55	96,91	- 1,40

3.4. Indicadores de qualidade dos serviços - DEC e FEC

Os indicadores ficaram abaixo dos limites regulatórios, registrando queda de 8,2% no DEC e de 1,3% no FEC (de 4,55 para 4,49 vezes em 12 meses).

Distribuidoras Média móvel 12 meses	DEC (horas)			FEC (vezes)			Limite DEC	Limite FEC
	jun/20	jun/19	Var.(%)	jun/20	jun/19	Var.(%)		
EMS	10,47	11,41	- 8,2	4,49	4,55	- 1,3	11,51 	8,17 

4. Desempenho Financeiro

4.1. Receita Operacional

No 2T20, a Companhia apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 863,6 milhões, ante R\$ 915,6 milhões registrados no 2T19, redução de 5,7% (R\$ 52,0 milhões). Por sua vez, a receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, mostrou queda de 4,9% (R\$ 29,0 milhões) no trimestre, para R\$ 559,5 milhões.

A composição das receitas operacionais é a seguinte:

Receita operacional por segmento Descrição (R\$ milhões)	Trimestre			Acumulado		
	2T20	2T19	Var. %	6M20	6M19	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	733,3	763,5	- 4,0	1.625,6	1.575,6	+ 3,2
✓ Residencial	347,0	348,6	- 0,5	791,6	748,4	+ 5,8
✓ Industrial	47,7	51,9	- 8,0	95,9	100,8	- 4,9
✓ Comercial	160,6	187,1	- 14,2	370,2	385,0	- 3,9
✓ Rural	94,7	84,1	+ 12,6	190,6	164,0	+ 16,2
✓ Outras classes	83,3	91,9	- 9,3	177,4	177,4	- 0,0
(+) Suprimento de energia elétrica	10,3	(3,7)	-	11,3	62,4	- 81,9
(+) Fornecimento não faturado líquido	(57,3)	5,4	-	(41,8)	5,0	-
(+) Disponibilidade do sistema elétrico (TUSD)	65,1	58,4	+ 11,4	129,5	112,6	+ 15,0
(+) Receitas de construção	38,7	56,2	- 31,2	80,0	99,1	- 19,3
(+) Constituição e amortização - CVA	42,2	33,1	+ 27,6	13,9	110,5	- 87,4
(+) Subvenções vinculadas aos serviços concedidos	71,6	49,1	+ 45,6	123,2	101,7	+ 21,0
(+) Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	(3,7)	7,7	-	1,9	19,2	- 89,8
(+) Outras receitas	2,2	2,1	+ 7,1	1,8	2,8	- 35,1
Receita Bruta	902,4	971,9	- 7,2	1.945,5	2.088,9	- 6,9
(-) Impostos sobre vendas	228,3	236,1	- 3,3	502,8	498,8	+ 0,8
(-) Deduções bandeiras tarifárias	(1,8)	(2,4)	- 27,7	(4,4)	10,2	-
(-) Encargos setoriais	77,7	93,5	- 16,9	156,2	185,8	- 15,9
(=) Receita líquida	598,2	644,7	- 7,2	1.291,0	1.394,1	- 7,4
(-) Receitas de construção	38,7	56,2	- 31,2	80,0	99,1	- 19,3
(=) Receita líquida, sem receitas de construção	559,5	588,5	- 4,9	1.211,0	1.295,1	- 6,5

Foram determinantes para esse desempenho:

- Redução de 4,0% (R\$ 30,2 milhões) nas receitas no mercado cativo no 2T20 em relação ao 2T19 (aumento de 3,2% ou R\$ 50,0 milhões em 6M20 sobre 6M19);
- Crescimento de R\$ 14,0 milhões no suprimento de energia elétrica a outras concessionárias no 2T20 em relação ao 2T19 (redução de 81,9% ou R\$ 51,1 milhões em 6M20 sobre 6M19);
- Aumento de 11,4% (R\$ 6,7 milhões) na receita bruta de disponibilidade do sistema elétrico (TUSD) em relação ao 2T19 (aumento de 15,0% ou R\$ 16,9 milhões em 6M20 sobre 6M19); e
- Redução de 89,9% (R\$ 17,2 milhões) na remuneração do ativo financeiro indenizável da concessão em 6M20 ante 6M19.

4.2. Despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 494,1 milhões no 2T20, aumento de 3,7% (R\$ 17,5 milhões) em relação ao 2T19. Em 6M20, totalizaram R\$ 1.014,5 milhões, ou seja, redução de 1,0% (R\$ 10,0 milhões) maiores que os registrados em 6M19. Desse total, as despesas com PMSO Pessoal, Material, Serviços e Outros) registraram redução de 24,0% (R\$ 25,4 milhões) totalizando R\$ 80,7 milhões no 2T20. No acumulado essas despesas totalizaram R\$ 180,4 milhões, queda de 9,9% (R\$ 19,9 milhões), ante os R\$ 200,2 milhões registrados no 6M19.

A composição das despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais Valores em R\$ milhões	Trimestre			Acumulado		
	2T20	2T19	Var. %	6M20	6M19	Var. %
1 Custos e Despesas não controláveis	347,5	348,7	- 0,3	715,6	769,7	- 7,0
1.1 Energia comprada	294,5	297,9	- 1,2	609,3	664,5	- 8,3
1.2 Transporte de potência elétrica	53,1	50,8	+ 4,5	106,2	105,2	+ 1,0
2 Custos e Despesas controláveis	118,4	99,6	+ 18,9	240,8	201,8	+ 19,3
2.1 PMSO	80,7	106,1	- 24,0	180,4	200,2	- 9,9
2.1.1 Pessoal	32,8	50,5	- 35,0	74,6	92,4	- 19,3
2.1.2 Fundo de pensão	0,7	1,0	- 31,2	1,6	2,1	- 26,4
2.1.3 Material	4,9	6,0	- 17,5	11,5	11,9	- 3,7
2.1.4 Serviços de terceiros	39,3	43,5	- 9,6	80,8	81,5	- 0,9
2.1.5 Outras	2,9	5,1	- 42,9	11,9	12,3	- 2,8
✓ Multas e compensações	0,2	0,8	- 79,3	0,5	1,3	- 58,0
✓ Contingências (liquidação de ações cíveis)	0,6	2,5	- 74,5	5,6	4,0	+ 39,3
✓ Outros	2,1	1,8	+ 15,7	5,8	7,0	- 17,0
2.2 Provisões/Reversões	37,7	(6,5)	-	60,4	1,6	+ 3.694,3
2.2.1 Contingências	(1,6)	(15,8)	- 89,9	1,1	(18,3)	-
2.2.2 Devedores duvidosos	39,3	9,3	+ 323,5	59,4	19,9	+ 198,1
3 Demais receitas/despesas	28,2	28,3	- 0,5	58,1	53,0	+ 9,7
3.1 Depreciação e amortização	24,9	24,1	+ 3,1	49,6	47,7	+ 4,0
3.2 Outras receitas/despesas	3,3	4,2	- 21,0	8,5	5,3	+ 60,0
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, s/ construção)	494,1	476,6	+ 3,7	1.014,5	1.024,5	- 1,0
Custo de construção	38,7	56,2	- 31,2	80,0	99,1	- 19,3
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, c/ construção)	532,8	532,8	+ 0,0	1.094,4	1.123,5	- 2,6

(*) 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 e geração de caixa

No 2T20, o lucro líquido da Companhia somou R\$ 31,9 milhões, ante R\$ 65,9 milhões registrados no mesmo período de 2019, queda de 51,6% (R\$ 34,0 milhões). No acumulado em 6M20, o lucro líquido totalizou R\$ 116,6 milhões, redução de 29,1% (R\$ 47,8 milhões), ante o lucro de R\$ 164,5 milhões em 6M19. A geração operacional ajustada de caixa (EBITDA ajustado) atingiu R\$ 101,8 milhões no 2T20, contra R\$ 147,9 milhões apurados no 2T19, queda de 31%, 2 Em 6M20 o EBITDA ajustado foi de R\$ 271,4 milhões.

A evolução do lucro líquido e da geração de caixa da Companhia foi a seguinte:

Composição da Geração de Caixa Valores em R\$ milhões	Trimestre			Acumulado		
	2T20	2T19	Var. %	6M20	6M19	Var. %
(=) Lucro Líquido	31,9	65,9	- 51,6	116,6	164,5	- 29,1
(-) Contribuição social e imposto de renda	(18,3)	(31,8)	- 42,4	(60,1)	(80,2)	- 25,1
(-) Resultado financeiro	(15,2)	(14,2)	+ 7,0	(19,8)	(25,9)	- 23,5
(-) Depreciação e amortização	(24,9)	(24,1)	+ 3,1	(49,6)	(47,7)	+ 4,0
(=) Geração de caixa (EBITDA)	90,2	136,0	- 33,7	246,1	318,3	- 22,7
(+) Receita de acréscimos moratórios	11,5	11,9	- 3,3	25,2	22,5	+ 12,3
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	101,8	147,9	- 31,2	271,4	340,8	- 20,4
Margem do EBITDA Ajustado (%)	17,0	22,9	- 5,9 p.p.	21,0	24,4	- 3,4 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\$ 582,5 milhões em 30 de junho, frente aos R\$ 515,2 milhões registrados em março de 2020. Ressalte-se que os referidos saldos incluem os créditos referentes à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e Conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA), no montante de R\$ 129,3 milhões em junho e R\$ 109,9 milhões em março de 2020.

Em 30 de junho de 2020, a dívida líquida, deduzida dos créditos setoriais, foi de R\$ 1.264,5 milhões, contra R\$ 1.247,8 milhões em março de 2020. Consequentemente, a relação dívida líquida por EBITDA Ajustado passou de 1,9 vezes em março para 2,1 vezes em junho de 2020.

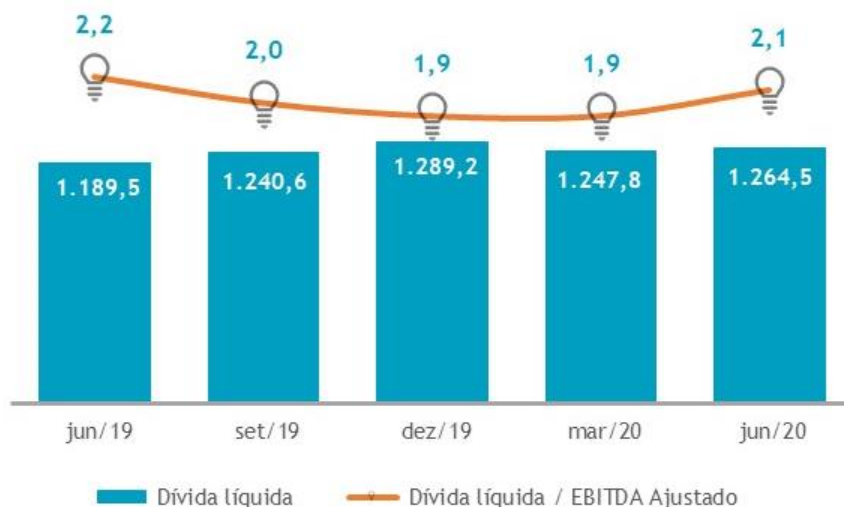
A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Companhia nos últimos três períodos:

Descrição Valores em R\$ milhões	30/06/2020	31/03/2020	31/12/2019
Circulante	477,1	409,4	230,8
Empréstimos e financiamentos	163,8	64,7	64,8
Debêntures	343,7	336,9	155,0
Encargos de dívidas	4,4	5,8	4,9
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	3,0	3,0	3,0
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(37,8)	(1,1)	3,1
Não Circulante	1.369,9	1.353,7	1.459,1
Empréstimos e financiamentos	789,2	797,2	747,7
Debêntures	636,0	627,1	745,1
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	27,8	27,3	26,8
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(83,1)	(98,0)	(60,5)
Total das dívidas	1.847,0	1.763,0	1.689,9
(-) Disponibilidades financeiras	453,2	405,4	258,4
Total das dívidas líquidas	1.393,8	1.357,6	1.431,5
(-) Créditos CDE (subvenção tarifária e baixa renda)	23,9	23,9	27,9
(-) Créditos CVA	105,4	85,9	114,5
Total das dívidas líquidas deduzidas de créditos setoriais	1.264,5	1.247,8	1.289,2
Indicador relativo			
Dívida líquida/EBITDA Ajustado 12 meses ⁽¹⁾	2,1	1,9	1,9

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

Evolução da alavancagem

- Dívida líquida (R\$ milhões) e dívida líquida/EBITDA Ajustado 12 meses (vezes) -



6. Investimentos

Priorizando o investimento em obras que melhorem a qualidade dos serviços prestados, assim como promover a regularização, construção de redes e ligação de novos clientes, a Companhia investiu R\$ 52,0 milhões no trimestre, ante R\$ 61,3 milhões no mesmo período do ano anterior.

