



Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A | Resultados do 1º trimestre de 2019

Campo Grande, 9 de maio de 2019 - A Administração da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A (“EMS” ou “Companhia”) apresenta os resultados do primeiro trimestre de 2019 (1T19).

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

1. Considerações gerais

A Energisa Mato Grosso do Sul atua na distribuição de energia elétrica, atendendo a 1.025,0 mil consumidores e a uma população de aproximadamente 2,5 milhões de habitantes em 74 municípios do Estado do Mato Grosso do Sul, em uma área de 328 mil km².

2. Desempenho econômico-financeiro

2.1 Destaques

Resume-se a seguir o desempenho econômico-financeiro da Companhia no primeiro trimestre de 2019 e 2018:

Desempenho Econômico-Financeiro			
Resultados - R\$ milhões			
Descrição	1T19	1T18	Varição %
Receita Operacional Bruta	1.117,0	875,8	+ 27,5
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	1.074,2	833,2	+ 28,9
Receita Operacional Líquida	749,4	594,7	+ 26,0
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	706,6	552,1	+ 28,0
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	158,7	83,0	+ 91,2
EBITDA	182,3	104,2	+ 75,0
EBITDA Ajustado	192,8	115,2	+ 67,4
Resultado financeiro	(11,7)	(25,2)	- 53,6
Lucro Líquido	98,6	38,3	+ 157,4
Número de Consumidores Cativos (mil)	1.025,0	1.021,4	+ 0,4
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	1.232,3	1.147,1	+ 7,4
Vendas de energia a consumidores cativos + livres (TUSD) - (GWh)	1.507,6	1.385,9	+ 8,8
Perdas de Energia (% últimos 12 meses)	12,23	13,33	- 1,10 p.p
Indicador Relativo			
EBITDA Ajustado/Receita Líquida (%)	25,7	19,4	+ 6,3 p.p
Indicadores Financeiros - R\$ milhões			
	31/03/2019	31/12/2018	Varição %
Ativo Total	3.282,9	3.139,5	+ 4,6
Caixa/Equivalentes de Caixa/Aplicações Financeiras	188,8	228,1	- 17,2
Patrimônio Líquido	874,8	828,6	+ 5,6
Endividamento Líquido	1.044,8	1.095,9	- 4,7

Obs.: EBITDA Ajustado: EBITDA mais acréscimos moratórios de contas de energia.

2.2 Receita operacional bruta e líquida

No 1T19, a Energisa Mato Grosso do Sul apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 1.074,2 milhões, ante R\$ 833,2 milhões registrados no 1T18, aumento de 28,9% (R\$ 241,0 milhões). Por sua vez, a receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, mostrou acréscimo de 28,0% (R\$ 154,5 milhões) no trimestre, para R\$ 706,6 milhões.

Dentre os fatores que impactaram as receitas se destacam:

- Aumento de 0,4% do número de consumidores cativos, aliado ao crescimento de 8,8% nas vendas de energia elétrica no mercado cativo e livre, refletindo em acréscimo de R\$ 156,3 milhões nas receitas no trimestre;
- Aumento de R\$ 52,4 milhões na constituição (líquida da amortização) da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) em relação ao 1T17;
- Acréscimo de R\$ 43,4 milhões no suprimento de energia.
- Aumento de R\$ 9,8 milhões nas subvenções vinculadas aos serviços concedidos;

A seguir, as receitas operacionais por classe de consumo:

Descrição	Trimestre		
	1T19	1T18	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	812,1	677,8	+ 19,8
✓ Residencial	399,8	313,9	+ 27,4
✓ Industrial	49,0	52,6	- 6,8
✓ Comercial	198,0	170,3	+ 16,3
✓ Rural	79,9	67,4	+ 18,5
✓ Outras classes	85,4	73,6	+ 16,0
(+) Suprimento de energia elétrica	66,1	22,7	+ 191,2
(+) Fornecimento não faturado líquido	(0,4)	(1,4)	- 71,4
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	54,2	32,2	+ 68,3
(+) Receitas de construção	42,8	42,6	+ 0,5
(+) Constituição e amortização - CVA	77,4	25,0	+ 209,6
(+) Subvenções vinculadas aos serviços concedidos	52,6	42,8	+ 22,9
(+) Ativo financeiro indenizável da concessão	11,5	32,0	- 64,1
(+) Outras receitas	0,7	2,1	- 66,7
(=) Receita bruta	1.117,0	875,8	+ 27,5
(-) Impostos sobre vendas	262,6	206,4	+ 27,2
(-) Deduções bandeiras tarifárias	12,7	(0,2)	-
(-) Encargos setoriais	92,3	74,9	+ 23,2
(=) Receita líquida	749,4	594,7	+ 26,0
(-) Receitas de construção	42,8	42,6	+ 0,5
(=) Receita líquida, sem receitas de construção	706,6	552,1	+ 28,0

2.3 Ambiente regulatório - revisão tarifária

2.3.1 Bandeiras tarifárias

Em janeiro de 2015, entrou em prática nas contas de energia elétrica o “Sistema de Bandeiras Tarifárias”. As receitas auferidas pela Companhia provenientes das bandeiras tarifárias no 1T19 representaram uma devolução de R\$ 12,5 milhões, ante R\$ 6,5 milhões de receitas registrados no 1T18.

2.3.2 Reajuste tarifário

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“Aneel”) aprovou o reajuste tarifário da Energisa Mato Grosso do Sul, a ser aplicado a partir de 2 de abril de 2019, conforme abaixo:

Nível de Tensão	Efeito Médio para o Consumidor (%)
Baixa Tensão	+ 12,48
Alta e Média Tensão	+ 12,16
Efeito Médio	+ 12,39

O processo de reajuste tarifário anual consiste no repasse aos consumidores dos custos não-gerenciáveis da concessão (Parcela A - compra de energia, encargos setoriais e encargos de transmissão) e na atualização dos custos gerenciáveis (Parcela B - distribuição) pela variação do IGP-M subtraída do Fator X, que repassa aos consumidores os ganhos de produtividade anuais da concessionária.

A variação nos custos da **Parcela A** foi de 2,70%, totalizando R\$ 1.692,6 milhões, impactada principalmente pelos aumentos de 10,28% nos custos com compra de energia devido à situação hidrológica desfavorável do país. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia (“PMix”) foi definido em R\$ 200,03/MWh.

A variação da **Parcela B** foi de 8,96%, totalizando R\$ 937,9 milhões, reflexo da inflação acumulada (IGP-M) desde o último reajuste, de 8,27%, deduzida do Fator X, de -0,69%.

2.3.3 Recursos da Conta de Desenvolvimento Energético

A Aneel também homologou recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), repassados a Energisa Mato Grosso do Sul pelas Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras, referentes a subsídios tarifários concedidos aos consumidores de baixa renda e usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica no montante de R\$ 52,6 milhões (R\$ 42,8 milhões no 1T19). O valor foi registrado pela Companhia como receita operacional no 1T19.

2.3.4 Base de remuneração regulatória

O processo de valoração dos ativos da Base de Remuneração Regulatória utiliza o método do Valor Novo de Reposição - VNR, que corresponde ao valor, a preços atuais de mercado, de um ativo idêntico, similar ou equivalente, sujeito a reposição, que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente, considerando todos os gastos necessários para a sua instalação.

A evolução da Base de Remuneração Líquida (BRL) da Energisa Mato Grosso do Sul e a data da próxima Revisão Tarifária (RT) são as seguintes:

Base de Remuneração Líquida (BRL) (Em R\$ milhões) ⁽¹⁾		Data revisão tarifária	
3º Ciclo	4º Ciclo	4º Ciclo	5º Ciclo
218,3	308,0	jun/16	jun/21

⁽¹⁾ A preços da data de RT (mês anterior ao reajuste em cada ciclo).

Por sua vez, a Parcela B aumentou 1,5% em relação a data anterior (D-1) à aplicação da revisão tarifária, chegando a R\$ 223,1 milhões.

Parcela B (R\$ milhões)			
3º Ciclo	4º Ciclo	Varição (R\$)	Varição (%)
219,7	223,1	+ 3,4	+ 1,5

2.4 Despesas operacionais

As despesas operacionais, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 547,9 milhões no 1T19, aumento de 16,8% (R\$ 78,9 milhões), quando comparado com o mesmo trimestre de 2018. Desse total, as despesas com PMSO reduziram 4,2% ou R\$ 4,1 milhões, totalizando R\$ 94,1 milhões, influenciado principalmente pela redução de R\$ 4,7 milhões no pagamento de indenizações trabalhistas em função de uma alta base de comparação no 1T18, e pelo decréscimo de R\$ 2,7 milhões em serviços dado o gasto com processamento de dados.

Em relação à reversão de contingências, líquida de provisões, houve queda de R\$ 2,3 milhões em função de uma base alta de comparação no 1T18 explicada pela realização de acordos trabalhistas naquela ocasião.

A composição das despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais Valores em R\$ milhões	Trimestre		
	1T19	1T18	Var. %
1 Custos e Despesas não controláveis	421,0	348,5	+ 20,8
1.1 Energia comprada	366,6	296,1	+ 23,8
1.2 Transporte de potência elétrica	54,4	52,4	+ 3,8
2 Custos e Despesas controláveis	102,2	96,7	+ 5,7
2.1 PMSO	94,1	98,2	- 4,2
2.1.1 Pessoal	41,8	46,7	- 10,5
2.1.2 Fundo de pensão	1,1	0,3	+ 266,7
2.1.3 Material	5,9	6,5	- 9,2
2.1.4 Serviços de terceiros	38,1	40,8	- 6,6
2.1.5 Outras	7,2	3,9	+ 84,6
✓ Multas e compensações	0,5	-	-
✓ Contingências (liquidação de ações cíveis)	1,5	1,1	+ 36,4
✓ Outros	5,2	2,8	+ 85,7
2.2 Provisões/Reversões	8,1	(1,5)	-
2.2.1 Contingências	(2,5)	(4,8)	- 47,9
2.2.2 Devedores duvidosos	10,6	3,3	+ 221,2
3 Demais receitas/despesas	24,7	23,8	+ 3,8
3.1 Depreciação e amortização	23,6	21,1	+ 11,8
3.2 Outras receitas/despesas	1,1	2,7	- 59,3
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, s/ construção)	547,9	469,0	+ 16,8
Custo de construção	42,8	42,6	+ 0,5
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, c/ construção)	590,7	511,6	+ 15,5

(*) 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.

2.1 Lucro líquido e geração de caixa

No 1T19, a EMS registrou lucro líquido de R\$ 98,6 milhões, contra R\$ 38,3 milhões no 1T18, aumento de 157,4%. A geração de caixa (EBITDA Ajustado) apurada no 1T19 foi de R\$ 192,8 milhões, contra R\$ 115,2 milhões registrados no 1T18, acréscimo de 67,4%. Esse aumento é decorrente da melhoria de R\$ 102,5 milhões na parcela B dessa distribuidora explicada pela revisão tarifária e crescimento de mercado.

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

Composição da Geração de Caixa Valores em R\$ milhões	Trimestre		
	1T19	1T18	Var. %
(=) Lucro Líquido	98,6	38,3	+ 157,4
(-) Contribuição social e imposto de renda	(48,4)	(19,6)	+ 146,9
(-) Resultado financeiro	(11,7)	(25,2)	- 53,6
(-) Depreciação e amortização	(23,6)	(21,1)	+ 11,8
(=) Geração de caixa (EBITDA)	182,3	104,2	+ 75,0
(+) Receita de acréscimos moratórios	10,5	11,0	- 4,5
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	192,8	115,2	+ 67,4
Margem do EBITDA Ajustado (%)	25,7	19,4	+ 6,3 p.p

3 Investimentos

Com foco na constante melhoria na qualidade do fornecimento de energia elétrica e no suporte ao seu crescimento de mercado, a EMS investiu ao longo do 1T19 a importância de R\$ 57,5 milhões, em linha com o valor investido no 1T18. Os investimentos em ativos elétricos (excluindo os recursos provenientes das Obrigações Especiais) somaram R\$ 52,0 milhões. Os investimentos provenientes de Obrigações Especiais totalizaram R\$ 3,4 milhões, primordialmente atrelados ao programa de universalização (PLPT).

Os investimentos realizados no trimestre foram os seguintes:

Descrição Valores em R\$ milhões	1T19	1T18	Var. %
Ativos Elétricos	52,0	45,1	+ 15,3
Obrigações Especiais ^(*)	3,4	11,4	- 70,2
Ativos Não Elétricos	2,1	0,7	+ 200,0
Total dos Investimentos	57,5	57,2	+ 0,5

(*) 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.

4 Desempenho operacional

A manutenção do foco na qualidade da energia fornecida e na excelência no atendimento tem permitido à EMS apresentar consistentes índices operacionais, que evidenciam as ações bem-sustentadas.

