

Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A | Resultados do 2º trimestre de 2018

João Pessoa, 8 de agosto de 2018 - A Administração da Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (“Energisa Paraíba”, “EPB” ou “Companhia”) apresenta os resultados do segundo trimestre (“2T18”) e dos primeiros seis meses de 2018 (“6M18”). 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 Paraíba é uma distribuidora de energia elétrica que atende a 1.416,2 mil clientes e uma população de aproximadamente 3,3 milhões de habitantes em 216 municípios do Estado da Paraíba, em uma área de 54.595 Km². A Companhia foi novamente destaque no Prêmio Abradee 2018, sendo considerada a Melhor Distribuidora do Nordeste e a Melhor em Gestão Econômico-Financeira no segmento de concessionárias de grande porte.

2. Desempenho econômico-financeiro

2.1 Destaques

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

Desempenho Econômico-Financeiro						
Resultados - R\$ milhões						
Descrição	2T18	2T17	Var. %	6M18	6M17	Var. %
Receita Operacional Bruta	733,0	557,4	+ 31,5	1.481,4	1.178,0	+ 25,8
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	697,9	526,7	+ 32,5	1.420,5	1.118,6	+ 27,0
Receita Operacional Líquida	491,2	373,6	+ 31,5	994,4	775,5	+ 28,2
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	456,1	342,9	+ 33,0	933,5	716,1	+ 30,4
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	71,4	56,6	+ 26,1	169,8	130,1	+ 30,5
EBITDA	89,6	74,5	+ 20,3	205,1	165,7	+ 23,8
EBITDA Ajustado	99,0	82,5	+ 20,0	224,1	181,6	+ 23,4
Resultado financeiro	(5,8)	(9,4)	- 38,3	(12,3)	(19,0)	- 35,3
Lucro Líquido	53,9	40,6	+ 32,8	131,3	94,2	+ 39,4
Indicadores Operacionais						
Número de Consumidores Cativos (mil)	1.416,2	1.394,2	+ 1,6	1.416,2	1.394,2	+ 1,6
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	905,9	915,3	- 1,0	1.860,8	1.855,2	+ 0,3
Vendas de energia a consumidores cativos + livres (TUSD) - (GWh)	1.044,5	1.044,5	-	2.138,8	2.112,0	+ 1,3
Indicador Relativo						
EBITDA Ajustado/Receita Líquida (%)	20,2	22,1	- 1,9 p.p	22,5	23,4	- 0,9 p.p
Indicadores Financeiros - R\$ milhões						
	30/06/2018	31/12/2017	Var. %			
Ativo Total	2.343,5	2.232,6	+ 5,0			
Caixa/Equivalentes de Caixa/Aplicações Financeiras	254,9	277,1	- 8,0			
Patrimônio Líquido	794,8	832,0	- 4,5			
Endividamento Líquido	529,6	509,3	+ 4,0			

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

2.2 Receita operacional bruta e líquida

No 2T18, a receita operacional líquida, sem a receita de construção, totalizou R\$ 456,1 milhões, o que representa aumento de 33,0% (ou R\$ 113,2 milhões) em relação aos R\$ 342,9 milhões registrados no 2T17. No acumulado em 6M18, a receita operacional líquida, também deduzida das receitas de construções, atingiu R\$ 933,5 milhões, ou seja, 30,4% maior (ou R\$ 217,4 milhões) em relação a verificada em 6M17.

Dentre os fatores que favoreceram as receitas se destacam:

- Aumento de 11,2% (R\$ 55,6 milhões) nas receitas no mercado cativo no 2T18 em relação ao 2T17 (aumento de 11,4% ou R\$ 115,2 milhões em 6M18 sobre 6M17);
- Acréscimo de R\$ 60,4 milhões no suprimento de energia em relação ao 2T17 (aumento de R\$ 93,4 milhões em 6M18 sobre 6M17);
- Aumento de R\$ 40,7 milhões na constituição (líquida da amortização) da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) em relação ao 2T17 (aumento de R\$ 54,9 milhões em 6M18 sobre 6M17);
- Incremento de R\$ 8,1 milhões no VNR - ativo financeiro indenizável no 2T18 em relação ao 2T17 (aumento de R\$ 14,1 milhões em 6M18 sobre 6M17).