A composição dos investimentos nos períodos foi a seguinte:

Descrição Valores em R\$ milhões	Trimestre			Acumulado		
	2T20	2T19	Var. %	6M20	6M19	Var. %
Ativo Elétrico	46,7	54,1	- 13,8	88,2	106,1	- 16,9
Obrigações Especiais	2,7	3,8	- 29,1	9,7	7,2	+ 34,2
Ativo não Elétrico	2,7	3,4	- 21,1	5,3	5,5	- 2,8
Total dos Investimentos	52,0	61,3	- 15,1	103,2	118,8	- 13,2

(*) 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. Serviços prestados pelo auditor independente

A remuneração total dos auditores Ernst & Young Auditores Independentes pela revisão contábil das demonstrações financeiras da Companhia no primeiro semestre 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 30 DE JUNHO DE 2020 E 31 DE DEZEMBRO DE 2019
 (Em milhares de reais)

	30/06/2020	31/12/2019
Ativo	-	-
Circulante	-	-
Caixa e equivalente de caixa	229.444	59.108
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	188.128	164.304
Consumidores e concessionárias	504.736	565.539
Estoques	13.603	11.625
Instrumentos financeiros derivativos	38.617	1.098
Tributos a recuperar	79.955	89.708
Ativos financeiros setoriais	256.660	213.748
Outros créditos	88.732	86.536
Total do circulante	1.399.875	1.191.666
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	35.636	34.970
Consumidores e concessionárias	44.481	43.234
Tributos a recuperar	18.904	19.616
Tributos Diferidos	42.287	50.966
Cauções e depósitos vinculados	83.066	84.053
Instrumentos financeiros derivativos	83.097	60.504
Ativos financeiros setoriais	2.592	48.355
Ativo financeiro indenizável da concessão	1.139.046	1.095.447
Outros créditos	3.709	3.671
	1.452.818	1.440.816
Investimentos	533	533
Imobilizado	11.800	10.738
Intangível	662.200	691.133
Ativo Contratual - Infraestrutura em construção	101.045	76.509
Total do não circulante	2.228.396	2.219.729
Total do ativo	3.628.271	3.411.395

As notas explicativas são parte integrante das informações financeiras trimestrais.

2. Balanço Patrimonial Passivo

BALANÇO PATRIMONIAL EM 30 DE JUNHO DE 2020 E 31 DE DEZEMBRO DE 2019 (Em milhares de reais)

	30/06/2020	31/12/2019
Passivo	-	-
Circulante	-	-
Fornecedores	208.382	237.772
Encargos de dívidas	4.350	4.897
Empréstimos e financiamentos	163.849	64.778
Debentures	343.729	154.964
Folha de pagamento	1.269	1.153
Impostos e contribuições sociais	122.082	93.844
Instrumentos financeiros derivativos	788	4.211
Obrigações estimadas	13.129	26.812
Contribuição de iluminação pública	21.336	26.587
Benefícios pós-emprego	3.037	3.037
Obrigações intrasetoriais	82.092	37.423
Incorporação de redes	5.104	4.843
Passivos financeiros setoriais	105.083	92.861
Arrendamentos operacionais	1.577	2.243
Outros passivos	26.075	26.041
Total do circulante	1.101.882	781.466
Não circulante		
Fornecedores	17.756	17.076
Empréstimos e financiamentos	789.198	747.734
Debentures	636.005	745.071
Impostos e contribuições sociais	25.003	22.218
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	112.295	110.602
Benefícios pós-emprego	27.772	26.801
Obrigações intrasetoriais	13.967	11.451
Passivos financeiros setoriais	48.799	54.785
Arrendamentos operacionais	4.699	3.997
Outros passivos	1.541	1.966
Total do não circulante	1.677.035	1.741.701
Patrimônio líquido		
Capital social	616.732	616.732
Reservas de capital	119.176	119.004
Reservas de lucros	57.286	169.672
Lucros Acumulados	73.340	-
Outros resultados abrangentes	(17.180)	(17.180)
Total do patrimônio líquido	849.354	888.228
Total do passivo e patrimônio líquido	3.628.271	3.411.395

As notas explicativas são parte integrante das informações financeiras trimestrais.

3. Demonstrações de Resultados

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO
PARA O PERÍODO FINDO EM 30 DE JUNHO DE 2020 E 2019
 (Em milhares de reais, exceto o lucro por ação)

	2T20	2T19	6M20	6M19
Receita operacional bruta				
Fornecimento de energia elétrica	675.952	768.954	1.583.820	1.580.619
Suprimento de energia elétrica	10.317	(3.707)	11.296	62.382
Disponibilidade do Sistema Elétrico	65.093	58.411	129.514	112.607
Receita de construção	38.722	56.241	79.974	99.073
Outras receitas	112.273	91.958	140.856	234.237
	902.357	971.857	1.945.460	2.088.918
Deduções à receita operacional				
ICMS faturado	147.615	151.551	329.195	316.562
PIS, Cofins e ISS	80.657	84.581	173.586	182.211
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	(1.768)	(2.445)	(4.431)	10.227
Outras (TFSEE, CDE, P&D e PEE)	77.668	93.476	156.154	185.775
	304.172	327.163	654.505	694.775
Receita operacional líquida	598.184	644.694	1.290.955	1.394.142
Despesas operacionais				
Energia elétrica comprada	294.452	297.898	609.319	664.493
Encargos de uso do sistema	53.090	50.787	106.244	105.164
Pessoal	32.825	50.520	74.572	92.367
Benefício pós emprego	711	1.031	1.578	2.142
Material	4.949	6.000	11.468	11.909
Serviços de terceiros	39.272	43.450	80.809	81.520
Depreciação e amortização	24.861	24.111	49.617	47.686
Provisão para perdas esperadas para crédito de liquidação duvidosa / contingência	37.737	(6.519)	60.423	1.592
Custo de construção	38.722	56.241	79.974	99.073
Outras despesas	2.912	5.101	11.949	12.297
Outras Receitas/Despesas operacionais	3.300	4.180	8.482	5.300
	532.831	532.800	1.094.435	1.123.543
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	65.353	111.894	196.520	270.599
Resultado financeiro				
Receita de aplicações financeira	1.510	2.104	3.275	5.127
Variação monetária e acréscimo moratório	11.549	11.948	25.232	22.477
Outras receitas financeiras	4.622	3.725	20.257	9.515
Encargos de dívidas - juros	(19.490)	(23.224)	(41.323)	(49.216)
Encargos dívidas - variação monetária e cambial	(11.145)	1.378	(75.069)	(1.713)
Marcação mercado de dívidas e derivativos	35	47	6	47
(-) Transferência p/Imob curso	83	182	182	319
Outras despesas financeiras	(2.334)	(10.331)	47.633	(12.460)
	(15.170)	(14.171)	(19.807)	(25.904)
Resultado antes dos tributos	50.183	97.723	176.713	244.695
Contribuição social e imposto de renda	(18.317)	(31.816)	(60.067)	(80.232)
Lucro líquido do período	31.866	65.907	116.646	164.463

As notas explicativas são parte integrante das informações financeiras trimestrais.

Notas Explicativas

Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A **Notas explicativas às informações financeiras trimestrais para o** **período findo em 30 de junho de 2020** (Em milhares de reais, exceto quando indicado ao contrário)

1. Contexto operacional

A Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A (“Companhia” ou “EMS”) é uma sociedade por ações de capital aberto, concessionária distribuidora de energia elétrica, controlada pela Rede Energia Participações S/A (REDE), que atua na área de distribuição de energia elétrica em sua área de concessão que abrange 328.335 km², 92% da área total do Estado do Mato Grosso do Sul, atendendo 1.048.455 consumidores em 74 municípios. A Companhia possui sede na cidade de Campo Grande no Estado do Mato Grosso do Sul e obteve registro de Companhia aberta na CVM em 28 de agosto de 1981.

1.1. Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 04 de dezembro de 1997, foi outorgado à Companhia a concessão para a distribuição de energia elétrica em 74 municípios no Estado de Mato Grosso do Sul, pelo prazo de 30 anos, com vencimento em 03 de dezembro de 2027. O contrato de concessão foi homologado junto à ANEEL, podendo ser prorrogado por uma única vez, pelo mesmo período, a critério do Poder Concedente.

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 a 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 à reajustes, revisões tarifárias e outros assuntos regulatórios, ativos e passivos financeiros setoriais, ativo financeiro indenizável da concessão, ativos vinculados à concessão e a receita de construção, estão apresentadas nas notas explicativas nº 7, 8, 12, 14, 15 e 24, respectivamente.

1.2. Efeitos do COVID-19

Contexto

Em 11 de março de 2020, a Organização Mundial da Saúde (OMS) declarou o surto de COVID-19 como uma pandemia, dado os vários casos de contágio 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, medida essa também adotada no Brasil. Houve impacto significativo na 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 adotando pacotes de estímulos econômicos expressivos para superar os efeitos econômicos produzidos pela pandemia.

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 de algumas obrigações do contrato de concessão que foram prorrogadas até 31 de dezembro de 2020, tendo restringido a suspensão do fornecimento de energia para clientes residenciais baixa renda e serviços essenciais. As medidas de isolamento, combinado com as restrições a suspensão de fornecimento em razão de inadimplência a determinados grupos de consumidores, vem provocando queda no consumo e na arrecadação da Companhia.

Impactos observados no trimestre findo em 30 de junho de 2020

Decorridos mais de 100 dias dos efeitos da pandemia no Brasil, pode-se notar com mais clareza os impactos sentidos pelos diversos agentes sociais e econômicos. Na Companhia os maiores impactos foram aqueles relacionados ao fornecimento de energia devido a retração do mercado consumidor e incremento da inadimplência pelo impedimento do corte no fornecimento de energia elétrica o que impacta diretamente o fluxo de arrecadação, com reflexo na provisão para perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa (PPECLD).

Os eventos impactaram diretamente o resultado do período findo de 30 de junho de 2020, por outro lado, haverá neutralidade destes eventos no seu fluxo de caixa originados pelo repasse da conta COVID, ao passo em que os efeitos no resultado serão neutralizados nas revisões tarifárias extraordinárias.

A Companhia realizou os cálculos de perdas esperadas com o aumento da inadimplência, baseado em suas melhores estimativas, tendo reconhecido no período o montante de R\$22.429, sendo R\$5.088 contabilizado em 31 de março de 2020 e R\$17.341 no segundo trimestre de 2020.

A Companhia tem implementado ações para aumentar a eficiência na cobrança das contas de energia em atraso, destacando-se o aumento do volume de envio de SMS, telecobrança, negativação e e-mail's e realizando campanhas de conscientização relacionadas à importância da manutenção dos pagamentos. Sensível a deterioração do cenário econômico, a Companhia vem divulgando planos de parcelamentos dos débitos aos clientes e facilitando o acesso às negociações.

A Companhia segue acompanhando os efeitos da retração econômica, bem como das ações governamentais de proteção ao consumidor para refletir de forma tempestiva a realização do seu contas a receber, o qual foi ajustado para considerar as perdas esperadas em 30 de junho de 2020.

Sobrecontratação de energia elétrica

Desde o início da pandemia a Companhia vem trabalhando de forma ágil e eficiente nos níveis de compra de energia buscando a adequação dos limites regulatórios. Todavia, o cenário da pandemia tem tornado a sobrecontratação do setor de distribuição no Brasil em níveis fora dos desejados pela ANEEL devido sobretudo a retração da economia brasileira. A Companhia segue atentas e monitorando os níveis de sobrecontratação no intuito de efetuar ações rápidas e tempestivas a fim de minimizar os riscos inerentes a esta exposição.

Neste sentido, destaca-se que dentre as medidas elaboradas pelo Poder Executivo para contenção dos efeitos da pandemia, foi publicado o Decreto 10.350/2020 que, dentre outros, alterou a redação do Decreto 5.163/2004 de modo a reconhecer a redução de carga decorrente dos efeitos da pandemia da COVID-19 apurada conforme regulação da Aneel como exposição contratual involuntária de modo a mitigar os efeitos da sobrecontratação. Esta medida ainda será detalhada por meio de normatização a ser publicada pela ANEEL.

Equilíbrio econômico-financeiro da concessão

A ANEEL, por meio da Medida Provisória nº 950/2020 regulamentada pelo Decreto nº 10.350/2020 e com base nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, reconheceu que os impactos causados pela pandemia COVID são factíveis de avaliação do equilíbrio contratual. A Resolução Normativa nº 885, publicada no diário oficial em 23 de junho de 2020 estabeleceu que o processo de discussão pública acerca do equilíbrio dos contratos será instaurado em até 60 dias.

No período findo em 30 de junho de 2020, a Companhia não reconheceu ativo financeiro setorial em suas informações financeiras intermediárias.

Medidas operacionais e financeiras adotadas para enfrentamento da pandemia

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.