4.1 Perdas de energia

A EMS vem apresentando contínuas reduções nas perdas totais. Nos últimos 12 meses encerrados em março de 2019, as perdas totais totalizaram 12,23%, contra 13,33% em igual período findo em março de 2018, o melhor desempenho nesse período dentre as empresas do Grupo (desconsiderando Ceron e Eletroacre). Ressalte-se que essa perda registrada em março de 2019 é a menor na história da Companhia.

Perdas Técnicas (%)			Perdas Não Técnicas (%)			Perdas Totais (%)			ANEEL
mar/18	dez/18	mar/19	mar/18	dez/18	mar/19	mar/18	dez/18	mar/19	
9,90	9,11	9,15	3,43	3,55	3,08	13,33	12,66	12,23	13,06

Nota: Para cálculo dos percentuais apresentados acima, foram considerados os valores de energia não faturada. Os percentuais regulatórios referem-se aos últimos doze meses findos em dezembro de 2017

Perdas Técnicas			Perdas Não-Técnicas			Perdas Totais			Var. (%) ⁽¹⁾
mar/18	dez/18	mar/19	mar/18	dez/18	mar/19	mar/18	dez/18	mar/19	
595,9	560,8	573,2	206,6	218,6	192,7	802,4	779,3	765,9	- 1,7

⁽¹⁾ Variação março de 2019/ dezembro de 2018

4.2 Gestão da Inadimplência

4.2.1 Taxa de Inadimplência

A EMS utiliza a métrica para análise da inadimplência pela relação percentual entre a soma da provisão para créditos de liquidação duvidosa com incobráveis e o fornecimento faturado, no período de 12 meses. Em março de 2019, essa relação foi de 1,00%, contra 1,07% em março de 2018.

4.2.2 Taxa de Arrecadação

A Companhia também divulga a taxa de arrecadação, representada pela arrecadação dos últimos 12 meses sobre ao faturamento bruto do mesmo período. Em março de 2019, essa taxa ficou em 96,91%, contra 96,81% em março de 2018.

4.2.3 Indicadores de qualidade dos serviços - DEC e FEC

A prioridade dada aos investimentos em qualidade tem permitido alcançar melhorias contínuas nos indicadores de fornecimento de energia pela Companhia, expressos por frequência e duração das interrupções de energia (FEC e DEC).

A EMS apresentou melhoria de 0,44 horas no DEC e de 1,03 vezes no FEC. Além dos investimentos realizados nos últimos quatro anos, as ações de melhoria em 2019 foram focadas na antecipação máxima das ações de poda, do plano de obras e manutenções antes do período chuvoso, permitindo maior resiliência ao sistema de distribuição.

DEC (horas)			FEC (vezes)			Limite DEC	Limite FEC
mar/19	mar/18	Var.(%)	mar/19	mar/18	Var.(%)		
10,76	11,20	- 4,0	4,34	5,37	- 19,2	11,80	8,59

4.3 Mercado de energia

No primeiro trimestre de 2019, as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da EMS, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 1.507,6 GWh (1.385,9 GWh no 1T18), aumento de 8,8% em relação a igual trimestre do ano anterior.

Nas localidades atendidas pela EMS, destacaram-se o consumo residencial, com crescimento de 11,5% (+57,5 GWh), influenciado pelas altas temperaturas e o industrial, com incremento de 11,7% (+31,6 GWh). O desempenho da classe industrial foi impulsionado pelo consumo dos clientes dos setores alimentício (abate de animais), madeira e minerais não metálicos.

A composição do mercado de energia no primeiro trimestre foi a seguinte:

Descrição	Trimestres		
	1T19	1T18	Var. %
✓ Residencial	557,8	500,3	+ 11,5
✓ Industrial	302,6	271,0	+ 11,7
• Cativo	76,0	76,8	- 1,1
• Livre	226,7	194,2	+ 16,7
✓ Comercial	323,7	306,3	+ 5,7
• Cativo	289,5	274,0	+ 5,7
• Livre	34,2	32,3	+ 5,8
✓ Rural	146,8	139,8	+ 5,0
✓ Outras Classes	176,6	168,5	+ 4,8
1 Vendas de energia no mercado cativo	1.232,3	1.147,1	+ 7,4
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	275,3	238,8	+ 15,3
3 Mercado cativo + TUSD (1+2)	1.507,6	1.385,9	+ 8,8
4 Fornecimento não faturado	(5,0)	0,9	-
5 Mercado cativo + TUSD + fornecimento não faturado (3+4)	1.502,5	1.386,8	+ 8,3

Nota: Os dados do 1T18 são passíveis de recontabilizações de energia realizadas pela CCEE.

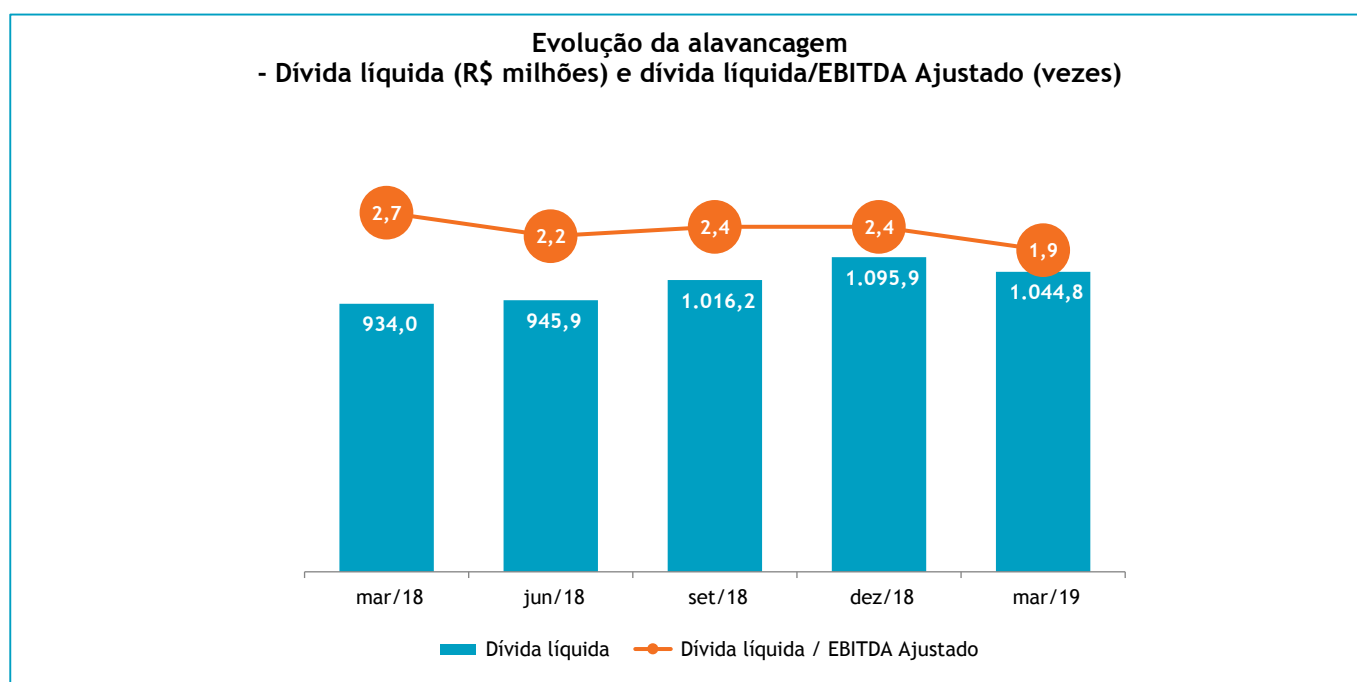
A EMS encerrou o primeiro trimestre de 2019 com 1.024.993 unidades consumidoras cativas, quantidade 0,4% superior à registrada no fim de março de 2018. Já o número de consumidores livres totalizou 167.

5 Estrutura de capital

Em 31 de março de 2019, o saldo consolidado de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Companhia totalizou R\$ 385,6 milhões, que incluem os créditos referentes à subvenção tarifária e baixa renda (CDE) e Conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA). Por sua vez, a dívida líquida da Companhia, que incluem empréstimos, financiamentos, arrendamentos, encargos financeiros, parcelamento de impostos, fundo de pensão, créditos setoriais e instrumentos financeiros derivativos líquidos, passou de R\$ 1.095,9 milhões em 31 de dezembro de 2018 para R\$ 1.044,8 milhões em 31 de março de 2019. Consequentemente, a relação entre a dívida líquida, com os créditos setoriais, e o EBITDA Ajustado em março de 2019 foi de 1,9 vezes, contra 2,4 vezes em dezembro de 2018. A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Companhia entre 31 de março de 2018 e 31 de março de 2019:

Descrição Valores em R\$ milhões	31/03/2019	31/12/2018	31/03/2018
Circulante	15,5	21,8	11,0
Empréstimos e financiamentos	-	-	-
Debêntures	5,4	11,9	5,2
Encargos de dívidas	3,1	3,3	3,0
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	0,8	0,8	
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	6,2	5,8	2,8
Não Circulante	1.414,9	1.418,4	1.192,3
Empréstimos e financiamentos	685,5	688,3	603,6
Debêntures	759,6	761,7	596,6
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	5,6	5,4	0,1
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(35,8)	(37,0)	(8,0)
Total das dívidas	1.430,4	1.440,2	1.203,3
(-) Disponibilidades financeiras	188,8	228,1	240,4
Total das dívidas líquidas	1.241,6	1.212,1	962,9
(-) Créditos CDE (subvenção tarifária e baixa renda)	38,2	35,0	34,9
(-) Créditos CVA	158,6	81,2	(6,0)
Total das dívidas líquidas deduzidas de créditos setoriais	1.044,8	1.095,9	934,0
Indicador relativo			
Divida líquida/EBITDA Ajustado 12 meses ⁽¹⁾	1,9	2,4	2,7

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



6 Serviços prestados pelo auditor independente

A remuneração da Ernst & Young Auditores Independentes S.S. pelos serviços prestados de revisão contábil das demonstrações financeiras da Companhia no 1T19 foi de R\$ 146 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

ENERGISA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 31 DE MARÇO DE 2019 E 31 DE DEZEMBRO DE 2018
 (Em milhares de reais)

	31/03/2019	31/12/2018
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	30.159	12.934
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	126.348	183.326
Clientes, consumidores e concessionárias	510.215	434.787
Estoques	4.881	1.693
Tributos a recuperar	89.790	80.639
Ativos financeiros setoriais (CVA)	364.691	253.638
Outros créditos	92.378	83.435
Total do circulante	1.218.462	1.050.452
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	32.261	31.799
Clientes, consumidores e concessionárias	52.204	51.311
Ativos financeiros setoriais (CVA)	7.166	76.640
Tributos a recuperar	21.370	20.787
Créditos tributários	65.263	71.139
Depósitos e cauções vinculados	87.085	84.187
Instrumentos financeiros derivativos	36.456	37.829
Contas a receber da concessão	938.960	915.844
Outros créditos	3.450	3.359
Não circulante	1.244.215	1.292.895
Investimentos	533	533
Imobilizado	9.407	9.683
Intangível	810.320	785.970
Total do não circulante	2.064.475	2.089.081
Total do ativo	3.282.937	3.139.533

2. Balanço Patrimonial Passivo

ENERGISA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 31 DE MARÇO DE 2019 E 31 DE DEZEMBRO DE 2018
 (Em milhares de reais)

	31/03/2019	31/12/2018
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	302.507	198.061
Debêntures	5.381	11.893
Impostos e contribuições sociais	101.404	66.839
Obrigações estimadas	23.835	28.033
Contribuição de iluminação pública	23.501	23.141
Benefícios pós-emprego	845	845
Encargos setoriais	33.728	31.877
Passivos financeiros setoriais (CVA)	185.262	183.179
Instrumentos financeiros derivativos	6.207	5.778
Incorporação de redes	10.149	10.501
Outras passivos	27.228	25.588
Total do circulante	720.047	585.735
Não circulante		
Fornecedores	11.910	11.265
Empréstimos e financiamentos	685.535	688.323
Debêntures	759.568	761.675
Instrumentos financeiros derivativos	5.135	765
Impostos e contribuições sociais	17.887	16.601
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	150.418	151.717
Benefícios pós-emprego	5.630	5.419
Passivos financeiros setoriais (CVA)	27.947	65.891
Encargos setoriais	21.070	22.765
Outras contas a pagar	2.952	744
Total do não circulante	1.688.052	1.725.165
Patrimônio líquido		
Capital social	616.732	616.732
Reservas de capital	118.762	118.739
Reservas de lucros	42.958	42.958
Dividendos adicionais propostos	-	52.374
Outros resultados abrangentes	(2.170)	(2.170)
Lucros (Prejuízos) acumulados	98.556	-
Total do Patrimônio Líquido	874.838	828.633
Total do passivo e patrimônio líquido	3.282.937	3.139.533