A seguir, as receitas operacionais por classe de consumo:

Receita operacional por classe de consumo Descrição (R\$ milhões)	Trimestre			Semestre		
	2T18	2T17	Var. %	6M18	6M17	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	553,5	497,9	+ 11,2	1.126,4	1.011,2	+ 11,4
Residencial	283,1	254,6	+ 11,2	579,6	516,8	+ 12,2
Industrial	42,5	40,7	+ 4,4	84,8	83,2	+ 1,9
Comercial	118,4	107,2	+ 10,4	239,4	217,8	+ 9,9
Rural	24,5	21,8	+ 12,4	52,4	45,7	+ 14,7
Outras classes	85,0	73,6	+ 15,5	170,2	147,7	+ 15,2
(+) Suprimento de energia elétrica	47,5	(12,9)	-	110,3	16,9	+ 552,7
(+) Fornecimento não faturado líquido	(9,2)	(3,7)	+ 148,6	(4,5)	(1,4)	+ 221,4
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	18,0	14,0	+ 28,6	36,6	28,3	+ 29,3
(+) Receitas de construção	35,1	30,7	+ 14,3	60,9	59,4	+ 2,5
(+) Constituição e amortização - CVA	36,1	(4,6)	-	50,9	(4,0)	-
(+) Subvenções vinculadas aos serviços concedidos	38,6	31,7	+ 21,8	81,4	64,3	+ 26,6
(+) Ativo financeiro indenizável da concessão	8,6	0,5	+ 1.620,0	11,9	(2,2)	-
(+) Outras receitas	4,8	3,8	+ 26,3	7,5	5,5	+ 36,4
(=) Receita bruta	733,0	557,4	+ 31,5	1.481,4	1.178,0	+ 25,8
(-) Impostos sobre vendas	199,3	175,7	+ 13,4	405,9	357,3	+ 13,6
(-) Deduções Bandeiras Tarifárias	(0,8)	(26,2)	- 96,9	(1,1)	(29,0)	- 96,2
(-) Encargos setoriais	43,3	34,3	+ 26,2	82,2	74,2	+ 10,8
(=) Receita líquida	491,2	373,6	+ 31,5	994,4	775,5	+ 28,2
(-) Receitas de construção	35,1	30,7	+ 14,3	60,9	59,4	+ 2,5
(=) Receita líquida, sem receitas de construção	456,1	342,9	+ 33,0	933,5	716,1	+ 30,4

2.3 Ambiente regulatório

2.3.1 Conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA)

No 2T18, foi registrado aumento de R\$ 40,7 milhões na constituição (líquida da amortização) da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) em relação ao 2T17. Em 6M18, o acréscimo foi de R\$ 54,9 milhões na constituição (líquida da amortização) da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) em relação aos 6M17.

A CVA é o mecanismo regulatório instituído pela Portaria Interministerial nº 25/02, destinado a registrar as variações de custos relacionados à compra de energia, transporte de energia e encargos setoriais, ocorridas no período entre os eventos tarifários da distribuidora. O objetivo deste mecanismo é neutralizar os efeitos desses custos, denominados de “Parcela A” e de repasse tarifário integral assegurado, sobre o resultado da distribuidora.

2.3.2 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 2T18 foram de R\$ 12,3 milhões (R\$ 15,8 milhões em 6M18), contra R\$ 45,7 milhões registrados no 2T17 (R\$ 52,4 milhões em 6M17).

2.3.3 Revisão tarifária

Em agosto de 2017, a Agência Nacional de Energia Elétrica (“Aneel”) aprovou a 4ª revisão tarifária periódica da controlada Energisa Paraíba, aplicada a partir de 28 de agosto de 2017. O efeito médio percebido pelos consumidores em relação à tarifa anteriormente praticada foi um aumento de 14,55%, sendo 16,38% para os consumidores atendidos em alta e média tensão e de 13,94% para os consumidores em baixa tensão.

No processo de Revisão Tarifária Periódica da Energisa Paraíba, que se dá a cada quatro anos, a Aneel recalcula:

- (i) os custos regulatórios passíveis de gerenciamento pela distribuidora (Parcela B);
- (ii) os custos não gerenciáveis (Parcela A), que englobam a energia comprada, o transporte da energia e os encargos setoriais, e
- (iii) os ajustes financeiros da Parcela A que são atualizados com base na variação de preços verificada nos doze meses anteriores.

O valor da Parcela B atingiu R\$ 633,5 milhões, após a consideração do índice de produtividade e a melhoria da qualidade no fornecimento de energia observado entre 2015 e 2016, e da dedução de outras receitas.