Sociedade

A Companhia criou o movimento Energia do Bem, iniciativa de mobilização nacional que inclui diferentes ações no Estado de Mato Grosso do Sul. As principais ações são:

- Doação de máscaras para hospitais;
- Doação de produtos de higiene e limpeza para asilo;
- Apoio para a capacitação profissional com abertura de 100 mil vagas em cursos de educação a distância, em parceria com o CNI e Senai, voltados a competências da indústria 4.0;
- Disponibilidade de carros de som e ações em rádios locais como forma de comunicação mais efetiva quanto a ações de prevenção a pandemia em cidades com baixo IDH;

- Doação de R\$300 para a Fiocruz na campanha “Unidos contra a COVID-19” no intuito de auxiliar a instituição na produção de testes rápidos para o diagnóstico da doença; e
- Doação de R\$90 para a Unesco com o objetivo de viabilizar o combate a fome distribuindo toneladas de cestas básicas para famílias em situação de vulnerabilidade social.

Financeiras

- 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\$97.100, ressaltando que foram preservados os investimentos essenciais para a continuidade das operações. As obras em andamento não sofreram impactos relevantes;
- Redução das despesas gerenciáveis entre 7% a 12% do volume registrado em 2019;
- Contratação de novos empréstimos com liquidação de 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 do Pis e Cofins e da contribuição previdenciária patronal das competências março, abril e maio para os meses de agosto, outubro e novembro de 2020 - impactos no caixa de R\$51.514; (ii) postergação do recolhimento do FGTS das competências de março, abril e maio para pagamento em 6 parcelas iniciando em julho de 2020 - impactos no caixa de R\$1.402; (iii) postergação da compensação ao consumidor pela violação dos limites de DEC e FEC no montante de R\$ 2.728; 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 e prorrogada até 31 de julho de 2020 em que a Companhia será ressarcida integralmente pelos recursos originários da conta CDE.

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 13 de agosto de 2020.

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

As informações financeiras intermediárias foram elaboradas seguindo a base de preparação e políticas contábeis consistentes com aquelas adotadas e divulgadas na nota explicativa 3.3 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2019 e devem ser lidas em conjunto, com exceção às alterações estabelecidas pelo CPC 00 (R2) | Conceptual Framework - Estrutura conceitual para relatório financeiro.

CPC 00 (R2) | Estrutura conceitual para relatório financeiro

O CPC 00 (R2) - Estrutura conceitual para relatório financeiro, equivalente ao pronunciamento do IASB conhecido como Conceptual Framework, alterado com o objetivo de melhor refletir alterações conceituais estabelecidas pelo IASB, principalmente com relação aos seguintes aspectos:

- Conceitualiza e clarifica questões acerca do objetivo do relatório financeiro, as características qualitativas da informação financeira útil, e a descrição da entidade, bem como os seus limites;
- Clarifica as definições de ativo, passivo, patrimônio líquido, receitas e despesas em diversos aspectos;
- Define critérios para inclusão de ativos e passivos nas demonstrações contábeis (reconhecimento) e orientação sobre quando removê-los (desreconhecimento);
- Bases de mensuração e orientação sobre quando e como utilizá-las; e
- Determina conceitos e estabelece orientações quanto a apresentação e divulgação das demonstrações contábeis e notas explicativas.

As alterações realizadas ao CPC 00 (R2) também impactam o conceito de materialidade, estabelecendo de forma clara a aplicação deste conceito e determinando que “informação é material se sua omissão, distorção ou obscuridade pode influenciar, de modo razoável, decisões que os usuários primários das demonstrações contábeis de propósito geral tomam como base nessas demonstrações contábeis, que fornecem informações financeiras sobre o relatório específico da entidade”.

IFRS 16 / CPC 06 (R2) | Arrendamentos

Em 7 de julho de 2020 a CVM, junto ao nosso comitê de práticas contábeis, deliberou alterações relevantes quanto ao CPC06 (R2) quanto aos requerimentos com o objetivo de facilitar para os arrendatários a contabilização de eventuais concessões obtidas nos contratos em decorrência da COVID-19, tais como perdão, suspensão ou mesmo reduções temporárias de pagamentos.

As mudanças são aplicáveis para exercícios iniciados a partir de 1º de janeiro de 2020 e visam auxiliar o entendimento de temas específicos, melhorando a qualidade das demonstrações financeiras, de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia. Tais mudanças realizadas não causaram impactos ou alterações nas informações financeiras intermediárias. A Companhia também avaliou os demais pronunciamentos contábeis emitidos, alterados e substituídos, mas que ainda não efetivos para o período e não identificou qualquer impacto ou alterações nas informações financeiras intermediárias da Companhia.

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 financeiras intermediárias.

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 74 municípios do Estado do Mato Grosso Sul, e sua demonstração do resultado reflete essa atividade.

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

4.1. Caixa e equivalentes de caixa

A carteira de aplicações financeiras é constituída por Operações Compromissadas. A rentabilidade média ponderada da carteira em 30 de junho de 2020 equivale a 93,6% do CDI (102,5% em 31 de dezembro de 2019).

	30/06/2020	31/12/2019
Caixa e depósitos bancários à vista	19.333	26.533
Aplicações financeiras de liquidez imediata:	210.111	32.575
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	119.658	-
Compromissadas	90.453	32.575
Total de caixa e equivalentes de caixa - circulante ⁽¹⁾	229.444	59.108

(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, debêntures, LFT, certificado de Depósito Bancário (CDB's), entre outros. A rentabilidade média ponderada da carteira em 30 de junho de 2020 equivale a 71,7% do CDI (108,20% do CDI em 31 de dezembro de 2019).

	30/06/2020	31/12/2019
Avaliadas ao valor justo por meio do resultado	223.764	199.274
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	8.511	13.559
Fundo de Investimento ⁽¹⁾	1.726	1.704
Fundo de Investimentos Exclusivos ⁽²⁾	177.891	149.041
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	5.835	3.292
Cédula de Crédito Bancário (CCB)	551	370
Compromissadas	37.300	16.242
Títulos públicos	31.336	33.379
Fundo Multimercado	1.486	-
Fundo de Renda Fixa	18.322	27.916
Letra financeira do Tesouro (LFT)	63.398	63.504
Letra financeira (LF)	1.798	49
Letra Financeira do Tesouro Nacional (LTN)	2.399	1.294
Nota do Tesouro Nacional (NTNB)	15.466	2.995
Fundo de investimento em direitos creditórios ⁽³⁾	35.636	34.970
Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados ⁽⁴⁾	223.764	199.274
Circulante	188.128	164.304
Não circulante	35.636	34.970

(1) Fundos de Investimentos - inclui fundos classificados como Renda Fixa e Multimercado e são remunerados de -195,9% a 102,8% (92,1% a 107,7% em 31 de dezembro de 2019) e média ponderada 89,8% do CDI (107,0% em 31 de dezembro de 2019).

(2) Fundo de investimentos exclusivos, inclui aplicações em CDB, CCB, Compromissadas, Fundos de Renda Fixa, Títulos públicos, Fundo Multimercado, LFT, LF, LTN e NTNB são remuneradas 102,5% (105,2% em 31 de dezembro de 2019) do CDI Fundo FI Energisa, 30,47% do CDI Fundo Cataguases e 36,4% (115,7% em 31 de dezembro de 2019) do CDI Fundo Zona da Mata.

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

(4) Inclui R\$45.873 (R\$50.233 em 31 de dezembro de 2019) referentes a recursos vinculados a empréstimos, conselho consumidor, Programa Luz para Todos e bloqueio judicial.

	30/06/2020	31/12/2019
Depósito judicial credores	1.726	1.704
Fundo de investimento em direitos creditórios - FIDC	35.636	34.970
Programa Luz para todos	8.061	13.110
Outros	450	449
Total	45.873	50.233

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 da última leitura e a data do encerramento das informações financeiras intermediárias.

	Saldos a vencer		Saldos 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		30/06/2020	31/12/2019
Valores correntes:									
Residencial	54.553	-	76.367	22.626	1.736	3.470	(31.772)	126.980	146.020
Industrial	13.507	-	4.266	639	454	3.836	(4.412)	18.290	21.539
Comercial	25.059	-	18.967	6.909	5.071	9.904	(16.101)	49.809	60.374
Rural	14.047	-	13.684	5.159	2.560	592	(1.506)	34.536	30.292
Poder público	9.734	-	4.169	760	59	-	(305)	14.417	21.242
Iluminação pública	8.540	-	208	133	-	-	(100)	8.781	8.285
Serviço público	8.528	-	4.987	50	22	-	(245)	13.342	9.435
Fornecimento não faturado	165.772	-	-	-	-	-	-	165.772	207.578
Arrecadação									
Processo									
Classificação	1.029	-	-	-	-	-	-	1.029	2.549
Valores renegociados:									
Residencial	6.782	23.066	5.009	2.594	1.443	3.793	(19.556)	23.131	22.597
Industrial	2.255	6.383	646	114	578	2.623	(5.117)	7.482	3.357
Comercial	5.672	33.945	1.991	698	469	2.044	(6.478)	38.341	26.285
Rural	1.093	8.460	933	503	295	460	(8.079)	3.665	4.967
Poder público	1.843	15.828	1.127	31	-	49	(2.031)	16.847	26.313
Iluminação pública	374	972	-	-	-	7	(7)	1.346	1.756
Serviço público	14	69	17	14	26	169	(302)	7	44
(-) Ajuste valor Presente ⁽¹⁾	(76)	(4.878)	-	-	-	-	-	(4.954)	(9.905)
Subtotal -clientes	318.726	83.845	132.371	40.230	12.713	26.947	(96.011)	518.821	582.728
Suprimento Energia - Moeda Nacional ⁽²⁾	8.535	-	-	-	-	2.299	-	10.834	7.445
Outros ⁽⁴⁾	17	-	11.547	1.707	1.537	5.177	(423)	19.562	18.600
Total	327.278	83.845	143.918	41.937	14.250	34.423	(96.434)	549.217	608.773
Circulante								504.736	565.539
Não circulante								44.481	43.234

(1) 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 utilizada a taxa média anual de CDI de 2,58% a.a. (4,60% a.a. em 31 de dezembro de 2019).

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

Composição dos saldos da CCEE	30/06/2020	31/12/2019
Créditos a Vencer	8.535	5.146
Créditos vinculados a liminares ^(a)	2.299	2.299
Subtotal créditos CCEE	10.834	7.445
(-) Aquisições de Energia na CCEE	(20.755)	(52.999)
(-) Encargos de serviços de sistema	(1.125)	(586)
Total débitos CCEE	(11.046)	(46.140)

(a) Os valores que se encontram vinculados a liminares, podem estar sujeitos a alteração, dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento. A Companhia não constituiu provisão para perdas esperadas de crédito de liquidação duvidosa sobre os saldos vinculados às referidas liminares, por entender que os valores serão integralmente recebidos seja dos devedores que questionaram os créditos judicialmente ou de outras empresas que vierem a ser indicadas pela CCEE.

(3) Provisão para perdas esperadas de crédito de liquidação duvidosa (PPECLD) - 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.

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 possua alcance limitado de impacto nas análises de perdas esperadas, uma vez que as concessionárias voltarão a ter a possibilidade de suspensão da energia, muito embora o Governo Federal tenha postergado a suspensão da medida até 31 de dezembro de 2020. Outro fator atenuante são as medidas de auxílio as concessionárias sinalizadas pelo regulador como contrapartida ao socorro dado aos consumidores. 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 das perdas esperadas.

Segue as variações das perdas esperadas com créditos de liquidação duvidosa:

	30/06/2020	31/12/2019
Saldo inicial - 31/12/2019 e 31/12/2018	54.340	50.329
Provisões constituídas no período/exercício	59.372	26.511
Baixa de contas de energia elétrica - incobráveis	(17.278)	(22.500)
Saldo final - 30/06/2020 e 31/12/2019- consumidores e concessionárias	96.434	54.340

(*) Do total de perdas esperadas com créditos de liquidação duvidosa apuradas no período findo em 30 de junho de 2020 de R\$59.372 (R\$26.511 em 31 de dezembro de 2019) cerca de R\$22.429 são referentes aos impactos do COVID-19.

- (4) Inclui serviços taxados e outros valores a receber e/ou a pagar aos consumidores. A Companhia possui R\$10.015 (R\$7.302 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 impostos e contribuições sociais no passivo não circulante.

6. Tributos a recuperar

	30/06/2020	31/12/2019
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	37.243	36.216
Imposto de Renda - IRPJ	34.068	38.550
Contribuição Social - CSSL	11.663	15.491
PIS e COFINS	12.678	15.452
Outros	3.207	3.615
Total	98.859	109.324
Circulante	79.955	89.708
Não circulante	18.904	19.616

Referem-se a créditos tributários de saldos negativos de Imposto de Renda e 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 serão recuperados ou compensados com apurações de tributos em exercícios posteriores, de acordo com a forma prevista na legislação tributária vigente aplicável.

7. Reajuste, Revisão Tarifária e outros assuntos regulatórios

7.1. 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 07 de abril de 2020 a ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.671 e Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, homologou 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 6,90%. O reajuste tarifário foi aplicado a partir do 01 de julho de 2020.