3. Demonstrações de Resultados

ENERGISA S/A
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO
TRÊS MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2019 E 2018
 (Em milhares de reais)

	1T19	1T18
Receita operacional bruta		
Fornecimento de energia elétrica	811.666	676.427
Suprimento de energia elétrica	66.090	22.676
Disponibilidade do Sistema Elétrico	54.196	32.184
Receita de construção	42.832	42.627
Outras receitas	142.276	101.865
	1.117.060	875.779
Deduções à receita operacional		
ICMS faturado	165.011	132.855
PIS, Cofins e ISS	97.630	73.549
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	12.672	(169)
Outras (CCC, CDE, P&D e PEE)	92.299	74.829
	367.612	281.064
Receita operacional líquida	749.448	594.715
Despesas operacionais		
Energia elétrica comprada	366.595	296.061
Encargos de uso do sistema	54.377	52.391
Pessoal	41.847	46.655
Entidade de previdência privada	1.111	330
Material	5.910	6.501
Serviços de terceiros	38.070	40.813
Depreciação e amortização	23.575	21.138
Provisão para crédito de liquidação duvidosa / contingência	8.111	(1.455)
Custo de construção	42.832	42.627
Outras despesas	7.194	3.942
Outras Receitas/Despesas operacionais	1.121	2.680
	590.743	511.683
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	158.705	83.032
Resultado financeiro		
Receita de aplicações financeira	3.023	4.498
Variação monetária e acréscimo moratório	10.529	10.981
Outras receitas financeiras	5.790	5.124
Encargos de dívidas - juros	(25.992)	(22.614)
Encargos dívidas - variação monetária e cambial	(3.091)	(458)
Marcação mercado de dívidas e derivativos	-	408
(-)Transferência p/Imob curso	137	227
Outras despesas financeiras	(2.129)	(16.555)
	(11.733)	(25.165)
Resultado antes dos tributos	146.972	57.867
Contribuição social e imposto de renda	(48.416)	(19.596)
Lucro líquido do período	98.556	38.271

Notas Explicativas

Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. Notas explicativas às informações trimestrais para o período findo em 31 de março de 2019 (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, brasileira, com sede na cidade de Campo Grande - MS, controlada pela Rede Energia Participações S.A. (“REDE”), atuando na área de distribuição de energia elétrica em sua área de concessão legal que abrange 328.335 km², 92% da área total do Estado do Mato Grosso do Sul, atendendo 1.025.159 consumidores (informações fora do escopo dos auditores independentes) em 74 municípios, tendo suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. A Companhia obteve registro de Companhia aberta na CVM em 28 de agosto de 1981.

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, conforme Lei 12.783/2013.

O contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica 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 revisão e aos reajustes tarifários, ativos e passivos financeiros setoriais, contas a receber da concessão, ativos vinculados à concessão e receita de construção, estão apresentadas nas notas explicativas nº 8, 9, 13, 15 e 25, respectivamente.

2. Apresentação das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

A emissão das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, foi autorizada em 08 de maio de 2019 pelo Conselho de Administração, compreendendo:

- As informações financeiras intermediárias elaboradas e apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e IAS 34 - *Interim Financial Reporting* 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 2018 (doravante denominadas de “Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2018”), publicadas na imprensa oficial em 22 de março de 2019, com exceção à nova política contábil estabelecida pelo CPC 06 (R2) Operações de arrendamento mercantil, aprovado pela CVM, através da Deliberação nº 787. O CPC 06 (R2) entrou em vigência a partir de 1º de janeiro de 2019, sendo que a Companhia o adotou utilizando o método retrospectivo modificado onde os principais impactos estão apresentados na nota explicativa 3.2.

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.

3. Adoção dos padrões internacionais de contabilidade

3.1. Novos pronunciamentos contábeis emitidos pelo CPC - Comitê de Pronunciamentos Contábeis e pelo IASB - International Accounting Standards Board

As informações referentes aos novos pronunciamentos contábeis emitidos pelo CPC - Comitê de Pronunciamentos Contábeis e pelo IASB International Accounting Standards Board, não trouxeram alterações significativas em relação àquelas divulgadas na nota explicativa nº 3.1 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2018.

3.2. Efeitos da adoção do CPC 06(R2)

Balço patrimonial	Saldo em 31/03/2019	Efeitos CPC 06 (R2)	Saldo sem efeitos em 31/03/2019
Ativo			
Ativo circulante	1.218.462	-	1.218.462
Ativo realizável a longo prazo	1.244.215	-	1.244.215
Investimentos	533	-	533
Imobilizado	9.407	-	9.407
Intangível	810.320	(6.400)	803.920
Direito de uso - imóveis	6.400	(6.400)	-
Ativo total	3.282.937	(6.400)	3.276.537
Passivo			
Passivo circulante	720.047	(1.858)	718.189
Obrigações fiscais	101.404	18	101.422
Arrendamentos operacionais	1.876	(1.876)	-
Passivo não circulante	1.688.052	(4.578)	1.683.474
Arrendamentos operacionais	4.578	(4.578)	-
Patrimônio Líquido	874.838	36	874.874
Passivo total	3.282.937	(6.400)	3.276.537

Demonstração do resultado	Saldo em 31/03/2019	Efeitos CPC 06 (R2)	Saldo sem efeitos em 31/03/2019
Receita de venda de bens e/ou serviços	749.448	-	749.448
Custos dos bens e/u serviços vendidos	(543.129)	(82)	(543.211)
Amortização e depreciação	(19.709)	318	(19.391)
Outros	(559)	(400)	(959)
Resultado bruto	206.319	(82)	206.237
Despesas/Receitas operacionais	(47.614)	-	(47.614)
Resultado antes do resultado financeiro e dos tributos	158.705	(82)	158.623
Resultado financeiro	(11.733)	136	(11.597)
Outras despesas financeiras	(1.670)	136	(1.534)
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	146.972	54	147.026
Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro	(48.416)	(18)	(48.434)
Lucro do período	98.556	36	98.592

4. 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 demonstrações financeiras.

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 do Sul, e sua demonstração do resultado reflete essa atividade.

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

5.1. Caixa e equivalentes de caixa (avaliados ao valor justo por meio do resultado)

	31/03/2019	31/12/2018
Caixa e depósitos bancários à vista	16.791	12.934
Aplicações financeiras de liquidez imediata:	13.368	-
Compromissada	13.368	-
Total de caixa e equivalentes de caixa - circulante	30.159	12.934

5.2. Aplicações no mercado aberto e recursos vinculados (avaliadas ao valor justo por meio do resultado)

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, certificado de Depósito Bancário (CDB's), entre outros. A rentabilidade média ponderada da carteira em 31 de março de 2019 equivale a 102,5 % do CDI.

	31/03/2019	31/12/2018
Avaliadas ao valor justo por meio do resultado	158.609	215.125
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	12.921	13.152
Compromissadas ⁽¹⁾	-	251
Fundo de Investimento ⁽²⁾	15.707	15.519
Fundo de Investimentos Exclusivos ⁽³⁾	97.720	154.404
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	1.020	708
Cédula de Crédito Bancário (CCB)	335	240
Compromissadas	1.287	19.157
Títulos públicos	6.647	40.579
Fundo de Renda Fixa	63.737	49.833
Letra financeira (LF)	17.303	36.024
Letra Financeira (LTN)	1.754	1.997
Nota do Tesouro Nacional (NTNB)	5.637	5.866
Fundo de investimento em direitos creditórios ⁽⁴⁾	32.261	31.799
Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados ⁽⁵⁾	158.609	215.125
Circulante	126.348	183.326
Não Circulante	32.261	31.799

- (1) Operações compromissadas em debêntures - São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante de revenda assumido pelo comprador.
- (2) Fundo de investimentos - São classificados como renda fixa e são remunerados de 105,2% a 113,2% e média ponderada de 112,3% do CDI.
- (3) Fundo de investimentos exclusivos, inclui aplicações em CDB, CCB, Compromissadas, Fundos de Renda Fixa, Títulos Públicos, LF, LTN e NTNB são remuneradas 105,6% do CDI Fundo FI Energisa e 107,0% do CDI Fundo Zona da Mata.
- (4) Fundo de investimentos em direitos creditórios - FIDC Energisa Centro Oeste com vencimento em 01 de outubro de 2034.
- (5) Inclui R\$46.824 (R\$46.895 em 31 de dezembro de 2018) referentes a recursos vinculados a empréstimos, conselho consumidor, luz para todos e bloqueio judicial

6. 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		31/03/2019	31/12/2018
Valores correntes									
Residencial	67.755	-	63.735	7.827	2.406	1.287	(11.520)	131.490	117.013
Industrial	13.800	-	6.216	244	272	2.521	(2.521)	20.532	16.061
Comercial	34.704	-	17.354	2.026	2.154	4.364	(6.518)	54.084	48.783
Rural	11.465	-	9.806	2.283	281	292	(292)	23.835	21.131
Poder público	14.530	-	4.209	128	120	47	(47)	18.987	14.935
Iluminação pública	7.425	-	402	102	85	-	-	8.014	7.878
Serviço público	6.971	-	88	48	22	-	-	7.129	7.342
Fornecimento não faturado	157.158	-	-	-	-	-	-	157.158	157.579
Arrecadação Processo Classificação	10.414	-	-	-	-	-	-	10.414	17.658
Valores renegociados:									
Residencial	5.387	15.154	3.023	1.403	1.476	894	(9.361)	17.976	18.145
Industrial	1.466	3.627	629	101	170	2.114	(4.142)	3.965	4.714
Comercial	2.317	26.519	949	521	834	583	(13.247)	18.476	19.887
Rural	1.043	7.955	642	304	209	108	(5.720)	4.541	5.901
Poder público	978	14.086	222	20	126	660	(805)	15.287	16.379
Iluminação pública	472	1.933	69	5	2	-	(7)	2.474	2.833
Serviço público	122	326	37	12	24	107	(226)	402	251
(-) Ajuste valor Presente (1)	(124)	(6.107)	-	-	-	-	-	(6.231)	(7.436)
Subtotal - clientes	335.883	63.493	107.381	15.024	8.181	12.977	(54.406)	488.533	469.054
Suprimento de energia a concessionárias - Moeda Nacional (2)	58.539	-	-	-	-	2.299	-	60.838	4.887
Outros (4)	9	-	5.217	1.412	1.536	5.127	(253)	13.048	12.157
Total	394.431	63.493	112.598	16.436	9.717	20.403	(54.659)	562.419	486.098
Circulante								510.215	434.787
Não Circulante								52.204	51.311

(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 6,40% a.a. (6,40% a.a. em 31 de dezembro de 2018).

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

Composição dos Créditos da CCEE	31/03/2019	31/12/2018
Créditos a Vencer	58.539	2.588
Créditos vinculados a liminares até dezembro de 2002 (a)	2.299	2.299
Subtotal créditos CCEE	60.838	4.887
(-) Aquisições de Energia na CCEE	(103.103)	(19.008)
(-) Encargos de serviços de sistema	(1.477)	(1.590)
Total débitos CCEE	(43.742)	(15.711)

(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 foi constituída em bases consideradas suficientes para fazer face às eventuais perdas na realização dos créditos do contas a receber de consumidores e concessionárias .

Segue movimentação das provisões:

	31/03/2019	31/12/2018
Saldo inicial - 31/12/2018 e 31/12/2017	50.329	47.898
Provisões constituídas no período	10.626	24.176
Baixa de contas de energia elétrica - incobráveis	(6.296)	(21.745)
Saldo final - 31/03/2019 e 31/12/2018 - consumidores e concessionárias	54.659	50.329

(4) Inclui serviços taxados e outros valores a receber de consumidores. A Companhia possui R\$ 3.072, referente ao ICMS incidente sobre a TUSD suspenso por liminares. Em contrapartida o valor é contabilizado na rubrica de ICMS em tributos e contribuições sociais no passivo não circulante.

7. Tributos a recuperar

	31/03/2019	31/12/2018
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	39.514	39.041
Imposto de Renda - IRPJ	26.206	25.777
Contribuição Social - CSSL	12.938	12.232
PIS e COFINS	29.029	20.827
Outros	3.473	3.549
Total	111.160	101.426
Circulante	89.790	80.639
Não circulante	21.370	20.787

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 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.

8. Reajuste, Revisão Tarifária e outros assuntos regulatórios

8.1. Reajuste tarifário:

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

Em abril de 2019 a Companhia teve reajuste tarifário aprovado pela ANEEL. (vide nota explicativa nº 32).

8.2. 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%.