Os componentes de remuneração do capital e da quota de reintegração regulatória são oriundos da Base de Remuneração Regulatória, que ficou definida em: i) Bruta (R\$ 2.096,3 milhões); e ii) líquida (R\$ 1.318,4 milhões).

A Aneel também estabeleceu as parcelas relativas ao Fator X da Energisa Paraíba em 1,26% (componente “Pd” - ganhos de produtividade) e 0,39% (componente “T” - trajetória de adequação de custos operacionais). A esses percentuais ainda deverá ser considerado o componente “Q” (incentivo à qualidade), de -0,85%. Em relação ao reconhecimento das perdas regulatórias, abaixo os percentuais definidos:

Perdas Regulatórias	Limite (%)
Perda Técnica/Energia Injetada	9,87
Perda Não Técnica/Energia Injetada	2,87
Perda Total/Energia Injetada ¹	12,74
Perdas Não Técnicas / Mercado de Baixa Tensão ¹	5,13

⁽¹⁾ Para esse valor, será aplicada trajetória até o final do ciclo.

2.3.4 Recursos da Conta de Desenvolvimento Energético

A Aneel também homologou recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), repassados a Energisa Paraíba, referentes a subsídios tarifários concedidos aos consumidores de baixa renda e usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica no montante de R\$ 38,6 milhões no 2T18 (R\$ 81,4 milhões em 6M18). Os valores foram registrados pela Companhia como receita operacional.

2.4 Despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais consolidadas, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 384,7 milhões no 2T18, aumento de 34,4% (ou R\$ 98,4 milhões) em relação ao 2T17. Em 6M18, totalizaram R\$ 763,7 milhões, ou seja, 30,3% maiores que os registrados em 6M17. Destaque para a redução de 2,9% (ou R\$ 2,0 milhões) das despesas com PMSO no 2T18 (redução de 6,2% em 6M18 sobre 6M17). A composição dos custos e despesas operacionais consolidados pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais Valores em R\$ milhões	Trimestre			Semestre		
	2T18	2T17	Var. %	6M18	6M17	Var. %
1 Custos e Despesas não controláveis	296,8	193,9	+ 53,1	591,7	413,5	+ 43,1
1.1 Energia comprada	261,1	183,3	+ 42,4	520,8	387,2	+ 34,5
1.2 Transporte de potência elétrica	35,7	10,6	+ 236,8	70,9	26,3	+ 169,6
2 Custos e Despesas controláveis	68,6	73,8	- 7,0	135,3	141,9	- 4,7
2.1 PMSO	66,0	68,0	- 2,9	124,5	132,7	- 6,2
2.1.1 Pessoal	26,1	26,1	-	47,1	51,0	- 7,6
2.1.2 Fundo de pensão	5,4	8,0	- 32,5	10,2	16,0	- 36,3
2.1.3 Material	4,7	3,8	+ 23,7	8,7	8,2	+ 6,1
2.1.4 Serviços de terceiros	25,1	23,1	+ 8,7	49,4	45,5	+ 8,6
2.1.5 Outras	4,7	7,0	- 32,9	9,1	12,0	- 24,2
✓ Multas e compensações	0,4	1,2	- 66,7	0,6	2,6	- 76,9
✓ Contingências (liquidação de ações cíveis)	1,6	3,3	- 51,5	2,5	4,1	- 39,0
✓ Outros	2,7	2,5	+ 8,0	6,0	5,3	+ 13,2
2.2 Provisões/Reversões	2,6	5,8	- 55,2	10,8	9,2	+ 17,4
2.2.1 Contingências	(5,3)	0,7	-	(6,3)	0,1	-
2.2.2 Devedores duvidosos	7,9	5,1	+ 54,9	17,1	9,1	+ 87,9
3 Demais receitas/despesas	19,3	18,6	+ 3,8	36,7	30,7	+ 19,5
3.1 Depreciação e amortização	18,1	17,9	+ 1,1	35,3	35,6	- 0,8
3.2 Outras receitas/despesas	1,2	0,7	+ 71,4	1,4	(4,9)	-
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, s/ construção)	384,7	286,3	+ 34,4	763,7	586,1	+ 30,3
Custo de construção ^(*)	35,1	30,7	+ 14,3	60,9	59,4	+ 2,5
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, c/ construção)	419,8	317,0	+ 32,4	824,6	645,5	+ 27,7

(*) 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.