7.2. Revisão tarifária

A revisão tarifária periódica ocorre a cada 5 anos. Nesse 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 2.380 e Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, homologou o resultado da quarta revisão tarifária periódica da Companhia, a vigorar a partir de 08 de abril de 2018. O impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi um aumento médio de 9,87%.

7.3. 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; e

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/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.

Em função da Pandemia, da COVID-19 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 26 de maio de 2020 em Reunião Pública da Diretoria, divulga medida emergencial para aliviar a conta de energia elétrica dos consumidores e auxiliar o setor elétrico em meio ao cenário atual, decidindo manter a bandeira verde acionada até 31 de dezembro de 2020.

Nos períodos findos as bandeiras tarifárias vigoraram da seguinte forma:

	30/06/2020	30/06/2019
Janeiro	Amarela	Verde
Fevereiro	Verde	Verde
Março	Verde	Verde
Abril	Verde	Verde
Maio	Verde	Amarela
Junho	Verde	Verde

7.4. 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.

A Companhia não vem apresentando excedente ao limite regulatório (100% E 105%) ao longo do exercício de 2020, não obstante, em função da pandemia, o Governo já reconheceu pelo Decreto 10.350 de 18 de maio de 2020 a involuntariedade da redução de carga decorrente dos efeitos da pandemia da COVID-19, o que afasta o risco de impactos financeiros.

8. 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	Transferência	Saldo em 30/06/2020	Valores em amortização	Valores em constituição	Circulante	Não circulante
		Adição	Amortização	Remuneração						
Itens da Parcela A (I)										
Energia elétrica comprada para revenda	156.305	10.466	(80.787)	389	-	86.373	49.275	37.098	86.373	
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	763	-	(553)	-	(210)	-	-	-	-	-
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	14.091	5.933	(3.770)	175	(50)	16.379	12.750	3.629	16.379	-
Transporte de Energia Elétrica - Itaipu	3.818	1.441	(1.645)	34	-	3.648	2.480	1.168	3.628	20
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	24.272	1.329	(11.607)	225	3.207	17.426	17.426	-	17.426	-
Componentes financeiros										
Sobrecontratação de energia (II)	-	20.651	-	9	13.385	34.045	-	34.045	34.045	-
Neutralidade CUSD	- 98	5.751 114	- (84)	(3) 2	-	5.748 130	- 130	5.748 -	4.980 130	768 -
Exposição de submercados	60.061	7.024	(19.615)	560	-	48.030	40.944	7.086	48.030	-
Garantias (V)	552	243	(252)	8	-	551	389	162	426	125
Saldo a Compensar (VI)	1.429	11.755	(2.370)	(107)	(2.258)	8.449	6.266	2.183	6.770	1.679
Efeitos postergação tarifárias (VII)	-	38.379	-	94	-	38.473	-	38.473	38.473	-
Outros itens financeiros (VIII)	714	-	(714)		-	-	-	-	-	-
TOTAL ATIVO	262.103	103.086	(121.397)	1.386	14.074	259.252	129.660	129.592	256.660	2.592

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2019	Receita Operacional		Resultado Financeiro	Transferência	Saldo em 30/06/2020	Valores em amortização	Valores em constituição	Circulante	Não circulante
		Adição	Amortização	Remuneração						
Itens da Parcela A (I)										
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	696	-	(646)	-	(50)	-	-	-	-	-
Encargo de serviços de sistema ESS (III)	61.754	40.313	(28.479)	652	-	74.240	34.251	39.989	74.240	-
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	-	2.189	(390)	16	(210)	1.605	1.446	159	1.605	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	(103)	-	16	3.207	3.120	-	3.120	3.114	6
Componentes financeiros										
Neutralidade da Parcela A (IV)	4.850	9.401	(6.934)	331	-	7.648	7.648	-	7.648	-
Sobrecontratação de energia (II)	41.019	(3.215)	(32.934)	221	13.385	18.476	18.476	-	18.476	-
CUSD	-	5	-	(1)	-	4	-	4	-	4
Saldo a compensar	-	2.252	-	6	(2.258)	-	-	-	-	-
Devoluções Tarifárias (IX)	39.327	8.795	-	667	-	48.789	-	48.789	-	48.789
TOTAL PASSIVO	147.646	59.637	(69.383)	1.908	14.074	153.882	61.821	92.061	105.083	48.789
Saldo líquido	114.457	43.449	(52.014)	(522)	-	105.370	67.839	37.531	151.577	(46.207)

- 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. **Repasse de sobrecontratação de energia (energia excedente):** 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.

- III. **Encargo de Serviço do Sistema - ESS:** representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, que inclui os serviços ancilares, prestados pelos usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN. Inclui R\$22.491 constituídos no segundo trimestre referente ao recebimento CCEE de alívio de caixa devido a pandemia do COVID-19.
- IV. **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.
- V. **Garantias Financeiras:** repasse dos custos decorrentes da liquidação e custódia das garantias financeiras previstas nos contratos de que tratam os art. 15 (geração distribuída por chamada pública), art. 27 (CCEAR de leilões de energia nova e existente) e art. 32 (leilões de ajuste) do Decreto nº 5.163/2004.
- 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. **Efeitos postergação tarifárias:** devido a pandemia do COVID-19, a Companhia que passou por reajuste tarifário no primeiro semestre, solicitou a ANEEL o diferimento da aplicação do reajuste para 30 de junho de 2020 tendo, em contrapartida, o diferimento do recolhimento das quotas mensais da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE em iguais montantes financeiros.
- VIII. **Outros itens financeiros:** considera-se os demais itens financeiros de características não recorrentes e específico das Distribuidoras, tais como diferimentos financeiros.
- IX. **Devoluções tarifárias:** refere-se às receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos auferidos a partir do 4º ciclo de Revisão Tarifária Periódica (4CRTP) iniciado em novembro de 2017, atualizadas mensalmente com aplicação da variação da SELIC e serão amortizadas a partir do início do 5º ciclo de Revisão Tarifária Periódica (5CRTP).

9. Outros créditos

	30/06/2020	31/12/2019
Subvenção Baixa renda ⁽¹⁾	11.344	7.609
Subvenção CDE - Desconto Tarifário ⁽²⁾	12.572	20.249
Adiantamentos a empregados	6.308	5.854
Adiantamentos a fornecedores	631	295
Dispêndios a reembolsar	992	992
Ordens de desativações e alienações em curso ⁽³⁾	10.631	6.335
Ordens de serviços em curso - P&D	20.509	18.480
Ordens de serviços em curso - PEE	12.229	12.234
Padrão baixa renda	3.260	3.260
Aplicações vinculadas	362	403
Despesas pagas antecipadamente	2.136	2.706
Banco Daycoval ⁽⁴⁾	61.818	61.818
(-) Provisão para perdas Daycoval ⁽⁴⁾	(61.818)	(61.818)
Outros créditos a Receber - CELPA ⁽⁵⁾	5.258	5.586
(-) Ajuste a Valor presente - CELPA	(1.551)	(1.915)
Outros créditos a receber	7.760	8.119
Total	92.441	90.207
Circulante	88.732	86.536
Não circulante	3.709	3.671

- (1) **Subvenção Baixa Renda** - 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 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. O saldo refere-se às provisões de maio e junho de 2020, cuja previsão de recebimento é no próximo trimestre e a Administração não espera apurar perdas em sua realização.

Segue a movimentação ocorrida no período/exercício:

	30/06/2020	31/12/2019
Saldo inicial - circulante - 31/12/2019 e 31/12/2018	7.609	7.893
Subvenção Baixa Renda	45.693	39.581
Ressarcimentos e compensações realizados pela CCEE	(41.958)	(39.865)
Saldo final - circulante - 30/06/2020 e 31/12/2019	11.344	7.609

- (2) **Subvenção CDE desconto tarifário** - refere-se aos recursos transferidos às concessionárias autorizadas 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 exercício seguinte.

Segue a movimentação ocorridas no período / exercício:

	30/06/2020	31/12/2019
Saldo inicial - circulante - 31/12/2019 e 31/12/2018	20.249	27.099
Desconto Tarifário Subvenção Irrigante e Rural aplicados na tarifa	77.470	164.698
Ressarcimentos e compensações realizados pela CCEE	(85.147)	(171.548)
Saldo final - circulante - 30/06/2020 e 31/12/2019	12.572	20.249

- (3) **Ordens de desativação e alienações em curso** - refere-se em sua maioria às ordens de desativação em curso (ODD), 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.
- (4) **Banco Daycoval S/A** - refere-se ao valor transferido pelo Banco 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, não totalmente sob o controle da Administração da Companhia.
- (5) **Outros créditos a receber das Centrais Elétricas do Pará S/A - CELPA** - refere-se a créditos 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 intra-grupo 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 negocial, cerca de 69% foram assumidas 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\$5.258 (R\$5.586 em 31 de dezembro de 2019).

10. Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela Rede Energia Participações S/A, (64,01% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Sul Sudeste - Distribuidora de Energia S/A (ESS), Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (EMT), Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A (ETO), 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, que também possui 35,92% de participação no capital social da Companhia.

A Rede Energia Participações S/A é controlada pela Denerge Desenvolvimento Energético S/A que participa com 70,01% 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 Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A com 39,83%.

Transações efetuadas durante o período / exercício pela Companhia:

	Serviços Contratados (Despesas)	Disponibilização de sistema de transmissão e distribuição (Despesa)	Debêntures - despesas financeiras	Saldo a pagar (fornecedores)	Saldo a pagar debêntures	Saldo a pagar - Disponibilização de sistema de transmissão e distribuição
Energisa S/A ^(1 e 2)	(16.109)	-	(3.031)	5.155	153.997	-
Energisa Sul Sudeste - Distribuidora de Energia S/A ⁽³⁾	-	(3.154)	-	-	-	171
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A ⁽³⁾	-	(655)	-	-	-	36
Multi Energisa S/A ⁽⁴⁾	(6.632)	-	-	2.079	-	-
Energisa Soluções e Construções e Serviços em Linha e Rede S/A ⁽⁵⁾	(5.969)	-	-	740	-	-
Energisa Soluções S/A ⁽⁵⁾	(855)	-	-	213	-	-
Energisa Goiás Transmissora de Energia S/A ⁽⁶⁾	-	(52)	-	-	-	14
30/06/2020	(29.565)	(3.861)	(3.031)	8.187	153.997	221
31/12/2019	-	-	-	9.826	150.965	-
30/06/2019	(31.610)	(3.700)	(5.262)	-	-	-

- (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) **Energisa S/A - debêntures** - a companhia efetuou a 9ª emissão de debêntures em moeda corrente, que foram na sua totalidade, adquiridas pela Energisa S/A com vencimentos e condições conforme nota explicativa 18. Em 30 de junho de 2020 o valor atualizado é de R\$153.997 (R\$150.965 em 31 dezembro de 2019).
- (3) **Contratos relacionados ao setor elétrico**: a Companhia possui contratos de compra e venda de energia com empresas relacionadas nos termos de CCVE - Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, CCEAR - Contratos de Comercialização no Ambiente Regulado, CCD - Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição e CUSD Contratos de Uso do Sistema de Distribuição.
- (4) **Multi Energisa 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.
- (5) **Energisa Soluções e Energisa Construções e Linhas e Redes S/A - Serviços de Manutenção**: 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.
- (6) **Energisa Goiás Transmissora de Energia I S/A**: refere-se ao transporte de energia dos centros de geração até os pontos de distribuição, conforme previsto no contrato de concessão.

Remuneração dos administradores

	30/06/2020	30/06/2019
Remuneração Anual ⁽¹⁾	6.381	6.889
Remuneração dos membros do conselho de Administração	198	215
Remuneração da Diretoria	884	921
Outros Benefícios ⁽²⁾	769	761

(1) Limite global da remuneração anual dos administradores foi aprovado em AGO/E de 29 de abril de 2020. Para o exercício de 2019 foi aprovado na AGO/E de 29 de abril de 2019.

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

A maior e a menor remuneração atribuídas aos dirigentes e conselheiros, relativas ao mês de junho, foram de R\$41 e R\$2 (R\$55 e R\$2 em 30 de junho de 2019) respectivamente. A remuneração média no período de 30 de junho de 2020 foi de R\$13 (R\$17 em 30 de junho de 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 18.538 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 15.359 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 30 de junho 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	18.538	15.359
Prazo de carência	3 anos	3 anos
Taxa de juros livre de risco ^(a)	8,20%	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 30 de junho de 2020, foram contabilizados R\$172 (R\$89 em 30 de junho de 2019) decorrente do Plano de Outorga de Opção de Ações na demonstração do resultado do período/exercício na rubrica de despesas operacionais. O montante reconhecido na reserva de capital no patrimônio líquido acumula, em 30 de junho de 2020, R\$581 (R\$409 em 31 de dezembro de 2019).

11. 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.