8.3. Bandeiras tarifárias:

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

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

O sistema de Bandeiras Tarifárias é representado por:

Bandeira Tarifária Verde;

Bandeira Tarifária Amarela; 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\$2,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês. A partir de novembro de 2017 o acréscimo da tarifa passou a ser de R\$1,00 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) consumidos no mês;

Patamar 2: com aplicação de uma tarifa de R\$3,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos no mês. A partir de novembro de 2017 o acréscimo da tarifa passou a ser de R\$5,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh).

A Resolução Homologatória nº 2.203/2017, com vigência a partir de fevereiro/2017, homologou os valores de Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha, mencionadas anteriormente. Após a finalização da Audiência Pública AP nº 61/2017 a ANEEL aprovou a alteração dos valores da Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha - Patamar 2.

No primeiro trimestre de 2019 e 2018 as bandeiras tarifárias vigoraram da seguinte forma:

	31/03/2019	31/03/2018
Janeiro	Verde	Verde
Fevereiro	Verde	Verde
Março	Verde	Verde

8.4. Outros assuntos regulatórios - sobrecontratação:

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

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

O Poder Concedente, diante do cenário de maior retração da economia e da renda, e, por conseguinte, da carga atendida pelos agentes de distribuição, editou o Decreto nº 8.828/16, alterando a obrigação de aquisição do montante mínimo obrigatório para futuros leilões, quando desnecessária. Quanto ao passado, foram mantidas as discussões e análise do tema junto aos agentes.

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

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

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

9. Ativos e Passivos financeiros setoriais

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

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

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

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

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2018	Receita Operacional		Resultado Financeiro	Transferência	Saldo em 31/03/2019	Valores em amortização	Valores em constituição	Circulante	Não circulante
		Adição	Amortização	Remuneração						
Itens da Parcela A (1)										
Energia elétrica comprada para revenda	275.139	56.745	(35.395)	3.960	-	300.449	2.753	297.696	294.660	5.789
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	237	2.127	(166)	27	-	2.225	13	2.212	2.182	43
Transporte de Energia Elétrica - Itaipu	2.914	958	-	44	-	3.916	-	3.916	3.840	76
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	14.957	10.067	-	320	-	25.344	-	25.344	24.851	493
Componentes financeiros										
Neutralidade da Parcela A (3)	994	-	-	-	(994)	-	-	-	-	-
CUSD	485	48	(342)	2	-	193	27	166	190	3
Exposição de submercados (6)	30.046	8.801	(4.700)	412	-	34.559	366	34.193	33.895	664
Garantias (8)	573	122	(155)	11	-	551	12	539	541	10
Saldo a Compensar (9)	408	5.217	-	(1.580)	(2.215)	1.830	-	1.830	1.794	36
Outros itens financeiros (10)	4.525	10	(1.774)	29	-	2.790	138	2.652	2.738	52
TOTAL ATIVO	330.278	84.095	(42.532)	3.225	(3.209)	371.857	3.309	368.548	364.691	7.166

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2018	Receita Operacional		Resultado Financeiro	Transferência	Saldo em 31/03/2019	Valores em amortização	Valores em constituição	Circulante	Não circulante
		Adição	Amortização	Remuneração						
Itens da Parcela A (1)										
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	5.350	2.809	(3.524)	26	-	4.661	274	4.387	4.576	85
Transporte de Energia Elétrica - Itaipu	89	-	(83)	-	-	6	6	-	6	-
Encargo de serviços de sistema ESS (2)	94.767	15.920	(25.683)	979	-	85.983	1.997	83.986	84.350	1.633
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	5.534	-	(5.135)	-	-	399	399	-	399	-
Componentes financeiros										
Neutralidade da Parcela A (3)	3.613	17.756	(3.352)	463	(994)	17.486	261	17.225	17.151	335
Sobrecontratação de energia (4)	106.922	(27.158)	(1.933)	1.502	-	79.333	151	79.182	77.793	1.540
Saldo a Compensar (9)	9.250	2.202	(8.581)	14	(2.215)	670	670	-	670	-
Outros itens financeiros (10)	4.397	-	(4.080)	-	-	317	317	-	317	-
Devoluções Tarifárias (8)	19.148	4.983	-	223	-	24.354	-	24.354	-	24.354
TOTAL PASSIVO	249.070	16.512	(52.371)	3.207	(3.209)	213.209	4.075	209.134	185.262	27.947
Saldo líquido	81.208	67.583	9.839	18	-	158.648	(766)	159.414	179.429	(20.781)

(1) **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.

(2) **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.

- (3) **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.
- (4) **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.
- (5) **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.
- (6) **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.
- (7) **Outros itens financeiros:** Considera-se os demais itens financeiros de característica não recorrentes e específico das distribuidoras, tais como: Reversão do financeiro RTE2015, Diferencial Eletronuclear, Repasse de Compensação DIC/FIC, etc..
- (8) **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) iniciada a partir de 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).

10. Outros créditos

	31/03/2019	31/12/2018
Subvenção Baixa renda ⁽¹⁾	5.968	7.893
Subvenção CDE - Desconto Tarifário ⁽²⁾	32.216	27.099
Adiantamentos a empregados	7.807	7.359
Adiantamentos a fornecedores	5.369	4.374
Dispêndios a reembolsar	926	929
Ordens de desativações e alienações em curso ⁽³⁾	7.705	7.591
Ordens de serviços em curso - P&D	10.388	9.414
Ordens de serviços em curso - PEE	9.638	9.548
Ordens de serviços em curso - Outros	21	32
Padrão baixa renda	3.262	3.264
Aplicações vinculadas	390	393
Despesas pagas antecipadamente	3.122	2.948
Banco Daycoval ⁽⁴⁾	61.818	61.818
(-) Provisão para perdas Daycoval ⁽⁴⁾	(61.818)	(61.818)
Outros créditos a receber	9.016	5.950
Total	95.828	86.794
Circulante	92.378	83.435
Não circulante	3.450	3.359

(1) **Subvenção Baixa Renda:** Esses créditos referem-se à subvenção da classe residencial baixa renda, das unidades consumidoras com consumo mensal inferior a 220 kWh, desde que cumpridos certos requisitos. Essa receita é custeada com recursos financeiros oriundos da RGR - Reserva Global de Reversão e da CDE - Conta de Desenvolvimento Energético, ambos sob a administração da Eletrobrás. O saldo refere-se às provisões de fevereiro e março/2019. A Administração não espera apurar perdas na realização do saldo.

Segue a movimentação ocorridas no período/exercício:

	31/03/2019	31/12/2018
Saldo inicial - 31/12/2018 e 31/12/2017	7.893	5.973
Subvenção Baixa Renda	7.122	36.340
Ressarcimento e compensações pela CCEE/Eletrobrás	(9.047)	(34.420)
Saldo final - 31/03/2019 e 31/12/2018	5.968	7.893

(2) **Subvenção CDE - Desconto Tarifário:** Refere-se a recursos transferidos às concessionárias autorizados pelo Governo Federal, para fazer frente à Subvenção CDE para os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica. O saldo corresponde às subvenções incorridas nos meses de fevereiro e março de 2019, cujo ressarcimento será compensado no segundo trimestre de 2019.

Segue a movimentação ocorridas no exercício:

	31/03/2019	31/12/2018
Saldo inicial - 31/12/2018 e 31/12/2017	27.099	27.836
Desconto Tarifário Subvenção Irrigante e Rural aplicados na tarifa	45.489	153.120
Ressarcimento e compensações pela CCEE	(40.372)	(153.857)
Saldo final - 31/03/2019 e 31/12/2018	32.216	27.099

- (3) Refere-se às desativações relativas as UAR (Unidades de Adição e Retirada), determinadas por motivos técnico-operacionais e sinistro, que se encontram em fase de análise e recuperação para o retorno ao intangível ou realização.
- (4) Refere-se ao valor transferido pelo Banco Daycoval S.A. para a conta corrente da acionista Rede Energia Participações S.A., em 28 de fevereiro de 2012, para quitação de dívidas vencidas, conforme justificativa da Instituição Financeira. A Administração da Companhia considera essa transferência indevida e ajuizou medida judicial para a recuperação desse valor. O saldo está provisionado por se tratar de um ativo contingente, visto que sua realização será confirmada apenas pela ocorrência ou não de eventos futuros, incertos, não totalmente sob o controle da Companhia.

11. 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 - Distribuição 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.

A Rede Energia Participações S/A é controlada pela Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A (EEVP) (56,89%) que por sua vez é controlada pela Denerge Desenvolvimento Energético S/A (Denerge) (99,99%). A Denerge é controlada pela Energisa S/A (99,97%) e possui participação direta na Rede Energia Participações (9,82%). A Energisa é controladora direta da Energisa Participações Minoritárias S/A (87,70%) que por sua vez possui participação direta na Rede Energia Participações S/A de 29,57%.

Transações efetuadas durante o exercício pela Companhia:

	Serviços Contratados (Despesas)	Energia Elétrica comprada para revenda (Custo)	Comissão debentures - despesas financeiras	Saldo a pagar (fornecedores)	Saldo a pagar debêntures
Energisa S.A. (1 e 2)	8.053	-	2.580	4.943	153.302
Energisa Sul Sudeste - Distribuidora de Energia S.A. (3)	-	-	-	348	-
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A. (3)	-	-	-	35	-
Multi Energisa S.A. (4)	3.630	-	-	1.686	-
Energisa Soluções e Construções e Serviços em Linha e Rede S.A. (5)	3.289	-	-	1.096	-
Energisa Soluções S/A (5)	1.000	-	-	586	-
31/03/2019	15.972	-	2.580	8.694	153.302
31/12/2018	-	-	-	11.279	150.721
31/03/2018	11.561	1.675	4.951	-	-

- (1) **Energisa S.A. - Serviços Administrativos:** 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 debentures em moeda corrente, que foram na sua totalidade, adquiridas pela Energisa S/A com vencimentos e condições conforme nota explicativa 17. Em 31 de março de 2019 o valor atualizado é de R\$153.302 (R\$150.721 em 31 de dezembro de 2018).
- (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.

Remuneração dos administradores

	31/03/2019	31/03/2018
Remuneração Anual ⁽¹⁾	7.816	7.816
Remuneração dos membros do conselho de Administração	106	103
Remuneração da Diretoria	460	454
Outros Benefícios ⁽²⁾	248	190

(1) Limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2018 foi aprovado na AGO/E de 27 de abril de 2018. Em AGO/E de 29 de abril de 2019 foi aprovado novo limite global de remuneração de R\$6.889.

(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 março, foram de R\$51 e R\$2 (R\$49 e R\$2 em 31 de março de 2018) respectivamente. A remuneração média no 1º trimestre de 2019 foi de R\$17 (R\$17 no 1º trimestre de 2018).

Programa de Remuneração Variável (ILP)

A Companhia ofereceu aos seus executivos Programa de Remuneração Variável através do 1º programa de concessão de ações, denominada Incentivo de Longo Prazo (ILP), aprovado pela Controladora Energisa S/A em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 25 de abril de 2018, e regulamento aprovado em reunião do Conselho de Administração em 10 de maio de 2018. O Programa de concessões de ações, têm 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 23.577 units, a ser baseado em um valor definido para cada nível levando em consideração o desempenho individual, a ser consignado no contrato de concessão de ações, de acordo com o escopo de cada executivo. Ao programa, 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 benefício visa atrair e reter pessoas chaves e premiá-las em função do seu desempenho, aliado às metas de desempenho da Companhia. O período de aquisição do direito (vesting) são de 3 anos, a partir da data da outorga em 02 de maio de 2018.

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. Não há opções exercíveis ou expiradas em 31 de março de 2019.

Premissas e cálculo do valor justo das Ações Outorgadas

Para determinação do valor justo foram utilizadas as seguintes premissas:

	1º programa ILP
Método de Cálculo	Monte Carlo
Total de opções de ações outorgadas	19.883
Prazo de carência	3 anos
Taxa de juros livre de risco ^(a)	8,2%
Volatilidade ^(b)	25,61%
Valor justo na data da outorga	R\$ 27,65

(a) Taxa de juros = 8,2% (projeção da DI com prazo de vencimento equivalente ao fim da carência do Programa - DI1J2021).

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

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

No período findo em 31 de março de 2019 foram reconhecidos R\$23, decorrente do Plano de Outorga de Opção de Ações na demonstração do resultado do exercício, na rubrica de custos e despesas operacionais em contrapartida a reserva de capital no patrimônio líquido.