2.5 Lucro líquido, geração de caixa e dividendos

No 2T18, a Energisa Paraíba apresentou um lucro líquido de R\$ 53,9 milhões, contra R\$ 40,6 milhões no 2T17, crescimento de 32,8%. No acumulado em 6M18, o lucro líquido totalizou R\$ 131,3 milhões, o que representou aumento de 39,4% em relação ao registrado em igual período de 2017. Por sua vez, a geração de caixa ajustada (EBITDA Ajustado) atingiu R\$ 99,0 milhões no 2T18 (R\$ 224,1 milhões em 6M18). Esse desempenho decorre, em parte, da redução das despesas com PMSO, refletidas na melhoria de R\$ 16,5 milhões na geração interna de caixa ajustada em 6M18 (aumento de R\$ 42,5 milhões no 2T18).

A evolução do lucro líquido e da geração de caixa da Companhia nos primeiros seis meses do exercício é a seguinte:

Composição da Geração de Caixa Valores em R\$ milhões	Trimestre			Semestre		
	2T18	2T17	Var. %	6M18	6M17	Var. %
(=) Lucro Líquido	53,9	40,6	+ 32,8	131,3	94,2	+ 39,4
(-) Contribuição social e imposto de renda	(11,8)	(6,6)	+ 78,8	(26,2)	(16,9)	+ 55,0
(-) Resultado financeiro	(5,8)	(9,4)	- 38,3	(12,3)	(19,0)	- 35,3
(-) Depreciação e amortização	(18,1)	(17,9)	+ 1,1	(35,3)	(35,6)	- 0,8
(=) Geração de caixa (EBITDA)	89,6	74,5	+ 20,3	205,1	165,7	+ 23,8
(+) Receita de acréscimos moratórios	9,4	8,0	+ 17,5	19,0	15,9	+ 19,5
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	99,0	82,5	+ 20,0	224,1	181,6	+ 23,4
Margem do EBITDA Ajustado (%)	20,2	22,1	- 1,9 p.p	22,5	23,4	- 0,9 p.p

O Conselho de Administração da Energisa Minas Gerais aprovou as seguintes distribuições de dividendos intermediários, relativos ao exercício em curso:

- i) em reunião de 13 de junho, o valor de R\$ 11,4 milhões, à razão de R\$ 13,9784239323 por ação ordinária. Estes dividendos foram pagos em 28 de junho; e
- II) em reunião de 8 de agosto, o montante de R\$ 3,0 milhões, equivalente a R\$ 3,6575 por ação ordinária. Estes dividendos serão pagos a partir do próximo dia 31 de agosto.

3 Investimentos

No 2T18, a Energisa Paraíba investiu R\$ 39,0 milhões (R\$ 69,9 milhões em 6M18), mantendo o foco em projetos no sistema de distribuição de energia que visam ao aprimoramento da qualidade dos serviços prestados e satisfação dos seus clientes. Os investimentos realizados nos primeiros seis meses do exercício foram os seguintes:

Descrição Valores em R\$ milhões	Trimestre			Semestre		
	2T18	2T17	Var. %	6M18	6M17	Var. %
Ativos Elétricos	32,5	29,7	+ 9,4	58,6	57,2	+ 2,4
Obrigações Especiais (*)	(0,2)	4,0	-	3,2	8,5	- 62,4
Ativos Não Elétricos	6,7	1,9	+ 252,6	8,1	2,9	+ 179,3
Total dos Investimentos	39,0	35,6	+ 9,6	69,9	68,6	+ 1,9

(*) 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 a excelência no atendimento têm permitido à Companhia apresentar melhorias constantes em seus índices operacionais, que evidenciam a posição privilegiada dos indicadores de satisfação em pesquisas com os consumidores.

4.1 Perdas de energia

As perdas de energia elétrica da Companhia situaram em 629,6 GWh, ou seja, 12,53% nos últimos 12 meses encerrados em junho de 2018, contra 657,5 GWh ou 13,10% em junho de 2017. Esse resultado é fruto de investimentos e ações de combate ao furto, intensificadas com o incremento de equipes de inspeção. O comportamento das perdas de energia da Companhia foi o seguinte:

									Últimos 12 meses
Perdas Técnicas (%)			Perdas Não Técnicas (%)			Perdas Totais (%)			Aneel
Jun/17	Mar/18	Jun/18	Jun/17	Mar/18	Jun/18	Jun/17	Mar/18	Jun/18	
10,55	9,87	9,62	2,55	2,70	2,91	13,10	12,57	12,53	12,90

Nota: Para cálculo dos percentuais apresentados acima, foram considerados os valores de energia não faturada.