	30/06/2020	31/12/2019
Ativo		
Diferenças temporais:		
Imposto de renda	121.642	111.773
Contribuição social sobre o lucro líquido	43.791	40.238
Total	165.433	152.011
Passivo		
Diferenças temporais:		
Imposto de renda	90.549	74.298
Contribuição social sobre o lucro líquido	32.597	26.747
Total	123.146	101.045
Total líquido - ativo não circulante	42.287	50.966

As diferenças temporárias são como segue:

	30/06/2020		31/12/2019	
	Base de cálculo	IRPJ + CSLL	Base de cálculo	IRPJ + CSLL
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórias	112.295	38.180	110.602	37.605
Amortização do ágio	80.742	27.452	86.125	29.283
Outras provisões (PEE; P&D; honorários e outras)	117.432	39.927	114.145	38.809
Provisão para perdas esperadas de crédito de liquidação duvidosa (PPECLD)	96.434	32.788	54.340	18.476
Outras adições temporárias	19.092	6.491	18.342	6.236
Marcação a mercado - dívida	24.809	8.435	23.297	7.921
Ajuste a valor presente	4.954	1.684	9.905	3.367
Provisão ajuste atuarial	30.808	10.475	29.836	10.145
Contratos e prestação de Serviços	-	-	498	169
Marcação a mercado derivativo	(120.926)	(41.115)	(57.391)	(19.513)
Parcela do VNR do ativo financeiro	(241.266)	(82.030)	(239.799)	(81.532)
Total - Ativo não circulante	124.374	42.287	149.900	50.966

A realização dos créditos fiscais diferidos são como segue:

Exercício	Realização dos créditos fiscais
2020	20.474
2021	17.714
2022	20.083
2023	18.169
2024	18.547
2025	20.330
2026 e 2027	50.116
Total	165.433

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 a seguir:

Alíquota efetiva	01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2020 a 30/06/2020	01/04/2019 a 30/06/2019	01/01/2019 a 30/06/2019
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	50.183	176.713	97.723	244.695
Alíquotas fiscais combinadas	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e da contribuição social calculadas às alíquotas fiscais combinadas	(17.062)	(60.082)	(33.226)	(83.196)
Incentivos fiscais	425	924	1.799	3.433
Outras exclusões / (adições)	(1.680)	(909)	(389)	(469)
Imposto de renda e contribuição social	(18.317)	(60.067)	(31.816)	(80.232)
Alíquota efetiva	36,50%	33,99%	32,56%	32,79%

12. 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 assinado 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\$1.948 (R\$41.388 em 31 de dezembro de 2019).

Segue as movimentações ocorridas no período/exercício:

	30/06/2020	31/12/2019
Ativo financeiro valor justo -31/12/2019 e 31/12/2018	1.095.447	915.844
Adições no período/exercício ⁽¹⁾	42.958	141.274
Baixas no período/exercício	(1.307)	(3.059)
Receitas operacionais - ativo financeiro indenizável da concessão ⁽²⁾	1.948	41.388
Ativo financeiro valor justo -30/06/2020 e 31/12/2019	1.139.046	1.095.447

(1) Transferência 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.

13. Imobilizado

	Taxa Média de Depreciação (%)	Saldo 31/12/2019	Adição	Transferências	Depreciação	Saldo 30/06/2020
Imobilizado em Serviço						
Custo						
Máquinas e Equipamentos	16,42%	41.558	-	203	-	41.761
Móveis e utensílios	6,25%	7.295	-	25	-	7.320
Total do imobilizado em serviço		48.853	-	228	-	49.081
Depreciação acumulada						
Máquinas e Equipamentos		(33.945)	-	-	(1.043)	(34.988)
Móveis e utensílios		(4.953)	-	-	(175)	(5.128)
Total Depreciação acumulada		(38.898)	-	-	(1.218)	(40.116)
Subtotal Imobilizado		9.955	-	228	(1.218)	8.965
Imobilizado em curso		783	2.280	(228)	-	2.835
Total do Imobilizado		10.738	2.280	-	(1.218)	11.800

	Taxa média de depreciação (%)	Saldo 31/12/2018	Adição	Transferências	Depreciação	Saldo 31/12/2019
Imobilizado em Serviço						
Custo						
Máquinas e Equipamentos	13,48%	39.012	-	2.546	-	41.558
Móveis e utensílios	6,25%	7.187	-	108	-	7.295
Total do imobilizado em serviço		46.199	-	2.654	-	48.853
Depreciação acumulada						
Máquinas e Equipamentos		(31.911)	-	-	(2.034)	(33.945)
Móveis e utensílios		(4.605)	-	-	(348)	(4.953)
Total Depreciação acumulada		(36.516)	-	-	(2.382)	(38.898)
Subtotal Imobilizado		9.683	-	2.654	(2.382)	9.955
Imobilizado em curso		-	3.437	(2.654)	-	783
Total do Imobilizado		9.683	3.437	-	(2.382)	10.738

14. Intangível

	30/06/2020	31/12/2019
Intangível - contrato de concessão	626.859	651.486
Intangível - direito de uso	5.924	6.063
Intangível - software	29.417	33.584
Total	662.200	691.133

14.1. Intangível - contrato de concessão

	Taxa Média de Amortização (%)	Saldo 31/12/2019	Transferências ⁽¹⁾	Baixas ⁽²⁾	Amortização ⁽³⁾	Saldo 30/06/2020
Intangível Em Serviço						
Custo	4,17%	2.565.296	25.702	(16.460)	-	2.574.538
Amortização Acumulada		(1.683.553)	-	13.348	(62.701)	(1.732.906)
Subtotal		881.743	25.702	(3.112)	(62.701)	841.632
(-) Obrigações vinculadas à concessão						
Custo	3,85%	801.279	2.321	-	-	803.600
Amortização Acumulada		(571.022)	-	-	(17.805)	(588.827)
Subtotal		230.257	2.321	-	(17.805)	214.773
Total		651.486	23.381	(3.112)	(44.896)	626.859

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

(2) As baixas no montante de R\$3.112, 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 registrou no período, crédito de PIS e COFINS sobre amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$1.806 (R\$3.465 em 31 de dezembro de 2019).

	Taxa média de Amortização (%)	Saldo 31/12/2018	Transferências ⁽¹⁾	Baixas ⁽²⁾	Amortização ⁽³⁾	Saldo 31/12/2019
Intangível Em Serviço						
Custo	4,17%	2.508.746	95.856	(39.306)	-	2.565.296
Amortização Acumulada		(1.595.133)	(59)	31.668	(120.029)	(1.683.553)
Subtotal		913.613	95.797	(7.638)	(120.029)	881.743
(-) Obrigações vinculadas à concessão						
Custo	3,84%	796.445	4.834	-	-	801.279
Amortização Acumulada		(535.771)	-	-	(35.251)	(571.022)
Subtotal		260.674	4.834	-	(35.251)	230.257
Total		652.939	90.963	(7.638)	(84.778)	651.486

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

(2) As baixas no montante de R\$7.638 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 registrou no exercício, crédito de PIS e COFINS sobre amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$3.465 (R\$6.117 em 2018).

A infraestrutura utilizada pela Companhia nas suas operações é vinculada ao serviço público de 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 destinados 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 4,17% (4,17% 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:

	30/06/2020	31/12/2019
Contribuição do consumidor ⁽¹⁾	761.092	751.432
Universalização - CDE ⁽²⁾	124.649	124.649
Universalização - Governo do Estado ⁽²⁾	7.973	7.973
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	62.753	62.753
(-) Amortização acumulada	(588.827)	(571.022)
Total	367.640	375.785
Alocação:		
Ativo financeiro indenizável da concessão	139.604	134.299
Infraestrutura - Intangível em serviço	214.773	230.257
Ativo contratual - infraestrutura em construção	13.263	11.229
Total	367.640	375.785

(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.

14.2. Intangível - direito de uso

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

	Taxa Média de Amortização (%)	Saldo 31/12/2019	Adição	Baixas	Amortização	Saldo 30/06/2020
Intangível - direito de uso - Imóveis						
Custo	19,25%	7.667	1.137	(497)	-	8.307
Amortização Acumulada		(1.604)	-	-	(779)	(2.383)
Total		6.063	1.137	(497)	(779)	5.924

	Taxa média de Amortização (%)	Saldo 31/12/2018	Adoção Inicial CPC 06 (R2)	Adição	Amortização	Saldo 31/12/2019
Intangível - direito de uso - Imóveis						
Custo	22,74%	-	6.718	949	-	7.667
Amortização Acumulada		-	-	-	(1.604)	(1.604)
Total		-	6.718	949	(1.604)	6.063

14.3. Intangível - software

	Taxa Média de Amortização (%)	Saldo 31/12/2019	Adição	Amortização	Saldo 30/06/2020
Intangível - software					
Custo	20,00%	108.463	363	-	108.826
Amortização Acumulada		(74.879)	-	(4.530)	(79.409)
Total		33.584	363	(4.530)	29.417

	Taxa média de Amortização (%)	Saldo 31/12/2018	Adição	Amortização	Saldo 31/12/2019
Intangível - software					
Custo	20,00%	102.576	5.887	-	108.463
Amortização Acumulada		(64.651)	-	(10.228)	(74.879)
Total		37.925	5.887	(10.228)	33.584

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.

	Saldo 31/12/2019	Adição	Transferências ⁽¹⁾	Baixas ⁽²⁾	Saldo 30/06/2020
Ativo contratual - infraestrutura em construção					
Em construção	87.738	100.535	(25.702)	(48.263)	114.308
(-) Obrigações Vinculadas à Concessão					
Em construção	11.229	9.660	(2.321)	(5.305)	13.263
Total do ativo contratual - infraestrutura em construção	76.509	90.875	(23.381)	(42.958)	101.045

	Saldo 31/12/2018	Adição	Transferências ⁽¹⁾	Baixas ⁽²⁾	Saldo 31/12/2019
Ativo contratual - infraestrutura em construção					
Em construção	105.451	228.945	(95.797)	(150.861)	87.738
(-) Obrigações Vinculadas à Concessão					
Em construção	10.345	15.305	(4.834)	(9.587)	11.229
Total do ativo contratual - infraestrutura em construção	95.106	213.640	(90.963)	(141.274)	76.509

(1) Do montante de R\$23.381 (R\$ 90.963 em 31 de dezembro de 2019) foi transferido para o intangível - contrato de concessão.

(2) As baixas no montante de R\$42.958 (R\$141.274 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

	30/06/2020	31/12/2019
CCEE ⁽¹⁾	20.755	52.999
Contrato Bilateral ⁽²⁾	156.833	147.984
Uso do sistema e transmissão/distribuição ⁽²⁾	829	853
Encargos do Serviço do Sistema	1.125	586
Materiais, serviços e outros ⁽³⁾	46.596	52.426
Total	226.138	254.848
Circulante	208.382	237.772
Não circulante	17.756	17.076

(1) No segundo trimestre de 2020 a conta CCEE sofreu uma redução em consequência das condições hidrológicas mais favoráveis do Sistema Interligado Nacional (SIN), aliadas à um PLD (Preço das Liquidações das Diferenças) mais baixo, influenciado pela queda do consumo de energia durante a pandemia do COVID-19. No exercício de 2019, especificamente nos meses de novembro e dezembro 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.

(2) 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.