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

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

	31/03/2019	31/12/2018
Ativo		
Prejuízos fiscais	-	1.315
Diferenças temporais:		
Imposto de renda	108.135	109.013
Contribuição social sobre o lucro líquido	38.929	39.245
Total	147.064	149.573
Passivo		
Diferenças temporais:		
Imposto de renda	60.148	57.672
Contribuição social sobre o lucro líquido	21.653	20.762
Total	81.801	78.434
Total líquido - ativo não circulante	65.263	71.139

As diferenças temporárias são como segue:

	31/03/2019		31/12/2018	
	Base de cálculo	IRPJ + CSLL	Base de cálculo	IRPJ + CSLL
Prejuízos fiscais	-	-	5.259	1.315
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórias	150.418	51.142	151.717	51.584
Amortização do ágio	94.199	32.028	96.891	32.943
Outras provisões (PEE; P&D; honorários e outras)	101.988	34.675	95.492	32.467
Provisão para perdas esperadas de crédito de liquidação duvidosa (PPECLD)	54.659	18.584	50.329	17.112
Outras adições temporárias	14.326	4.870	15.307	5.202
Marcação a mercado - dívida	4.246	1.444	12.622	4.291
Ajuste a valor presente	6.231	2.119	7.436	2.529
Provisão ajuste atuarial	6.475	2.202	6.264	2.130
Marcação a mercado - derivativo	(29.692)	(10.095)	(31.286)	(10.637)
Parcela do VNR do ativo financeiro	(210.901)	(71.706)	(199.404)	(67.797)
Total - Ativo não Circulante	191.949	65.263	210.627	71.139

A realização dos créditos fiscais diferidos são como segue:

Exercício	Realização dos créditos fiscais
2019	6.060
2020	7.277
2021	14.585
2022	15.774
2023	26.586
2024	19.823
2025 a 2027	56.959
Total	147.064

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

Alíquota efetiva	31/03/2019	31/03/2018
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	146.972	57.867
Alíquotas fiscais combinadas	34%	34%
Imposto de renda e da contribuição social calculadas às alíquotas fiscais	(49.970)	(19.675)
Incentivos fiscais	781	75
Outras exclusões / (adições)	773	4
Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro	(48.416)	(19.596)
Alíquota efetiva	32,94%	33,86%

13. Ativo financeiro indenizável da concessão

A Lei nº 12.783/13 determinou a metodologia que deve ser adotada na indenização dos ativos de geração, transmissão e distribuição ao final da concessão, o VNR - Valor novo de reposição.

No entendimento da Administração da Companhia, este fato alterou as condições contratuais da concessão relacionadas à forma de remunerar as distribuidoras de energia elétrica, pelos investimentos realizados na infraestrutura vinculados à prestação de serviços outorgados, que até o exercício de 2011, era reconhecido pelo custo histórico.

Em novembro de 2015 a ANEEL através da Resolução Normativa nº 686/2015, aprovou a revisão do Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Revisão Tarifária (PRORET) da Base de Remuneração Regulatória (BRR), onde

determinou que a base de remuneração fosse atualizada pela aplicação do IPCA, tendo a Companhia adotado para reconhecimento do VNR - Valor Novo de Reposição.

A remuneração do ativo financeiro indenizável da concessão relativa ao período findo em 31 de março de 2019, foi registrada em receitas operacionais como ativo financeiro indenizável da concessão no montante de R\$11.508 (R\$31.987 em 31 de março de 2018).

Segue as movimentações ocorridas nos exercícios:

	31/03/2019	31/12/2018
Saldo inicial - 31/12/2018 e 31/12/2017	915.844	704.613
Adições no período ⁽¹⁾	11.861	140.188
Baixas no período	(253)	(9.587)
Receita operacional - ativo financeiro indenizável da concessão ⁽²⁾	11.508	80.630
Saldo final - 31/03/2019 e 31/12/2018	938.960	915.844

- (1) Transferência do ativo contratual - infraestrutura em construção e intangível em curso para o ativo financeiro indenizável da concessão.
- (2) Os ativos são atualizados pela variação mensal do IPCA, índice de remuneração utilizado pelo regulador nos processos de revisão tarifário, a melhor expectativa da Administração e no histórico de glosas em homologações anteriores, o que reflete a melhor estimativa de valor justo do ativo.

14. Investimentos

A Companhia mantém ativos não remunerados destinados à locação.

	31/03/2019	31/12/2018
Saldo inicial -31/12/2018 e 31/12/2017	533	523
Adição	-	34
Depreciação acumulada	-	(24)
Saldo final - 31/03/2019 e 31/12/2018	533	533
Edificações, obras civis e benfeitorias	521	521
Terrenos	12	12

15. Imobilizado, Intangível e Ativo contratual - infraestrutura em construção

	31/03/2019	31/12/2018
Imobilizado	9.407	9.683
Intangível - contrato de concessão ⁽¹⁾	686.739	690.864
Ativo contratual - infraestrutura em construção	123.581	95.106
Total	819.727	795.653

- (1) Refere-se à parcela da infraestrutura utilizada na concessão da distribuição de energia elétrica a ser recuperada pelas tarifas durante o prazo da concessão.

	Taxa média de depreciação (%)	Saldo 31/12/2018	Adoção Inicial CPC 06 (R2)	Adição	Transferências	Baixas (1)	Amortização ou Depreciação (2)	Saldo 31/03/2019
Intangível Em Serviço								
Custo	4,51%	2.611.322	-	-	13.859	(4.055)	-	2.621.126
Amortização Acumulada		(1.659.784)	-	-	-	3.583	(32.212)	(1.688.413)
Subtotal		951.538	-	-	13.859	(472)	(32.212)	932.713
Direito de Uso - Imóveis (3)								
Custo		-	6.718	-	-	-	-	6.718
Amortização Acumulada		-	-	-	-	-	(318)	(318)
Subtotal		-	6.718	-	-	-	(318)	6.400
Obrigações vinculadas à concessão								
Em Serviço								
Custo	3,83%	796.445	-	-	419	-	-	796.864
Amortização Acumulada		(535.771)	-	-	-	-	(8.719)	(544.490)
Subtotal		260.674	-	-	419	-	(8.719)	252.374
Total Intangível		690.864	6.718	-	13.440	(472)	(23.811)	686.739
Ativo contratual - infraestrutura em construção								
Em construção		105.451	-	57.147	(13.859)	(12.656)	-	136.083
Obrigações Vinculadas à Concessão								
Em construção		10.345	-	3.371	(419)	(795)	-	12.502
Total do ativo contratual - infraestrutura em construção (4)		95.106	-	53.776	(13.440)	(11.861)	-	123.581
Imobilizado em Serviço								
Custo								
Máquinas e Equipamentos	16,46%	39.012	-	-	312	-	-	39.324
Móveis e utensílios	6,25%	7.187	-	-	28	-	-	7.215
Total do imobilizado em serviço		46.199	-	-	340	-	-	46.539
Depreciação acumulada								
Máquinas e Equipamentos		(31.911)	-	-	-	-	(530)	(32.441)
Móveis e utensílios		(4.605)	-	-	-	-	(86)	(4.691)
Total Depreciação acumulada		(36.516)	-	-	-	-	(616)	(37.132)
Subtotal Imobilizado		9.683	-	-	340	-	(616)	9.407
Imobilizado em curso		-	-	340	(340)	-	-	-
Total do Imobilizado		9.683	-	340	-	-	(616)	9.407
Total Ativo Intangível e Imobilizado		795.653	6.718	54.116	-	(12.333)	(24.427)	819.727

- (1) Das baixas no montante de R\$12.333, R\$11.861 refere-se a transferência do ativo intangível líquido das obrigações especiais para o ativo financeiro indenizável da concessão e R\$472 referem-se às baixas realizadas no período, inicialmente contabilizadas nas Ordens de desativação - ODD, e ao final do processo os valores são transferidos para a demonstração do resultado do período na rubrica de outras receitas (despesas) operacionais.

“O montante transferido do ativo contratual da infraestrutura em construção, líquido das obrigações especiais, para o Ativo financeiro indenizável da concessão de R\$11.861 (R\$140.188 em 31 de dezembro de 2018), corresponde a parcela bifurcada do ativo intangível 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)”.

- (2) A Companhia registrou no período, crédito de PIS e COFINS sobre amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$852 (R\$6.117 em 31 de dezembro de 2018).

Do total de depreciação de R\$24.427 R\$318 refere-se a amortização do direito de uso referente a adoção do CPC 06 (R2) a partir de 01 de janeiro de 2018.

- (3) Os 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.
- (4) 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.

	Taxa média de depreciação (%)	31/12/2017	Adição	Transferências	Baixas (1)	Amortização/ Depreciação (2)	31/12/2018
Em Serviço							
Custo	4,33%	2.582.683	-	73.899	(45.260)	-	2.611.322
Amortização Acumulada		(1.605.267)	-	35.827	30.777	(121.121)	(1.659.784)
Subtotal		977.416	-	109.726	(14.483)	(121.121)	951.538
Obrigações vinculadas à concessão							
Em Serviço							
Custo	3,81%	732.659	-	63.786	-	-	796.445
Amortização Acumulada		(510.926)	-	(433)	-	(24.412)	(535.771)
Subtotal		221.733	-	63.353	-	(24.412)	260.674
Total Intangível		755.683	-	46.373	(14.483)	(96.709)	690.864
Ativo contratual - infraestrutura em construção (3)							
Em construção		68.436	242.497	(110.159)	(95.323)	-	105.451
Obrigações Vinculadas à Concessão							
Em construção		4.248	25.018	(63.786)	44.865	-	10.345
Total do ativo contratual - infraestrutura em construção		64.188	217.479	(46.373)	(140.188)	-	95.106
Imobilizado em Serviço							
Custo							
Máquinas e Equipamentos	16,53%	-	-	39.012	-	-	39.012
Móveis e utensílios	6,25%	-	443	6.744	-	-	7.187
Total do imobilizado em serviço		-	443	45.756	-	-	46.199
Depreciação acumulada							
Máquinas e Equipamentos		-	-	(31.077)	-	(834)	(31.911)
Móveis e utensílios		-	-	(4.469)	-	(136)	(4.605)
Total Depreciação acumulada		-	-	(35.546)	-	(970)	(36.516)
Subtotal Imobilizado		-	443	10.210	-	(970)	9.683
Imobilizado em curso		-	10.210	(10.210)	-	-	-
Total do Imobilizado		-	10.653	-	-	(970)	9.683
Total		819.871	228.132	-	(154.671)	(97.679)	795.653

- (1) Das baixas no montante de R\$154.671, R\$140.188 refere-se a transferência do ativo intangível líquido das obrigações especiais para o ativo financeiro indenizável da concessão e R\$14.483 referem-se às baixas realizadas no período, inicialmente contabilizadas nas Ordens de desativação - ODD, e ao final do processo os valores são transferidos para a demonstração do resultado do período na rubrica de outras receitas (despesas) operacionais.

“O montante transferido do ativo contratual da infraestrutura em construção, líquido das obrigações especiais, para o Ativo financeiro indenizável da concessão de R\$140.188 (R\$73.781 em 2017), corresponde a parcela bifurcada do ativo intangível 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)”.

- (2) A Companhia registrou no exercício, crédito de PIS e COFINS sobre amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$6.117 (R\$7.208 em 2017) e R\$24 referente à depreciação dos bens de uso futuro.
- (3) 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.

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 intangível está sendo realizada de acordo com as taxas da Resolução Normativa da ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015, limitada ao prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada foi de 4,51% (4,33% em 31 de dezembro de 2018).

O saldo do intangível e do Ativo financeiro indenizável da concessão está reduzido pelas obrigações vinculadas a concessão, que são representadas por:

	31/03/2019	31/12/2018
Contribuição do consumidor ⁽¹⁾	739.497	736.127
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	(544.490)	(535.771)
Total	390.382	395.731
Alocação:		
Ativo financeiro indenizável da concessão	125.506	124.712
Infraestrutura - Intangível em serviço	252.374	260.674
Ativo contratual - infraestrutura em construção e Intangível em curso	12.502	10.345
Total	390.382	395.731

(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.

Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

A Companhia passou pelo 4º ciclo de revisão tarifária e os valores decorrentes da Receita de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente, a partir de novembro de 2017, passaram a ser apropriados em passivos financeiros setoriais - devoluções tarifárias conforme determina a Resolução Normativa nº 660 de 28 de abril de 2015 e o despacho da ANEEL nº 245 de 28 de janeiro de 2016.

16. Fornecedores

	31/03/2019	31/12/2018
CCEE ⁽³⁾	103.103	19.008
Contrato bilateral ⁽¹⁾	155.601	132.858
Uso do sistema de transmissão/distribuição ⁽¹⁾	1.008	738
Encargos do Serviço do Sistema	1.477	1.590
Materiais, serviços e outros ⁽²⁾	53.228	55.132
Total	314.417	209.326
Circulante	302.507	198.061
Não circulante	11.910	11.265

(1) Refere-se à aquisição de energia elétrica de geradores, uso da rede básica e uso do sistema de distribuição, cujo prazo médio de liquidação é de 25 dias.

(2) 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.

(3) O Incremento do custo de energia na CCEE foi influenciado pelos baixos níveis dos reservatórios no Sistema Interligado Nacional (SIN), devido à diminuição do volume de chuvas no início deste ano. Em consequência, o PLD atingiu valores expressivos, com média de R\$ 213,97/MWh entre submercados neste primeiro trimestre, contra média de 70,16/MWh em dez/2018, o que corresponde a um aumento de 205% no exercício.

O impacto negativo que vem afetando as distribuidoras é decorrente da Exposição Financeira de Submercado, calculada proporcional a quantidade de CCEAR's, CCGF e Cota ANGRA de todas distribuidoras e que tem sido bem negativo.

17. Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

O saldo dos empréstimos e financiamentos são demonstrados pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado usando o método da taxa efetiva de juros.

	31/03/2019	31/12/2018
Empréstimos e Financiamentos - moeda nacional	509.154	509.152
Empréstimos e financiamentos - moeda estrangeira	179.140	178.133
Encargos de dívidas - moeda nacional	2.627	2.766
Encargos de dívidas - moeda estrangeira	680	733
Custos a amortizar - Moeda Estrang.	(702)	(757)
Marcação a mercado de dívidas	(2.278)	1.573
Total	688.621	691.600
Circulante	3.086	3.277
Não Circulante	685.535	688.323

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

Operação	Total		Encargos	Vencimento	Periodicidade Amortização	(Taxa efetiva de juros) (3)	Garantias (*)
	31/03/2019	31/12/2018	Financeiros Anuais				
FIDC Grupo Energisa IV - 1ª Série	291.336	291.414	TR + 7,00% a.a.	out/34	Mensal a partir de out/29	1,71%	R
FIDC Grupo Energisa IV - 2ª Série	220.445	220.504	CDI + 0,70% a.a.	abr/31	Mensal a partir de abr/21	1,68%	R
Total em Moeda Nacional	511.781	511.918					
Loan Citi - 4131 (1)	56.488	56.189	Libor + 1,70% a.a.	mai/22	Anual após 2021	3,68%	A
Loan Citi EDC- 4131 (1)	56.453	56.152	Libor + 1,80% a.a.	mai/22	Anual após 2021	3,71%	A
Loan Citi - 4131 (1)	66.879	66.525	Libor + 0,825% a.a.	set/21	Final	3,47%	A
Custo de captação incorrido na contratação	(702)	(757)	-	-	-	-	-
Marcação à Mercado de Dívida (2)	(2.278)	1.573	-	-	-	-	-
Total em Moeda Estrangeira	176.840	179.682					
Total EMS	688.621	691.600					

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

- (1) Os contratos junto ao Loan Citibank possuem proteção de swap cambial e instrumentos financeiros derivativos e cláusulas restritivas que em geral requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos pela controladora Energisa S.A.. O descumprimento destes índices financeiros pode implicar 'em vencimento antecipado das dívidas. Em 31 de março de 2019, as exigências contratuais foram cumpridas. (vide nota explicativa nº 28)
- (2) Em 31 de março de 2019, 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 exercício findo 31 de março de 2019. 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.

Para garantia do pagamento das parcelas, a Companhia mantém aplicações financeiras no montante de R\$32.261 (R\$31.799 em 31 de dezembro de 2018), registrado na rubrica "Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados" no ativo.

A Companhia tem como prática alocar o pagamento de juros na atividade de financiamento na demonstração do fluxo de caixa.

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

Moeda/indicadores	31/03/2019	31/12/2018
US\$ x R\$	0,57%	17,13%
TJLP	1,71%	6,72%
SELIC	1,51%	6,43%
CDI	1,51%	6,42%
IPCA	1,51%	3,75%
LIBOR	2,69%	2,34%
TR	0,00%	0,00%

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

	31/03/2019
2021	133.900
2022	77.205
2023	21.930
Após 2023	452.500
Total	685.535

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	31/03/2019	31/12/2018
Saldo inicial - 31/12/2018 e 31/12/2017	691.600	739.735
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	-	70.000
Encargos de dívidas - juros, custos e variação monetária e cambial	11.462	57.502
Marcação a Mercado das Dívidas	(3.851)	1.629
Pagamento de principal	-	(134.611)
Pagamento de juros	(10.590)	(42.655)
Saldo final - 31/03/2019 e 31/12/2018	688.621	691.600
Circulante	3.086	3.277
Não circulante	685.535	688.323

Os custos de captações dos financiamentos a serem amortizados nos exercícios subsequentes são:

Contratos	2019	2020	2021 em diante	Total
Loan Citibank	150	199	282	631
Banco Citibank - EDC	17	22	32	71
Total	167	221	314	702

18. Debêntures (não conversíveis em ações)

O saldo de debêntures e demais componentes a elas relacionados, são:

Descrição	31/03/2019	31/12/2018
Debentures - moeda nacional	762.567	766.978
Custos de captação	(4.142)	(4.459)
Marcação à Mercado de Dívida	6.524	11.049
Total	764.949	773.568
Circulante	5.381	11.893
Não Circulante	759.568	761.675

Operações	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos / circulação	Rendimentos	Vencimento	Amortização	Taxa efetiva de juros
	31/03/2019	31/12/2018						
Debentures 8ª Emissão	300.795	305.689	19/07/2017	30.000 / 30.000	107,50% CDI	set / 22	Semestral	1,62%
Debentures 9ª Emissão 1ª Série	11.603	11.342	31/10/2017	10.762 / 10.762	IPCA+4,4885% a.a.	out / 22	Final	2,61%
Debentures 9ª Emissão 2ª Série	2.164	2.115	31/10/2017	2.006 / 2.006	IPCA+4,7110% a.a.	out / 24	Final	2,67%
Debentures 9ª Emissão 3ª Série	4.035	3.939	31/10/2017	3.733 / 3.733	IPCA+5,1074% a.a.	out / 27	Final	2,76%
Debentures 9ª Emissão 4ª Série	135.500	133.325	31/10/2017	131.499 / 131.499	107,75% CDI	out / 22	Anual após out/20	1,63%
Debentures 10ª Emissão	151.196	154.008	15/02/2018	15.000 / 15.000	CDI +0,95%	fev / 21	Final	1,75%
Debentures 11ª Emissão	157.274	156.560	19/10/2018	155.000 / 155.000	IPCA+5,0797% a.a.	set / 25	Anual após set/23	2,76%
Custos de captação	(4.142)	(4.459)						
Marcação à Mercado de Dívida	6.524	11.049						
Total	764.949	773.568						

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos pela controladora Energisa S.A.. O descumprimento destes índices financeiros pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 28). Em 31 de março de 2019, as exigências contratuais foram cumpridas.

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

	31/03/2019
2020	143.040
2021	293.100
2022	154.939
2023	54.044
Após 2023	114.445
Total	759.568

Seguem as movimentações ocorridas no período:

Descrição	31/03/2019	31/12/2018
Saldo inicial - 31/12/2018 e 31/12/2017	773.568	453.778
Novas emissões de debêntures	-	303.295
Encargos de dívidas - juros, custos e variação monetária e cambial	17.621	44.059
Marcação a Mercado das Dívidas	(4.525)	11.049
Custos apropriados	(5)	(3.213)
Pagamento de juros	(21.710)	(35.400)
Saldo final - 31/03/2019 e 31/12/2018	764.949	773.568
Circulante	5.381	11.893
Não circulante	759.568	761.675

Os custos de captações das debêntures a serem amortizados nos exercícios subsequentes são:

Contratos	2019	2020	2021 em diante	Total
Debêntures 8ª Emissão	137	182	319	638
Debêntures 9ª Emissão 1ª Série	15	19	36	70
Debêntures 9ª Emissão 2ª Série	2	3	9	14
Debêntures 9ª Emissão 3ª Série	3	3	23	29
Debêntures 9ª Emissão 4ª Série	203	214	359	776
Debêntures 10ª Emissão	322	400	64	786
Debêntures 11ª Emissão	279	292	1.258	1.829
Total	961	1.113	2.068	4.142

19. Arrendamentos operacionais

O CPC 06 (R2) estabelece os princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e evidência de arrendamentos e exige que os arrendatários contabilizem todos os arrendamentos sob um único modelo no balanço patrimonial, semelhante à contabilização de arrendamentos financeiros segundo o CPC 06 (R1). A norma inclui duas isenções de reconhecimento para arrendatários - arrendamentos de ativos de “baixo valor” (por exemplo, computadores pessoais) e arrendamentos de curto prazo (ou seja, com prazo de arrendamento de até 12 meses). Na data de início de um contrato de arrendamento, o arrendatário reconhecerá um passivo relativo aos pagamentos de arrendamento e um ativo que representa o direito de utilizar o ativo subjacente durante o prazo de arrendamento (ativo de direito de uso). Os arrendatários serão obrigados a reconhecer separadamente a despesa de juros sobre o passivo de arrendamento e a despesa de depreciação sobre o ativo de direito de uso. Os arrendatários também deverão reavaliar o passivo do arrendamento na ocorrência de determinados eventos (como por exemplo, uma mudança no prazo do arrendamento ou uma mudança nos pagamentos futuros do arrendamento como resultado da alteração de um índice ou taxa usada para determinar tais pagamentos). O arrendatário irá reconhecer o valor do incremento do passivo de arrendamento como um ajuste do ativo de direito de uso.

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.

Como arrendatária, a Companhia poderá aplicar a norma utilizando uma: - Abordagem retrospectiva; ou - Abordagem retrospectiva modificada com expedientes práticos opcionais. A Companhia aplicou o CPC 06 (R2) inicialmente em 1º de janeiro de 2019, utilizando a abordagem retrospectiva modificada. Portanto, o efeito cumulativo da adoção do CPC 06 (R2) será reconhecido como um ajuste ao saldo de abertura dos lucros acumulados em 1º de janeiro de 2019, sem atualização das informações comparativas.

No primeiro trimestre de 2019 a companhia aplicou os conceitos oriundos desta nova norma e os reflexos estão discriminados abaixo:

	Adoção Inicial em 01/01/2019	Amortização	Juros	Saldo em 31/03/2019
Arrendamentos operacionais	6.718	(400)	136	6.454
Total				6.454
Circulante				1.876
Não circulante				4.578

Em 31 de março de 2019, os valores de arrendamento operacional, classificados no passivo não circulante, têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2019
2020	732
2021	629
2022	327
2023	326
Após 2023	2.564
Total	4.578

20. Impostos e contribuições sociais

	31/03/2019	31/12/2018
Imposto s/circulação de mercadorias e serviços - ICMS (*)	52.506	44.566
Encargos sociais	9.620	4.620
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	23.841	10.664
Contribuição social s/o lucro líquido - CSLL	8.860	4.081
Contribuição ao PIS e a COFINS	22.436	16.280
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	653	1.061
ISS	615	799
Outros	760	1.369
Total	119.291	83.440
Circulante	101.404	66.839
Não circulante	17.887	16.601

(*) Inclui R\$3.072 (R\$1.810 em 31 de dezembro de 2018), referente ao ICMS incidente sobre a TUSD suspenso por liminares (vide nota explicativa nº 6).

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

Uma provisão é reconhecida no momento em que a obrigação for considerada provável 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 perda não seja mais considerada provável, ou baixada quando a obrigação for liquidada. Por sua natureza, os processos judiciais serão resolvidos quando um ou mais eventos futuros ocorrerem ou deixarem de ocorrer. Tipicamente, a ocorrência ou não de tais eventos não depende da atuação da Companhia e incertezas no ambiente legal envolve o exercício de estimativas e julgamentos significativos da Administração quanto aos resultados dos eventos futuros.

Segue demonstrativo da movimentação das provisões:

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	31/03/2019	31/12/2018
Saldo inicial - 31/12/2018 e 31/12/2017	115.318	33.018	214	3.167	151.717	174.666
Constituições de provisões	9.632	4.355	-	-	13.987	57.950
Reversões de provisões	(8.739)	(1.323)	(4)	-	(10.066)	(12.095)
Pagamentos realizados	(4.907)	(1.529)	-	-	(6.436)	(75.174)
Atualização monetária	889	275	(13)	65	1.216	6.370
Saldo final - 31/03/2019 e 31/12/2018	112.193	34.796	197	3.232	150.418	151.717
Cauções e depósitos vinculados (*)					(26.222)	(31.069)

(*) A Companhia possui cauções e depósitos vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$87.085 (R\$84.187 em 31 de dezembro de 2018). Desse total, R\$60.863 (R\$53.118 em 31 de dezembro de 2018) não possuem provisões para riscos em face do prognóstico de perda ser possível ou remoto.

Perdas prováveis:

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, reclamações de consumidores envolvendo débitos de energia.

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 descumprimento de preceito regulatório.