(3) Refere-se às aquisições de materiais, serviços e outros, necessários à execução, conservação e manutenção dos serviços de distribuição, 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 30/06/2020
Mensuradas ao custo								
Moeda Nacional								
CDI	286.852	215.000	(65.000)	(7.580)	7.264	-	-	436.536
TR	291.492	-	-	(9.601)	9.600	-	-	291.491
Gastos com captação	-	-	-	-	21	(364)	-	(343)
Total do custo	578.344	215.000	(65.000)	(17.181)	16.885	(364)	-	727.684
Mensurados ao valor justo								
Moeda Estrangeira								
Dólar	185.916	-	(83.007)	(3.458)	58.926	-	-	158.377
Euro	51.345	-	-	(356)	18.755	-	-	69.744
Gastos com captação	(535)	-	-	-	110	-	-	(425)
Marcação a mercado	2.339	-	-	-	-	-	(322)	2.017
Total ao valor justo	239.065	-	(83.007)	(3.814)	77.791	-	(322)	229.713
Total	817.409	215.000	(148.007)	(20.995)	94.676	(364)	(322)	957.397
Circulante	69.675							168.199
Não circulante	747.734							789.198

	Saldo em 31/12/2018	Captação	Pagamento de Juros	Encargos, atualização monetária, cambial e Custos	Marcação Mercado da Dívida	Saldo em 31/12/2019
Mensuradas ao custo						
Moeda Nacional						
Pós Fixado						
CDI	220.504	65.000	(14.493)	15.841	-	286.852
TR	291.414	-	(19.515)	19.593	-	291.492
Total do custo	511.918	65.000	(34.008)	35.434	-	578.344
Mensurados ao valor justo						
Moeda Estrangeira						
Dólar	178.866	-	(8.102)	15.152	-	185.916
Euro	-	50.000	(298)	1.643	-	51.345
Gastos com captação	(757)	-	-	222	-	(535)
Marcação a mercado	1.573	-	-	-	766	2.339
Total ao valor justo	179.682	50.000	(8.400)	17.017	766	239.065
Total	691.600	115.000	(42.408)	52.451	766	817.409
Circulante	3.277					69.675
Não circulante	688.323					747.734

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

Operação	Total		Encargos Financeiros Anuais	Venciment o	Amortização do principal	(Taxa efetiv a de juros) (3)	Garanti as (*)
	30/06/2020	31/12/2019					
FIDC Grupo Energisa IV - 1ª Série	291.491	291.492	TR + 7,00% a.a.	out/34	Mensal a partir de out/29	3,44%	R
FIDC Grupo Energisa IV - 2ª Série	219.894	220.250	CDI + 0,70% a.a.	abr/31	Mensal a partir de abr/21	2,12%	R
Nota Flutuante de Juros - Santander (4)	-	66.602	CDI + 0,89% a.a.	ago/20	Final	2,21%	A
Nota Promissória (1)	70.824	-	CDI + 0,95% a.a.	mar/23	Final	2,24%	A
CCB Safra 001660014	80.000	-	CDI + 2,50% a.a.	jun/21	Final	3,01%	A
EMS X SANTANDER FRN 4137245	65.818	-	CDI + 4,10% a.a.	ago/21	Final	3,80%	A
Custo de captação incorrido na contratação	(343)	-	-	-	-	-	A
Total em Moeda Nacional	727.684	578.344					
Loan Citi - 4131 (1)	79.198	58.398	Libor + 1,70% a.a.	mai/22	Anual após 2021	37,84%	A
Loan Citi EDC- 4131 (1)	79.179	58.367	Libor + 1,80% a.a.	mai/22	Anual após 2021	37,89%	A
Loan Citi - 4131 (1 e 4)	-	69.151	Libor + 0,825% a.a.	set/21	Final	37,40%	A
Loan Citi - 4131 (1)	69.744	51.345	0,99% a.a. Pré	mai/22	Final	36,32%	A
Custo de captação incorrido na contratação	(425)	(535)	-	-	-	-	
Marcação à Mercado de Dívida (2)	2.017	2.339	-	-	-	-	
Total em Moeda Estrangeira	229.713	239.065					
Total	957.397	817.409					

(*) A=Aval Energisa S/A e R=Recebíveis.

- (1) 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 Energisa S/A, sendo os principais listados abaixo:

Cláusulas Restritivas	Índice Requerido	Exigibilidade
Dívida líquida / EBTIDA Ajustado	Menor ou igual a: 4,25 em 2020 / 4,0 em 2021 em diante	Trimestral e Anual
EBTIDA Ajustado / Resultado Financeiro	Maior ou igual a: 2,5 em 2020 em diante	Trimestral e Anual
Dívida líquida / EBTIDA Ajustado (*)	Menor ou igual a: 4,75 em 2020 4,0 em 2021 em diante	Trimestral e Anual

(*) Sem efeito dos ativos e passivos financeiros setoriais

O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 28). Em 30 de junho de 2020, as exigências contratuais foram cumpridas.

- (2) Em 30 de junho de 2020, 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 28).
- (3) As taxas efetivas de juros representam as variações ocorridas no período findo 30 de junho de 2020. Para as dívidas em moeda estrangeira, não estão sendo considerados os efeitos do hedge cambial, demonstrados na nota explicativa nº 28 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.
- (4) Em 16 de março de 2020 e em 27 de abril de 2020 a Companhia efetuou a liquidação dos contratos no valor de R\$150.712.

Garantias

Para garantia do pagamento das parcelas, a Companhia mantém aplicações financeiras no montante de R\$35.636 (R\$34.970 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	30/06/2020	31/12/2019
US\$ x R\$	35,86%	4,02%
TJLP	2,48%	6,17%
SELIC	1,76%	5,96%
CDI	1,77%	5,96%
IPCA	0,10%	4,31%
LIBOR	1,13%	2,33%
TR	0,00%	0,00%
Euro	35,83%	2,06%

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

	30/06/2020
2021	75.773
2022	171.634
2023	91.817
2024	21.834
Após 2024	428.140
Total	789.198

18. Debêntures (não conversíveis em ações)

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

	Saldos em 31/12/2019	Captação	Pagamento de Juros	Encargos, atualização monetária e Custos	Custos Apropriados	Marcação Mercado da Dívida	Saldos em 30/06/2020
Mensuradas ao custo - pós fixado							
CDI	701.463	75.000	(14.530)	15.242	-	-	777.175
IPCA	181.125	-	(4.054)	5.372	-	-	182.443
Gastos com captação	(3.511)	-	-	1.102	(267)	-	(2.676)
Marcação a mercado	20.958	-	-	-	-	1.834	22.792
Total do custo	900.035	75.000	(18.584)	21.716	(267)	1.834	979.734
Circulante	154.964						343.729
Não circulante	745.071						636.005

	Saldos em 31/12/2018	Captação	Pagamento de Juros	Encargos, atualização monetária e Custos	Custos Apropriados	Marcação Mercado da Dívida	Saldo em 31/12/2019
Mensuradas ao custo - pós fixado							
CDI	593.022	110.000	(46.253)	44.694	-	-	701.463
IPCA	173.956	-	(7.966)	15.135	-	-	181.125
Gastos com captação	(4.459)	-	-	1.345	(397)	-	(3.511)
Marcação a mercado	11.049	-	-	-	-	9.909	20.958
Total do custo	773.568	110.000	(54.219)	61.174	(397)	9.909	900.035
Circulante	11.893						154.964
Não circulante	761.675						745.071

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
	30/06/2020	31/12/2019						
Debentures 8ª Emissão	302.917	304.713	15/09/2017	30.000 / 30.000	107,50% CDI	set / 22	Anual após set/20	1,90%
Debentures 9ª Emissão 1ª Série	12.077	11.757	15/10/2017	10.762 / 10.762	IPCA+4,4885 % a.a.	out / 22	Final	2,32%
Debentures 9ª Emissão 2ª Série	2.254	2.192	15/10/2017	2.006 / 2.006	IPCA+4,7110 % a.a.	out / 24	Final	2,43%
Debentures 9ª Emissão 3ª Série	4.207	4.084	15/10/2017	3.733 / 3.733	IPCA+5,1074 % a.a.	out / 27	Final	2,62%
Debentures 9ª Emissão 4ª Série	135.459	132.932	15/10/2017	131.499 / 131.499	107,75% CDI	out / 22	Anual após out/20	1,91%
Debentures 10ª Emissão	152.310	153.506	15/02/2018	15.000 / 15.000	CDI +0,95%	fev / 21	Final	2,24%
Debentures 11ª Emissão	163.905	163.092	15/09/2018	155.000 / 155.000	IPCA+5,0797 % a.a.	set / 25	Anual após set/23	2,61%
Debentures 12ª Emissão	110.179	110.312	10/06/2019	110.000 / 110.000	CDI + 0,73% a.a.	jun / 24	Final	2,13%
Debentures 13ª Emissão	76.310	-	22/01/2020	7.500 / 7.500	CDI + 0,70% a.a.	jan / 22	Semestral	2,13%
Custos de captação incorridos na captação	(2.676)	(3.511)						
Marcação à Mercado de Dívida	22.792	20.958						
Total	979.734	900.035						

Em 22 de janeiro de 2020 a Companhia efetuou sua 13ª emissão de Debêntures em moeda corrente, no valor de R\$75.000, com vencimento em 22 de janeiro de 2022 e remuneração de CDI mais 0,70% 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:

Cláusulas Restritivas	Índice Requerido	Exigibilidade
Dívida líquida / EBTIDA Ajustado	Menor ou igual a: 4,25 em 2020 / 4,0 em 2021 em diante	Trimestral e Anual
EBTIDA Ajustado / Resultado Financeiro	Maior ou igual a: 2,5 em 2020 em diante	Trimestral e Anual
Dívida líquida / EBTIDA Ajustado (*)	Menor ou igual a: 4,75 em 2020 4,0 em 2021 em diante	Trimestral e Anual

(*) Sem efeito dos ativos e passivos financeiros setoriais

O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas. Em 30 de junho de 2020, as exigências contratuais foram cumpridas.

Vencimentos

As debêntures classificadas no passivo não circulantes têm seus vencimentos assim programados:

	30/06/2020
2021	162.312
2022	174.917
2023	60.496
2024	172.988
Após 2024	65.292
Total	636.005

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 em 31/12/2019	Adição	Amortização	Juros	Baixa	Saldo em 30/06/2020
Arrendamentos operacionais	5	8,89%	6.240	1.137	(771)	167	(497)	6.276
Total			6.240					6.276
Circulante			2.243					1.577
Não circulante			3.997					4.699

Em 30 de junho de 2020, os valores de arrendamento operacional, classificados no passivo não circulante, têm seus vencimentos assim programados:

	30/06/2020
2021	1.110
2022	505
2023	386
2024	370
Após 2024	2.328
Total	4.699

20. Impostos e contribuições sociais

	30/06/2020	31/12/2019
Imposto s/circulação de mercadorias e serviços - ICMS (*)	48.317	62.597
Encargos sociais	14.282	9.997
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	12.753	14.031
Contribuição social s/o lucro líquido - CSLL	4.857	5.758
Contribuição ao PIS e a COFINS	65.035	20.672
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	487	965
ISS	414	977
Outros	940	1.065
Total	147.085	116.062
Circulante	122.082	93.844
Não circulante	25.003	22.218

(*) Inclui R\$10.015 (R\$7.302 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 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 exercício. 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 perdas 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 com as perdas prováveis:

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	30/06/2020	31/12/2019
Saldo inicial - 31/12/2019 e 31/12/2018	72.403	33.913	913	3.373	110.602	151.717
Constituições de provisões	11.488	10.108	9	-	21.605	56.127
Reversões de provisões	(4.262)	(2.870)	(413)	-	(7.545)	(37.496)
Pagamentos realizados	(7.402)	(5.607)	-	-	(13.009)	(63.502)
Atualização monetária	370	195	12	65	642	3.756
Saldo final -30/06/2020 e 31/12/2019	72.597	35.739	521	3.438	112.295	110.602
Cauções e depósitos vinculados (*)					(19.729)	(20.503)

(*) A Companhia possui cauções e depósitos vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$83.066 (R\$84.053 em 31 de dezembro de 2019). Desse total, R\$63.337 (R\$63.550 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 tem por objeto a periodicidade das promoções dos funcionários (NP/212), indenização por tempo de serviço (ACT/90) e subsidiariedade/solidariedade.

Cíveis

Nos processos cíveis discutem-se principalmente indenizações por danos morais/materiais e reclamações de consumidores, envolvendo débitos de energia. Há também ações judiciais envolvendo Danos Elétricos, Interrupção de Fornecimento, Reclamação de Consumo e Inscrição no Serasa.

Fiscais

As ações de natureza fiscal e tributária referem-se basicamente a quatro processos, dos quais dois discutem execução de multa do PROCON, um discute execução de ISS e um discute exigibilidade da contribuição INCRA.

Regulatórias

Processos de contingências regulatórias junta à ANEEL, referente a possível 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.

Segue demonstrativo da movimentação das provisões com as perdas possíveis:

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	30/06/2020	31/12/2019
Saldo inicial - 31/12/2019 e 31/12/2018	37.879	307.156	68.798	413.833	565.996
Novos processos	4.368	8.262	-	12.630	30.419
Mudança de prognósticos e valor pedido	(3.627)	(2.782)	-	(6.409)	(163.314)
Encerramento	(2.654)	(6.255)	(56)	(8.965)	(37.197)
Atualização monetária	218	1.847	1.321	3.386	17.929
Saldo final -30/06/2020 e 31/12/2019	36.184	308.228	70.063	414.475	413.833

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

Trabalhistas

Ações judiciais de natureza trabalhistas, têm como objetos principais pleitos os objetos verbas contratuais/legais e processos de responsabilidade subsidiária/solidária da Companhia em relação às verbas referentes aos contratos de trabalho firmados entre as empresas que lhe prestam serviços e seus empregados.

Cíveis

Nos processos cíveis discutem-se principalmente indenizações por danos morais/materiais e reclamações de consumidores, envolvendo débitos de energia. Há também ações judiciais envolvendo Cobrança por Irregularidade, Ligação Nova, Reclamação de Consumo, Inscrição no Serasa e Suspensão de Fornecimento.

Principais processos:

. Ação cível coletiva 00651268720144013800, no montante de R\$176.016 (R\$174.968 em 31 de dezembro de 2019), por meio da qual a Associação de Defesa dos Consumidores de Energia, objetivando a devolução em dobro de valores supostamente cobrados de forma indevida. O impacto no caso de perda do processo é eventual recálculo das tarifas praticadas, implicando na alteração das bases contratuais do contrato de concessão e toda metodologia de fixação das tarifas elaboradas pelo Poder Concedente.