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

Perdas possíveis:

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

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	31/03/2019	31/12/2018
Saldo inicial - 31/12/2018 e 31/12/2017	53.040	449.627	63.329	565.996	420.136
Novos processos	2.618	2.097	-	4.715	35.733
Alterações	40	(40)	263	263	(51.503)
Mudança de prognósticos	(519)	(307)	683	(143)	162.798
Encerramento	(3.718)	(1.681)	-	(5.399)	(19.929)
Atualização monetária	418	3.688	708	4.815	18.761
Saldo final - 31/03/2019 e 31/12/2018	51.879	453.384	64.983	570.247	565.996

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

As ações judiciais de natureza cível, têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) indenizações por danos materiais e morais decorrentes de cobrança por irregularidades nos aparelhos de medição, (ii) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica em razão da incerteza de seu valor e (iii) ligação nova, entre outros.

Principais processos:

. Ação cível pública 00081923720034036000, no montante de R\$63.613 (R\$63.094 em 31 de dezembro de 2018), 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.

. Ação cível coletiva 00651268720144013800, no montante de R\$171.546 (R\$170.148 em 31 de dezembro de 2018), 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 00537238920164013400, no montante de R\$161.899 (R\$160.579 em 31 de dezembro de 2018), relacionada ao pleito de restituição de valores cobrados em faturas de energia elétrica, referentes a perdas técnicas e comerciais.

Fiscais

Ações de natureza fiscal e tributária envolvendo discussões sobre: 1) suspensão da exigibilidade do IRPJ e da CSLL sobre juros moratórios de pagamentos recebidos pela impetrante, bem como, sobre contas de energia elétrica pagas em atraso e sobre depósitos judiciais à disposição da Justiça Federal; e 2) a Receita Federal entende que o ressarcimento aos consumidores referente ao 1º ciclo da Revisão Tarifária com base na Notificação da ANEEL nº 119/2007 não tem como ser considerado, custos, despesas e nem tampouco encargo com capacidade de gerar créditos a serem descontados da base tributável de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS sobre o faturamento.

Principal processo:

. Auto de infração 10140720806201057, com montante envolvido de R\$49.436 (R\$48.692 em 31 de dezembro de 2018), 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. Taxas Regulamentares

	31/03/2019	31/12/2018
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	8.766	10.965
Taxa de fiscalização - ANEEL	326	326
Encargo Capacidade Emergencial - ECE	100	100
Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEEE	5	5
Total - Circulante	9.197	11.396

22.2. Obrigação do programa de eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento

O contrato de concessão da Companhia estabelece a obrigação de aplicar anualmente o montante de 1% da receita operacional líquida, em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico.

Segue demonstrativo das contribuições:

	31/03/2019	31/12/2018
Fundo Nacional Desenv. Científico Tecnológico - FNDCT	994	803
Ministério de Minas e Energia - MME	497	402
Programa Nacional de Cons. de Energia Elétrica - PROCEL	3.015	3.630
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	23.355	21.788
Programa de Eficiência Energética - PEE	17.740	16.623
Total	45.601	43.246
Circulante	24.531	20.481
Não circulante	21.070	22.765

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, enquanto a realização das obrigações por aquisição de ativo intangível tem como contrapartida Obrigações Especiais.

22.3. 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 período:

	31/03/2019	31/12/2018
Saldo inicial - 31/12/2018 e 31/12/2017	10.501	11.869
Adição	43	204
Atualização monetária e juros	(24)	691
Baixas - pagamentos	(371)	(2.263)
Saldo final - 31/03/2019 e 31/12/2018	10.149	10.501

23. Outros Passivos

	31/03/2019	31/12/2018
Credores diversos - consumidores	19.570	18.212
Convênio de arrecadação	1.770	1.417
Outras contas a pagar	2.851	2.397
Total	24.191	22.026
Circulante	21.239	21.282
Não circulante	2.952	744

24. Patrimônio líquido

24.1. Capital Social

O capital social subscrito e integralizado é de R\$616.732 (R\$616.732 em 2018) e está representado por 647.015 ações ordinárias (647.015 em 2018), todas nominativas sem valor nominal.

24.2. Dividendos

O Conselho de Administração da Companhia em reunião realizada em 22 de fevereiro de 2019, aprovou a distribuição de dividendos relativos ao exercício de 2018, apurados no balanço levantado pela Companhia em 31 de dezembro de 2018, no montante de R\$52.374, equivalentes a R\$80,9469834393 por ação ordinária do capital social. Os pagamentos foram efetuados em 26 de fevereiro de 2019.

25. Receita operacional

Receita Bruta	31/03/2019			31/03/2018		
	Fora do escopo dos auditores independentes		R\$	Fora do escopo dos auditores independentes		R\$
	Nº de consumidores	MWh		Nº de consumidores	MWh	
Residencial	836.714	557.803	399.813	830.849	500.288	313.941
Industrial	7.532	75.995	48.951	8.065	76.824	52.625
Comercial	78.945	289.512	197.953	80.103	274.026	170.262
Rural	88.691	145.488	79.891	89.582	139.240	67.370
Poder público	8.847	66.560	42.842	8.702	62.044	36.553
Iluminação pública	2.729	55.947	21.775	2.598	55.561	19.248
Serviço público	1.312	39.027	20.862	1.286	37.309	17.838
Consumo próprio	223	1.930	-	212	1.821	-
Subtotal	1.024.993	1.232.262	812.087	1.021.397	1.147.113	677.837
Suprimento de energia a concessionárias	-	10.320	66.090	-	32.027	22.676
Fornecimento não faturado líquido	-	(5.036)	(421)	-	875	(1.410)
Disponibilidade do sistema de transmissão e de distribuição	166	-	54.196	148	-	32.184
Receita de construção da infraestrutura ⁽¹⁾	-	-	42.832	-	-	42.627
Penalidades regulatórias	-	-	(4.497)	-	-	(3.216)
Outras receitas operacionais	-	-	5.232	-	-	5.304
Valor justo ativo financeiro indenizável da concessão	-	-	11.508	-	-	31.987
Constituição e amortização - CVA ativa e passiva	-	-	77.422	-	-	25.006
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	52.611	-	-	42.784
Total - receita operacional bruta	1.025.159	1.237.546	1.117.060	1.021.545	1.180.015	875.779
Deduções da receita operacional						
ICMS	-	-	165.011	-	-	132.855
PIS	-	-	17.410	-	-	13.119
COFINS	-	-	80.192	-	-	60.430
ISS	-	-	28	-	-	-
Deduções bandeiras tarifárias - CCRBT ⁽²⁾	-	-	12.672	-	-	(169)
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	3.476	-	-	2.617
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	84.368	-	-	68.844
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	3.476	-	-	2.617
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	-	-	979	-	-	751
Total - deduções receita operacional	-	-	367.612	-	-	281.064
Total - receita operacional líquida	1.025.159	1.237.546	749.448	1.021.545	1.180.015	594.715

(1) A 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. O acionamento da bandeira tarifária será sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com as informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, conforme a capacidade de geração de energia elétrica no país.

A ANEEL, através do Ofício nº 185 de 08 de abril de 2015, com alteração efetuada pelo Despacho nº 245 de 28 de janeiro de 2016, alterado pelo Despacho nº 4.356 de 22 de dezembro de 2017, estabeleceu novos procedimentos contábeis para registro das receitas adicionais das Bandeiras Tarifárias. Pela alteração proposta, os montantes das bandeiras passam a ser registrados na receita operacional.

As receitas auferidas pela Companhia referentes as Bandeiras Tarifárias no período findo em 31 de março de 2019, foram de R\$147 (R\$6.332 em 31 de março de 2018), tendo sido repassado à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, o montante de R\$12.672 (R\$169 em 31 de março de 2018). Dessa forma, o efeito líquido das Bandeiras Tarifárias no resultado do período findo em 31 de março de 2019 foi de R\$12.525 (R\$6.501 em 31 de março de 2018).

Para o mês de janeiro de 2019 e janeiro e fevereiro de 2018 a ANEEL já homologou os valores conforme abaixo:

Meses	Despacho	31/03/2019	31/03/2018
Janeiro	Nº 629 de 01 de março de 2019(Nº 516 de 06 de março de 2018)	(4)	(2.701)
Fevereiro	A ser homologado em abril de 2019 (Nº 728 de 02 de abril de 2018)	-	495
Março	A ser homologado em maio de 2019/2018	(12.668)	2.375
Total		(12.672)	169

26. Energia elétrica comprada para revenda

	MWH (**)		R\$	
	31/03/2019	31/03/2018	31/03/2019	31/03/2018
Energia de Itaipu - Binacional	227.597	216.891	58.275	47.003
Energia de Leilão	703.464	703.930	174.497	181.515
Energia Bilateral	59.841	49.649	13.585	12.951
Cotas de Angra - Resolução Normativa nº 530/2012	42.859	40.606	9.766	11.238
Energia de curto prazo - CCEE (*)	82.846	31.218	98.775	28.734
Cotas Garantia Física - Resolução Homologatória nº 1.410/2013	350.831	359.852	37.249	32.650
Programa Incentivo Fontes Alternativas Energia - PROINFA	25.074	24.354	11.814	9.760
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	(37.366)	(27.790)
Total	1.492.512	1.426.500	366.595	296.061

(*) Inclui, demais custos na CCEE tais como, efeitos dos CCEARs, liminares/ajuste de energia leilão, efeito de cotas de garantia física, efeito cotas de energia nuclear e exposição de cota Itaipu.

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

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	
			31/03/2019	31/12/2018
Riscos Operacionais	07/11/2020	90.000	940	940
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2020	90.000	608	608
Auto-Frota	23/10/2019	Até 360/veiculos	279	279
Vida em Grupo e Acidentes Pessoais (*)	31/12/2019	124.827	298	290
Transporte Nacional	04/04/2020	Até 2.000/transporte	16	26
Responsabilidade Civil Administradores e Diretores (D&O)	26/11/2019	50.000	48	48
Responsabilidade do Explorador ou Transporte Aéreo-R.E.T.A (Drones)	12/01/2020	289/drone	9	9
			2.198	2.200

(*) Importância Segurada relativa ao mês de Fev/2019 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 respectivos ganhos no resultado do período de R\$11.508 (R\$17.299 em 31 de março de 2018), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas na nota explicativas nº 13.

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

ATIVO	Nível	31/03/2019		31/12/2018	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Custo amortizado:					
Caixa e equivalentes de caixa		30.159	30.159	12.934	12.934
Consumidores e concessionárias		562.419	562.419	486.098	486.098
Ativos financeiros setoriais		371.857	371.857	330.278	330.278
		964.435	964.435	829.310	829.310
Valor justo por meio do resultado:					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	158.609	158.609	215.125	215.125
Ativo financeiro indenizável da concessão	3	938.960	938.960	915.844	915.844
Instrumentos financeiros derivativos	2	36.456	36.456	37.829	37.829
		1.134.025	1.134.025	1.168.798	1.168.798

PASSIVO	Nível	31/03/2019		31/12/2018	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Custo amortizado:					
Fornecedores		314.417	314.417	209.326	209.326
Empréstimos e financiamentos, encargos de dívidas e debêntures		1.453.570	1.455.596	1.465.168	1.468.285
Passivos financeiros setoriais		213.209	213.209	249.070	249.070
Incorporação de redes		10.149	10.149	10.501	10.501
		1.991.345	1.993.371	1.934.065	1.937.182
Valor justo por meio do resultado:					
Instrumentos financeiros derivativos	2	6.764	6.764	6.543	6.543
		6.764	6.764	6.543	6.543

Derivativos

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

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

direcionamento do mercado.

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

Hedge Accounting

Em 01 de julho de 2015, a Companhia efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo “swap” (instrumento de “hedge”) para troca de variação cambial e juros, para variação do CDI como “hedge accounting”. Em 31 de março de 2019 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\$4.525 e reconhecido no resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado

Fair Value Option

A Companhia optou pela designação formal de novas operações de dívidas contratadas no terceiro trimestre de 2019, para as quais a Companhia possui instrumentos financeiros derivativos de proteção do tipo “swap” para troca de variação cambial e juros, como mensuradas ao valor justo. A opção pelo valor justo (“Fair Value Option”) tem o intuito de eliminar ou reduzir uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento de determinados passivos, no qual de outra forma, surgiria. Assim, tanto os “swaps” quanto as respectivas dívidas passam a ser mensuradas ao valor justo e tal opção é irrevogável, bem como deve ser efetuada apenas no registro contábil inicial da operação. Em 31 de março de 2019, tais dívidas e derivativos, assim como os demais ativos e passivos mensurados ao valor justo por meio do resultado tem quaisquer ganhos ou perdas resultantes de sua re-mensuração reconhecidos no resultado da Companhia.