. Ação cível pública 00081923720034036000, no montante de R\$65.270 (R\$64.881 em 31 de dezembro de 2019), por meio da qual o Ministério Público Federal, pleiteia a anulação da Resolução ANEEL nº167, que fixou o índice de reposicionamento tarifário Companhia, para em seu lugar, fixar outro índice que não o IGPM.

Fiscais

Ações de natureza fiscal e tributária envolvendo discussões sobre: (i) o creditamento do PIS e da COFINS em razão do tratamento contábil e fiscal utilizado pela empresa em atendimento à revisão tarifária imposta pela ANEEL; e (ii) diferença no recolhimento da Contribuição Previdenciária.

Principal processo:

. Auto de infração 10140720806201057, com montante envolvido de R\$52.604 (R\$51.613 em 31 de dezembro de 2019), lavrado pela Receita Federal para cobrança de créditos tributários de PIS e COFINS, das competências de dezembro de 2007 a fevereiro de 2008, decorrentes da glosa de créditos apropriados no regime não cumulativo sobre os valores que seriam restituídos aos consumidores por força de determinação da ANEEL.

22. Encargos setoriais e incorporação de redes

22.1. Encargos setoriais

	30/06/2020	31/12/2019
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	42.174	-
Fundo Nacional Desenv. Científico tecnológico - FNDCT	723	900
Ministério de Minas e Energia - MME	362	450
Programa Nacional de Cons. de Energia Elétrica - PROCEL	6.094	4.886
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	29.203	27.106
Programa de Eficiência Energética - PEE	17.503	15.057
Outros	-	475
Total	96.059	48.874
Circulante	82.092	37.423
Não circulante	13.967	11.451

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.

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 particulares

Com a finalidade de viabilizar o atendimento aos pedidos de ligação de novas unidades consumidoras. Os regulamentos citados preveem que o solicitante, 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.

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.

Seguem as movimentações ocorridas no exercício:

	30/06/2020	31/12/2019
Saldo inicial - 31/12/2019 e 31/12/2018	4.843	10.501
Adição	499	1.602
Atualização monetária e juros	207	(5.147)
Baixas - pagamentos	(445)	(2.113)
Saldo final - 30/06/2020 e 31/12/2019	5.104	4.843

23. Patrimônio líquido

23.1. Capital Social

O capital social subscrito e integralizado é de R\$616.732 (R\$616.732 em 2019) e está representado por 647.015 ações ordinárias (647.015 em 2019), todas nominativas sem valor nominal.

23.2. Dividendos

O Conselho de Administração da Companhia em reunião realizada em 12 de março de 2020, aprovou distribuição de dividendos à conta de dividendos adicionais propostos, referente ao lucro líquido do exercício de 2019, no montante de R\$112.386, equivalentes a R\$173,698919144 por ação ordinária do capital social. Os pagamentos foram efetuados em 07 de abril de 2020.

O Conselho de Administração da Companhia em reunião realizada em 25 de março de 2020, aprovou a distribuição de dividendos intercalares apurados no balanço levantado pela Companhia até 29 de fevereiro de 2020, no montante de R\$43.306, correspondente a R\$66,932069890 por ação ordinária do capital social. Os pagamentos foram efetuados a partir do dia 03 de abril de 2020, com base na posição acionária da Companhia em 25 de março de 2020.

24. Receita operacional

	Fora do escopo dos auditores independentes		01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2020 a 30/06/2020	Fora do escopo dos auditores independentes		01/04/2019 a 30/06/2019	01/01/2019 a 30/06/2019
	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$
Residencial	861.195	1.048.200	346.992	791.629	841.584	1.016.381	348.599	748.412
Industrial	7.170	138.159	47.704	95.862	7.374	153.013	51.879	100.831
Comercial	78.841	482.941	160.568	370.177	79.084	541.733	187.069	385.021
Rural	87.938	301.130	94.728	190.605	89.008	283.456	84.112	164.003
Poder público	8.734	110.201	34.090	81.346	8.794	131.411	45.686	88.528
Iluminação pública	2.762	107.677	24.240	46.717	2.769	112.383	24.295	46.069
Serviço público	1.378	81.573	24.976	49.290	1.324	77.310	21.905	42.767
Consumo próprio	227	3.499	-	-	221	3.588	-	-
Subtotal	1.048.245	2.273.380	733.298	1.625.626	1.030.158	2.319.275	763.545	1.575.631
Suprimento de energia a concessionárias	-	182.082	10.317	11.296	-	127.126	(3.707)	62.382
Fornecimento não faturado líquido	-	(74.863)	(57.346)	(41.806)	-	(35.936)	5.409	4.988
Disponibilidade do sistema de transmissão e de distribuição	210	-	65.093	129.514	170	-	58.411	112.607
Receita de construção da infraestrutura ⁽¹⁾	-	-	38.722	79.974	-	-	56.241	99.073
Penalidades regulatórias	-	-	(2.104)	(7.111)	-	-	(2.496)	(6.993)
Outras receitas operacionais	-	-	4.319	8.930	-	-	4.565	9.800
Valor justo ativo financeiro indenizável da concessão	-	-	(3.711)	1.948	-	-	7.672	19.180
Constituição e amortização - CVA ativa e passiva	-	-	42.219	13.926	-	-	33.081	110.503
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	71.550	123.163	-	-	49.136	101.747
Total - receita operacional bruta	1.048.455	2.380.599	902.357	1.945.460	1.030.328	2.410.465	971.857	2.088.918
Deduções da receita operacional								
ICMS	-	-	147.615	329.195	-	-	151.551	316.562
PIS	-	-	14.382	30.954	-	-	15.083	32.493
COFINS	-	-	66.241	142.575	-	-	69.473	149.665
ISS	-	-	34	57	-	-	25	53
Deduções bandeiras tarifárias - CCRBT ⁽²⁾	-	-	(1.768)	(4.431)	-	-	(2.445)	10.227
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	2.245	4.833	-	-	2.320	5.102
Encargos de consumidor - Procel	-	-	561	1.208	-	-	580	1.274
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	70.908	141.815	-	-	86.567	170.935
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	1.123	2.417	-	-	1160	2.551
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	-	-	1.123	2.417	-	-	1160	2.551
Ministério das Minas e Energia - MME	-	-	561	1.208	-	-	580	1.274
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	-	-	1.148	2.257	-	-	1.109	2.089
Total - deduções receita operacional	-	-	304.173	654.505	-	-	327.163	694.776
Total - receita operacional líquida	1.048.455	2.380.599	598.184	1.290.955	1.030.328	2.410.465	644.694	1.394.142

- (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 de 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 as Bandeiras Tarifárias no período findo em 30 de junho de 2020, foram de R\$3.854 (R\$3.453 em 30 de junho de 2019), tendo recebido da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, o montante de R\$4.431 (repassado R\$10.227 em 30 de junho 2019). Dessa forma, o efeito líquido das Bandeiras Tarifárias no resultado do período findo em 30 de junho de 2020 foi de R\$8.285 (R\$6.774 em 30 de junho de 2019).

25. Energia elétrica comprada para revenda

	MWH (**)		R\$			
	30/06/2020	30/06/2019	01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2020 a 30/06/2020	01/04/2019 a 30/06/2019	01/01/2019 a 30/06/2019
Energia de Itaipú - Binacional	462.159	457.426	86.739	158.715	64.063	122.338
Energia de Leilão	1.353.887	1.372.909	135.970	303.217	144.963	319.460
Energia Bilateral	164.760	112.958	26.298	39.982	24.522	38.107
Cotas de Angra - Resolução Normativa nº 530/2012	86.756	86.175	12.467	24.999	11.989	21.755
Energia de curto prazo - CCEE (*)	107.849	149.448	8.220	41.594	28.485	127.260
Cotas Garantia Física - Resolução Homologatória nº 1.410/2013	649.079	642.887	38.223	76.589	34.008	71.257
Programa Incentivo Fontes Alternativas Energia - PROINFA	49.618	51.168	9.782	19.565	11.813	23.627
Energia de Reserva - ERR	-	-	6.765	6.765	8.419	8.419
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	(30.012)	(62.107)	(30.364)	(67.730)
Total	2.874.108	2.872.971	294.452	609.319	297.898	664.493

(*) Inclui, demais custos na CCEE tais como, efeitos dos CCEARs, liminares/ajuste de energia leilão.

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

26. Lucro por ação

Cálculo de lucros por ação (em milhares de reais, exceto lucro líquido básico por ação):

	30/06/2020	30/06/2019
Numerador		
Lucro líquido do período	116.646	164.463
Denominador (em milhares de ações)		
Média ponderada de número de ações ordinárias	647	647
Lucro líquido básico por ação ordinária (*)	180,29	254,19

(*) A Companhia não possui instrumento diluidor.

27. 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, estão fora do escopo dos auditores independentes.

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Prêmio Anual	
			30/06/2020	31/12/2019
Riscos Operacionais	07/11/2020	90.000	945	940
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2020	90.000	608	608
Auto - Frota	23/10/2020	Até 360/veículos	352	349
Vida em Grupo e Acidentes Pessoais (*)	31/01/2021	123.286	356	291
Transporte Nacional	04/04/2021	Até 2.000/viagem	22	16
Responsabilidade Civil Administradores e Diretores (D&O)	05/03/2021	75.000	46	46
Responsabilidade do Explorador ou Transporte Aéreo-R.E.T.A (Drones)	12/01/2021	228/drone	6	6
			2.335	2.256

(*) Importância Segurada relativa ao mês de junho 2020 e prêmio anualizado.

28. Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos

Hierarquia de valor justo

Os diferentes níveis foram assim definidos:

- Nível 1 - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos 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 da Companhia ter classificado o Ativo financeiro indenizável da concessão como melhor estimativa de valor justo por meio do resultado e como os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e as respectivas atualizações no período foram de R\$1.948 (R\$19.180 em 30 de junho de 2019), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas na nota explicativas nº 12.

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

ATIVO	Nível	30/06/2020		31/12/2019	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Custo amortizado					
Caixa e equivalente de caixa		229.444	229.444	59.108	59.108
Consumidores e concessionárias		549.217	549.217	608.773	608.773
Ativos financeiros setoriais		259.252	259.252	262.103	262.103
		1.037.913	1.037.913	929.984	929.984
Valor justo por meio do resultado					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	223.764	223.764	199.274	199.274
Ativo financeiro indenizável da concessão	3	1.139.046	1.139.046	1.095.447	1.095.447
Instrumentos financeiros derivativos	2	121.714	121.714	61.602	61.602
		1.484.524	1.484.524	1.356.323	1.356.323

PASSIVO	Nível	30/06/2020		31/12/2019	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Custo amortizado:					
Fornecedores		226.138	226.138	254.848	254.848
Empréstimos e financiamentos, encargos de dívidas e debêntures		1.937.131	1.955.240	1.717.444	1.718.403
Arrendamentos operacionais		6.276	6.276	6.240	6.240
Passivos financeiros setoriais		153.882	153.882	147.646	147.646
		2.323.427	2.341.536	2.126.178	2.127.137
Valor justo por meio do resultado:					
Instrumentos financeiros derivativos	2	788	788	4.211	4.211
		788	788	4.211	4.211

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 cambial 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 30 de junho 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\$1.834 (R\$2.769 em 30 de junho 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 ValueOption

A Companhia optou pela designação formal de novas operações de dívidas contratadas no exercício, 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 ValueOption”) 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 30 de junho 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 ValueOption” foi impactado em R\$322 (R\$698 em 30 de junho 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.

Incertezas

Os valores foram estimados na data do balanço, 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. Assim, fixou limites de atuação com montantes e indicadores preestabelecidos na “Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro” (revista anualmente e disponível na web site da Companhia) e nos regimentos internos da diretoria.

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 Diretoria tem 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 são:

	30/06/2020	31/12/2019
Dívida (*)	1.937.131	1.717.444
Caixa e equivalentes de caixa	(229.444)	(59.108)
Dívida líquida	1.707.687	1.658.336
Patrimônio líquido	849.354	888.228
Índice de endividamento líquido	2,01	1,87

(*) A dívida é definida como empréstimos, financiamentos e 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 nº 18.

a) 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 possam ocorrer alterações significativas nos fluxos de caixa incluídos nesta análise.

	Taxa média de juros efetiva ponderada	Até 6 meses	De 6 a 12 meses	De 1 a 3 anos	De 3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores		208.382	-	-	-	17.756	226.138
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	4,92%	196.915	362.870	778.508	516.286	880.368	2.734.947
Instrumentos Financeiros Derivativos		(1.946)	(35.883)	(58.291)	(13.872)	(10.934)	(120.926)
Total		403.351	326.987	720.217	502.414	887.190	2.840.159

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 também se antecipando para futuras necessidades de caixa.

b) 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. Adicionalmente, parte dos valores a receber relativos às transações de venda, compra de energia e encargos de serviço do sistema, realizados no âmbito da CCEE, está sujeita a modificações, dependendo de decisões de processos judiciais ainda em andamento, movidos por algumas empresas do setor. Esses processos decorrem da interpretação de regras do mercado, vigentes entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, período do Programa Emergencial de Redução de Energia Elétrica.