Durante o período, o valor contábil das dívidas designadas como “Fair Value Option” foi impactado em R\$3.851 (R\$710 em 31 de março de 2018) 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 dos exercícios são:

	31/03/2019	31/12/2018
Dívida (1)	1.453.570	1.465.168
Caixa e equivalentes de caixa	(30.159)	(12.934)
Dívida líquida	1.423.411	1.452.234
Patrimônio líquido (2)	874.838	828.633
Índice de endividamento líquido	1,63	1,75

(1) 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, nº 17 e nº 18.

(2) O patrimônio líquido inclui todo o capital e as reservas da Companhia, gerenciados como capital.

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		302.507				11.910	314.417
Empréstimos, financiamentos, encargos de	7,10%	40.570	52.270	779.878	699.846	532.716	2.105.28
Instrumentos Financeiros Derivativos		2.872	3.335	85	(17.315)	(18.669)	(29.692)
Total		345.949	55.605	779.963	682.531	525.957	2.390.0

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. Constituído no primeiro trimestre de 2010, o Comitê de Auditoria do Conselho de Administração tem a função de supervisionar se a administração do Grupo vem seguindo as regras e princípios estabelecidos na política.

O risco de crédito é representado por contas a receber, 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 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.

Exposição a riscos de crédito

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito, conforme apresentado abaixo:

	Nota	31/03/2019	31/12/2018
Caixa e equivalentes de caixa	5.1	30.159	12.934
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	5.2	158.609	215.125
Consumidores e concessionárias	6	562.419	486.098
Ativo financeiro indenizável da concessão	13	938.960	915.844
Ativos financeiros setoriais	9	371.857	330.278
Instrumentos financeiros derivativos	27	36.456	37.829

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 as variações dos passivos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente ao dólar norte-americano. A taxa de câmbio do dólar norte-americano encerrou o período findo em 31 de março de 2019 com alta de 0,57% sobre 31 de dezembro de 2018, cotado a R\$3,8967/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 31 de março de 2019 era de 20,83%, enquanto em 31 de dezembro de 2018 era de 14,34%.

Do montante das dívidas bancárias e de emissões da Companhia em 31 de março de 2019, de R\$1.464.868 (R\$1.470.384 em 31 de dezembro de 2018), R\$177.542 (R\$180.439 em 31 de dezembro de 2018) estão representados em dólares conforme nota explicativa nº 17. As operações que possuem proteção cambial e os respectivos instrumentos financeiros utilizados estão detalhadas abaixo.

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

No balanço patrimonial de 31 de março de 2019 a Companhia apresenta, R\$36.456 (R\$37.829 em 31 de dezembro de 2018) no ativo não circulante, R\$6.207 (R\$5.778 em 31 de dezembro de 2018) no passivo circulante, R\$557 (R\$765 em 31 de dezembro de 2018) no passivo não circulante a título de marcação a mercado e instrumentos financeiros derivativos atrelados ao câmbio e aos juros, originados da combinação de fatores usualmente adotados para precificação a mercado de instrumentos dessa natureza, como volatilidade, cupom cambial, taxa de juros e cotação do dólar. Não se trata de valores materializados, pois refletem os valores da reversão dos derivativos na data de apuração, o que não corresponde ao objetivo de proteção das operações de “hedge” e não reflete a expectativa da Administração.

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

Operação	Notional (USD)	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 Value Option
Resolução 4131 - Citibank	14.429	(Libor + 1,80%)	CDI + 1,55%	26/05/2022	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	17.115	(Libor + 0,82) x 117,65%	CDI + 0,80%	08/09/2021	Fair Value Option

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

Operação	Notional (BRL)	Custo Financeiro (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta Ativa	Ponta Passiva		
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 31 de dezembro de 2018:

Fair Value Option	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	31/03/2019	31/12/2018		31/03/2019	31/12/2018
Dívida designada para “Fair Value Option”	160.000	160.000	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(180.772)	(180.370)
Swap Cambial (Derivativo)	160.000	160.000	Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	180.772	180.370
			Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(160.866)	(160.969)
			Posição Líquida Swap	19.906	19.401
			Posição Líquida Dívida + Swap	(160.866)	(160.969)

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	
	31/03/2019	31/12/2018		31/03/2019	31/12/2018
Dívida (Objeto de	171.501	171.501	Taxa Pré-Fixada	(182.113)	(185.469)
Swap de Juros (Instrumento de	171.501	171.501	Posição Ativa		
			Taxa Pré-Fixada	182.113	185.469
			Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(172.327)	(173.584)
			Posição Líquida Swap	9.786	11.885
			Posição Líquida Dívida + Swap	(172.327)	(173.584)

(*) 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 31 de março de 2019 e 31 de dezembro de 2018 foi apurado com base nas cotações de mercado para contratos com condições similares. Suas variações estão diretamente associadas às variações dos saldos das dívidas relacionadas na nota explicativa nº 17 e ao bom desempenho dos mecanismos de proteção utilizados, descritos acima. A Companhia não tem por objetivo liquidar esses contratos antes dos seus vencimentos, bem como possuem expectativa distinta quanto aos resultados apresentados como valor justo conforme abaixo demonstrado. Para uma perfeita gestão, é procedido monitoramento diário, com o intuito de preservar menores riscos e melhores resultados financeiros.

A Marcação a Mercado (MtM) das operações da Companhia foi calculada utilizando metodologia geralmente empregada e conhecida pelo mercado. A metodologia consiste basicamente em calcular o valor futuro das operações, utilizando as taxas acordadas em cada contrato, descontando a valor presente pelas taxas de mercado. No caso das opções, é utilizado para cálculo do MtM uma variante da fórmula de Black & Scholes, destinada ao cálculo do prêmio de opções sobre moeda. Os dados utilizados nesses cálculos foram obtidos de

fontes consideradas confiáveis. As taxas de mercado, como a taxa Pré e o Cupom de Dólar, foram obtidas diretamente do site da BM&F (Taxas de Mercado para Swaps). A taxa de câmbio (Ptax) foi obtida do site do Banco Central. No caso das opções, as volatilidades implícitas de dólar também foram obtidas na BM&F.

Análise de Sensibilidade

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

a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 31 de março de 2019, com a simulação dos efeitos nas demonstrações 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 trimestrais)

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração)	Cenário III (Deterioração)
Dívida Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(160.000)		(137.471)	(177.032)	(216.593)
Varição Dívida	-		22.529	(17.032)	(56.593)
Swap Cambial					
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - USD e LIBOR	180.772		158.243	197.804	237.365
Varição - USD e LIBOR	-		(22.529)	17.032	56.593
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa de Juros CDI	(160.866)	Alta US\$	(160.866)	(160.866)	(160.866)
Varição - Taxa de Juros CDI	-		-	-	-
Subtotal	19.906		(2.623)	36.938	76.499
Total Líquido	(140.094)		(140.094)	(140.094)	(140.094)

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

Os derivativos no “Cenário Provável”, calculados com base na análise líquida das operações acima apresentadas até o vencimento das mesmas, ajustadas a valor presente pela taxa prefixada brasileira em reais para 31 de março de 2019, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente negativo de R\$140.094 que serve para mostrar a efetividade da mitigação das variações cambiais adversas das dívidas existentes. Neste sentido, quanto maior a deterioração do câmbio (variável de risco considerada), maiores serão os resultados positivos dos swaps. Por outro lado, com os cenários de deterioração do real frente ao dólar, de 25% e 50%, o valor presente seria negativo de R\$140.094 em ambos os casos.

b) Variação das taxas de juros

Considerando a manutenção da exposição às taxas de juros de 31 de março de 2019, com a simulação dos efeitos nas demonstrações 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 trimestrais):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Local - Taxa de	171.501		171.501	171.501	171.501
Varição Dívida	-		-	-	-
Swap de Juros					
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros	182.113		182.113	182.113	182.113
Varição - Taxa de Juros	-		-	-	-
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros	(172.327)	Alta CDI	(172.327)	(187.794)	(203.128)
Varição - CDI + TJLP	-		-	(15.467)	(30.801)
Subtotal	9.786		9.786	(5.681)	(21.015)
Total Líquido	181.287		181.287	165.820	150.486

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 31 de março de 2019 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 1,51%, Selic = 1,51 %, TJLP = 1,71 % 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	171.977	Alta do CDI	11.179	13.974	16.769
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(160.866)	Alta do CDI	(10.456)	(13.070)	(15.684)
Empréstimos, financiamentos e debêntures.	(807.936)	Alta do CDI	(52.516)	(65.645)	(78.774)
	(181.600)	Alta do IPCA	(2.742)	(3.428)	(4.113)
	(291.336)	Alta do TR	-	-	-
Subtotal (**)	(1.441.738)		(65.714)	(82.143)	(98.571)
Total (Perdas)	(1.269.761)		(54.535)	(68.169)	(81.802)

(*) Considera o CDI de 31 de março de 2020 (6,50 % ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 31 de março de 2019, IPCA 1,51 % ao ano e TR 0% ao ano.

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$23.130.

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.

O plano de benefício definido I e o plano de contribuição variável II mantidos pela Energisa MS eram administrados até agosto de 2018 pela Fundação Enersul, entidade fechada de previdência complementar autorizada a funcionar pela Portaria MPAS/GM Nº 4.442, de 14.04.89 nos termos da Lei Nº 6.435/77 e do Decreto Nº 81.240/78, incorporada naquela data, mediante Portaria Autorizativa PREVIC Nº 277 de 02/04/2018, pela EnergisaPrev - Fundação Energisa de Previdência, entidade fechada de previdência complementar, multipatrocinada, constituída como fundação, sem fins lucrativos, com autonomia administrativa e financeira, com funcionamento autorizado pela Portaria nº 47, de 24/10/2003, do Ministério da Previdência Social - Secretaria de Previdência Complementar.

A Companhia reconheceu como despesa referente aos planos de contribuição definida o montante de R\$1.037 (R\$1.005 em 31 de março de 2018)

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 pela Variação dos Custos Médicos e Hospitalares -VCMH.

A Companhia participa do custeio de planos de saúde a seus empregados, administrados por operadoras reguladas pela ANS. No caso de rescisão e/ou aposentadoria, os empregados podem permanecer no plano desde que assumam a totalidade do custeio. No período findo em 31 de março de 2019 as despesas com o plano de saúde foram de R\$3.730 (R\$4.171 em 31 de março de 2018).

30. Compromissos

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

Contrato de compra de energia (*)					
Vigência	2019	2020	2021	2022	Após 2022
2019 a 2053	622.235	777.510	784.499	736.445	15.539.708

(*) 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 do período de 31 de março de 2019 e foram homologados pela ANEEL.

31. Informações adicionais aos fluxos de caixa

Em 31 de março de 2019 e 31 de dezembro de 2018 as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são:

	31/03/2019	31/12/2018
Atividades operacionais		
Contas a receber da concessão - Bifurcação de ativos	11.861	140.188
Contas a receber da concessão - Valor justo ativo indenizável	11.508	80.630
Incorporação de rede - transferência para obrigações especiais	43	304
Fornecedores	19.287	18.902
Atividades de investimentos		
Obrigações especiais - transferência de incorporação de rede	43	304
Aquisição de intangível em processo de pagamento	19.287	18.902

32. Evento subsequente

32.1. Reajuste tarifário:

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.525, de 02 de abril de 2019, aprovou o reajuste tarifário da Companhia, em vigor a partir de 08 de abril de 2019, cujo impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi de 12,39%.

32.2. Bandeira tarifária:

A Aneel definiu a aplicação da Bandeira Verde para o mês de abril e Bandeira Amarela para o mês de maio de 2019, resultado de análises do cenário hidrológico do país.

32.3. Empréstimo contratado:

Em 07 de maio de 2019 a Companhia captou junto ao Bank of América Merrill Linch, R\$50.000 em moeda estrangeira com vencimento em 09/05/2022, com remuneração de 1,1645% a.a. A Companhia realizou swap para a taxa de CDI + 0,95% a.a., retirando-se o risco cambial da operação.

Conselho de Administração

Ivan Müller Botelho
Presidente

Ricardo Perez Botelho
Vice-Presidente

Marcelo Silveira da Rocha
Conselheiro

Maurício Perez Botelho
Conselheiro

Luciano dos Santos Benevides
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
CRC-MG 042523/O-7 "S" MS

Mauro de Jesus Costa
Contador
CRC SP-147342/O-0-T-MS

Relatório dos Auditores Independente sobre Revisão de Informações 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 31 de março de 2019, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2019 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente data, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações financeiras intermediárias 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, 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 financeiras 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 sobre as informações financeiras intermediárias

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 o CPC 21 (R1) e o 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

Demonstrações do valor adicionado

Revisamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao período de três meses findo em 31 de março de 2019, preparadas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação nas informações financeiras intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e considerada informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foram elaboradas, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras intermediárias tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 8 de maio de 2019.

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

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