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, são como segue:

	Nota	30/06/2020	31/12/2019
Caixa e equivalentes de caixa	4.1	229.444	59.108
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	4.2	223.764	199.274
Consumidores e concessionárias	5	549.217	608.773
Ativo financeiro indenizável da concessão	12	1.139.046	1.095.447
Ativos financeiros setoriais	8	259.252	262.103
Instrumentos financeiros derivativos	28	121.714	61.602

c) 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 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 30 de junho de 2020 com alta de 35,86% sobre 31 de dezembro de 2019, cotado a R\$5,476/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 30 de junho de 2020 era de 10,37%, enquanto em 31 de dezembro de 2019 foi de 10,37%. A taxa de câmbio do euro encerrou o período findo em 30 de junho de 2020 com alta de 35,83% sobre 31 de dezembro de 2019, cotado a 6,154R\$/Euro. A volatilidade do Euro era de 25,59% em 30 de junho de 2020.

Do montante das dívidas bancárias e de emissões da Companhia em 30 junho de 2020, excluídos os efeitos dos custos a apropriar, de R\$1.940.575 (R\$1.721.490 em 31 de dezembro de 2019), R\$230.138 (R\$239.600 em 31 de dezembro de 2019) estão representados em moeda estrangeira conforme nota explicativa nº 17. As operações que possuem proteção cambial e os respectivos instrumentos financeiros utilizados estão detalhadas abaixo.

Os empréstimos em moeda estrangeira têm vencimento de longo prazo (último vencimento em maio de 2022) e custo máximo de 1,80% ao ano mais variação cambial.

Em 30 de junho 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 das moedas estrangeiras se apresentem conforme segue:

	30/06/2020	31/12/2019
Ativo circulante	38.617	1.098
Ativo não circulante	83.097	60.504
Total do ativo	121.714	61.602
Passivo circulante	788	4.211
Total do passivo	788	4.211

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 a moedas estrangeiras, protegendo o valor principal e dos juros até o vencimento. A proteção acima está dividida nos instrumentos descritos a seguir:

Operação	Notional (moeda estrangeira)	Custo financeiros (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta ativa	Ponta passiva		
Resolução 4131 - Citibank	14.429	(Libor + 1,70%) x 117,65%	CDI + 1,55%	26/05/2022	Fair ValueOption
Resolução 4131 - Citibank	14.429	(Libor + 1,80%)	CDI + 1,55%	26/05/2022	Fair ValueOption
Resolução 4131 - Bank of America ML	11.314	EUR + 1,16%	CDI + 0,95%	09/05/2022	Fair ValueOption

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		
JP Morgan X EMS	10.762	IPCA + 4,49%	100,90% CDI	17/10/2022	Fair Value Hedge
JP Morgan X EMS	2.006	IPCA + 4,71%	101,60% CDI	15/10/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan X EMS	3.733	IPCA + 5,11%	103,50% CDI	15/10/2027	Fair Value Hedge
Itau BBA x EMS	155.000	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 30 de junho de 2020 e 31 de dezembro de 2019:

Fair ValueOption	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	30/06/2020	31/12/2019		30/06/2020	31/12/2019
Dívida designada para	140.000	210.000	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(228.692)	(239.411)
Swap Cambial (Derivativo)	140.000	210.000	Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	228.692	239.411
			Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(140.606)	(211.140)
			Posição Líquida Swap	88.086	28.271
			Posição Líquida Dívida + Swap	(140.606)	(211.140)

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

Fair Value Hedge	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	30/06/2020	31/12/2019		30/06/2020	31/12/2019
Dívida (Objeto de Hedge) *	171.501	171.501	Taxa Pré-Fixada	(205.567)	(202.436)
Swap de Juros (Instrumento de Hedge) *	171.501	171.501	Posição Ativa		
			Taxa Pré-Fixada	206.247	203.108
			Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(173.407)	(173.988)
			Posição Líquida Swap	32.840	29.120
			Posição Líquida Dívida + Swap	(172.727)	(173.316)

(*) 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 em 30 de junho 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 cambial, 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 moeda estrangeira 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 30 de junho 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 (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Local - Taxa de Juros	(140.000)		(122.858)	(175.747)	(228.637)
Variação Dívida	-		17.142	(35.747)	(88.637)
Swap de Juros					
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - USD e LIBOR	228.692		211.550	264.439	317.329
Variação - USD e LIBOR	-		(17.142)	35.747	88.637
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa de Juros CDI	(140.606)	Alta Câmbio	(140.606)	(140.606)	(140.606)
Variação - Taxa de Juros CDI	-		-	-	-
Subtotal	88.086		70.944	123.833	176.723
Total Líquido	(51.914)		(51.914)	(51.914)	(51.914)

(*) O cenário provável é calculado a partir da expectativa de moeda estrangeira futura 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 moeda estrangeira r 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 e euro spot, CDI, cupom cambial e câmbio 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 30 de junho de 2020, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente negativo de R\$51.914 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 de 25% e 50%, o valor presente seria negativo de R\$51.914 em ambos os casos.

b) Variação das taxas de juros

Considerando a manutenção da exposição às taxas de juros de 30 de junho 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 (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Local - Taxa de Juros	(171.501)		(171.501)	(171.501)	(171.501)
Variação Dívida	-		-	-	-
Swap de Juros					
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros	206.247		206.247	206.247	206.247
Derivativos - Pré					
Variação - Taxa de Juros	-	Alta CDI	-	-	-
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros	(173.407)		(173.407)	(182.111)	(190.758)
Derivativos - CDI					
Variação - CDI + TJLP	-		-	(8.704)	(17.351)
Subtotal	32.840		32.840	24.136	15.489
Total Líquido	(138.661)		(138.661)	(147.365)	(156.012)

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 30 de junho de 2020 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 1,77%, Selic = 1,76%, TJLP = 2,48% e TR = 0,00%) 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	433.875	Alta do CDI	8.678	10.848	13.017
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(140.606)	Alta do CDI	(2.812)	(3.515)	(4.218)
Empréstimos, financiamentos e debêntures.	(1.213.711)	Alta do CDI	(24.274)	(30.343)	(36.411)
	(205.235)	Alta do IPCA	(205)	(256)	(308)
	(291.491)	Alta do TR	-	-	-
Subtotal (**)	(1.851.043)		(27.291)	(34.114)	(40.937)
Total (Perdas)	(1.417.168)		(18.613)	(23.266)	(27.920)

(*) Considera o CDI de 30 de junho de 2021 (2,00% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 30 de junho de 2020, IPCA 0,10% ao ano e TR 0% ao ano.

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$89.532.

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 também se antecipando para futuras necessidades de caixa.

29. Benefícios pós-emprego

29.1. Plano suplementação de aposentadoria e pensão

A Companhia é patrocinadora de 5 planos de benefícios previdenciários aos seus empregados, um na modalidade de benefício definido, dois planos 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 esse 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 de outubro de 2003, do Ministério da Previdência Social - Secretaria de Previdência Complementar.

A contribuição da patrocinadora para os planos benefícios durante o período foi de R\$1.284 (R\$1.994 em 30 de junho 2019).

29.2. 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 (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 findo em 30 de junho de 2020 as despesas com o plano de saúde foram de R\$8.256 (R\$7.465 em 30 de junho de 2019). Inclui R\$294 (R\$148 em 30 de junho de 2019) referente a cálculo atuarial do plano de benefício pós emprego.

30. Compromissos

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

Contrato de compra de energia (*)					
Vigência	2020	2021	2022	2023	Após 2023
2020 a 2054	394.402	788.415	746.171	844.584	14.811.313

(*) 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 findo no período em 30 de junho de 2020 e foram homologados pela ANEEL.

31. Informações adicionais aos fluxos de caixa

Em 30 de junho de 2020 e 31 de dezembro de 2019 as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são:

	30/06/2020	31/12/2019
Atividades operacionais		
Ativo financeiro indenizável da concessão - Bifurcação de ativos	42.958	141.274
Ativo financeiro indenizável da concessão - Valor justo ativo indenizável	1.948	41.388
Incorporação de rede - transferência para obrigações especiais	499	1.602
Fornecedores	17.558	9.958
Arrendamento mercantil - CPC 06 (R2)	640	7.667
Atividades de investimentos		
Obrigações especiais - transferência de incorporação de rede	499	1.602
Aquisição de intangível em processo de pagamento	17.558	9.958
Intangível - CPC 06 (R2)	640	7.667

32. Ataque cibernético

Os sistemas computacionais operacionais da Companhia sofreram ataque cibernético em 28 de abril de 2020, deflagrado por hackers, tendo sido completamente superado e as ações de reforço a estruturas de tecnologia e neutralização de novas ataques cibernéticos foram implementadas. A Companhia contratou consultores especializados em mapeamento de soluções de tecnologia com expertise também em trabalhos forenses, não tendo sido identificado “captura” de informações seja operacional ou financeira da Companhia. Adicionalmente, ressalta-se que o evento não proporcionou qualquer impacto na elaboração das Informações financeiras trimestrais ora apresentadas.

33. Evento subsequente

Empréstimo da CONTA COVID-19

Em 18 de maio de 2020, foi instituído pelo Decreto nº 10.350/2020 a criação da CONTA-COVID, sob a gestão da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com a finalidade específica de contratar e liquidar operações de crédito, destinadas à cobertura total ou parcial, quais sejam: (i) efeitos financeiros da sobrecontratação de energia; (ii) saldo em constituição da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA; (iii) neutralidade dos encargos setoriais; (iv) postergação até 30 de junho de 2020 dos resultados dos processos tarifários de distribuidoras de energia elétrica homologados até a mesma data; (v) saldo não amortizado da CVA reconhecida no último processo tarifário; (vi) saldo não amortizado de diferimentos reconhecidos ou revertidos no último processo tarifário; e (vii) antecipação do ativo regulatório relativo à Parcela B.

O principal objetivo da instituição da CONTA-COVID, decorrente da pandemia, foi postergar para até 5 anos os aumentos nas contas de energia que seriam cobrados em até 1 ano, e também, garantir a liquidez das concessionárias de distribuição que estão impactadas principalmente pela queda de demanda e inadimplência, blindando os demais agentes do setor elétrico, como já mencionamos anteriormente.

O Decreto nº 10.350/2020, que regulamenta a Medida Provisória nº 950, define os critérios para o limite total de captação da operação de crédito destinada à CONTA-COVID, estabelecendo que a ANEEL levará em consideração as necessidades decorrentes do estado de calamidade pública. Para tanto, propõe-se que o limite seja calculado considerando as estimativas de redução de faturamento e de arrecadação e de possíveis diferimentos e parcelamentos de obrigações vencidas e vincendas relativas ao faturamento da demanda contratada para unidades consumidoras do Grupo A adicionadas das postergações, até 30 de junho, de processos tarifários homologados e dos diferimentos reconhecidos ou revertidos e ainda não amortizados.

De acordo com o artigo 7º da Resolução Normativa ANEEL nº 885/2020, a CCEE é como o garantidor, bem como responsável por todo o processo da operacionalização da CONTA-COVID. Conforme art. 8 da Resolução Normativa

os repasses efetuados pela CONTA-COVID às Concessionárias irão gerar um Contas a Receber na CCEE vinculado ao fundo CDE que será o devedor, e não diretamente das Concessionárias.

Os valores da CONTA-COVID serão incluídos na cobertura tarifária das distribuidoras a partir dos processos tarifários de 2021 e permanecerão pelo tempo necessário de amortização integral das operações financeiras.

A Companhia protocolou em 03 de julho de 2020, correspondência de solicitação da disponibilidade dos recursos da CONTA-COVID no valor máximo de R\$296.268, destinados a cobertura total dos itens financeiros setoriais, dos quais R\$231.491 foram disponibilizados em 31 de julho de 2020, R\$24.574 em 12 de agosto de 2020, conforme despachos ANEEL nº 2.177 e 2.353 de 24 de julho e 11 de agosto de 2020, respectivamente, e o saldo remanescente estimado de R\$40.2030 será recebido entre os meses de setembro a dezembro de 2020 e janeiro de 2021.

Conselho de Administração

Ivan Müller Botelho
Presidente

Ricardo Perez Botelho
Vice-Presidente

Marcelo Silveira da Rocha
Conselheiro

Maurício Perez Botelho
Conselheiro

Alecio Almeida Leite
Conselheiro

Diretoria Executiva

Marcelo Vinhaes Monteiro
Diretor Presidente

Mauricio Perez Botelho
Diretor Financeiro e Diretor de Relações com Investidores

Alexandre Nogueira Ferreira
Diretor de Assuntos Regulatórios e Estratégia

Paulo Roberto dos Santos
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

Vicente Cortes de Carvalho
Diretor Contábil, Tributário e Patrimonial

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

Relatório do auditor independente sobre as informações financeiras trimestrais

Aos
Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.
Campo Grande - MS

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. ("Companhia") contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 30 de junho de 2020, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2020 as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e seis meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis 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 seis meses findo em 30 de junho 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, 13 de agosto 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