										Últimos 12 meses
Perdas Técnicas (GWh)			Perdas Não Técnicas (GWh)			Perdas Totais (GWh)			Var. (%) ⁽¹⁾	
Jun/17	Mar/18	Jun/18	Jun/17	Mar/18	Jun/18	Jun/17	Mar/18	Jun/18		
529,7	495,1	482,0	127,8	135,7	145,8	657,5	630,8	627,9	- 0,5	

(1) Variação junho de 2018/ março de 2018

4.2 Gestão da Inadimplência

4.2.1 Taxa de Inadimplência

A Energisa Paraíba utiliza a métrica para análise da inadimplência como a relação percentual entre a soma da provisão para créditos de liquidação duvidosa com incobráveis, e o fornecimento faturado, no período de 12 meses. Em junho de 2018, essa relação foi de 0,90%, contra 0,63% em junho de 2017.

4.2.2 Taxa de Arrecadação

A taxa de arrecadação da Companhia, representada pela arrecadação dos últimos 12 meses sobre ao faturamento bruto do mesmo período, em junho de 2018 ficou em 97,07%, contra 97,42% em junho de 2017.

4.2.3 Indicadores de qualidade dos serviços - DEC e FEC

A constante preocupação na qualidade dos serviços prestados tem permitido à Companhia alcançar indicadores consistentes de fornecimento de energia, expressos por frequência e duração das interrupções de energia (FEC e DEC). O indicador DEC apresentou melhoria de 10,2%, passando de 15,62 horas, nos últimos 12 meses encerrados em junho de 2017, para 14,03 horas em junho de 2018. O FEC, por sua vez, apresentou redução de 17,5%, passando de 7,11 vezes, em junho de 2017, para 5,87 vezes em junho de 2018. Esses indicadores são bem inferiores ao limite estabelecido pela Aneel.

4.3 Mercado de energia

Em seis meses de 2018, as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Companhia, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 2.138,8 GWh (1.044,5 GWh no 2T18), aumento de 1,3% em relação ao igual período do ano anterior. A composição do mercado de energia nos primeiros seis meses de 2018 foi a seguinte:

Descrição	Trimestre			Semestre		
	2T18	2T17	Var. %	6M18	6M17	Var. %
▫ Residencial	423,6	425,3	- 0,4	866,6	858,8	+ 0,9
▫ Industrial	192,7	195,1	- 1,2	387,1	390,7	- 0,9
▫ Cativo	77,7	84,5	- 8,0	157,1	170,0	- 7,6
▫ Livre	114,9	110,6	+3,9	229,9	220,7	+ 4,2
▫ Comercial	196,0	195,8	+ 0,1	398,9	395,1	+ 1,0
▫ Cativo	172,3	177,2	- 2,8	350,8	359,0	- 2,3
▫ Livre	23,7	18,6	+27,4	48,1	36,1	+ 33,2
▫ Rural	58,2	58,7	- 0,9	128,3	125,1	+ 2,6
▫ Outras Classes	174,1	169,6	+ 2,7	357,9	342,3	+ 4,6
1 Vendas de energia no mercado cativo	905,9	915,3	- 1,0	1.860,8	1.855,2	+ 0,3
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	138,6	129,2	+ 7,3	278,0	256,8	+ 8,3
3 Mercado cativo + TUSD (1+2)	1.044,5	1.044,5	-	2.138,8	2.112,0	+ 1,3
4 Fornecimento Não faturado	(14,7)	(8,4)	+ 75,0	(16,8)	(5,4)	+ 211,1
5 Mercado cativo + TUSD + fornecimento não faturado (3+4)	1.029,8	1.036,1	- 0,6	2.122,1	2.106,6	+ 0,7

Em junho de 2018, a Companhia registrou 1.416.208 unidades consumidoras cativas, quantidade 1,6% superior à registrada no fim de junho de 2017. Já o número de consumidores livres totalizou 48 no fim de junho de 2018.

5 Estrutura de capital

Em 30 de junho de 2018, o saldo de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Companhia totalizou R\$ 399,3 milhões, que incluem os créditos referentes à subvenção tarifária e baixa renda (CDE) e Conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA).

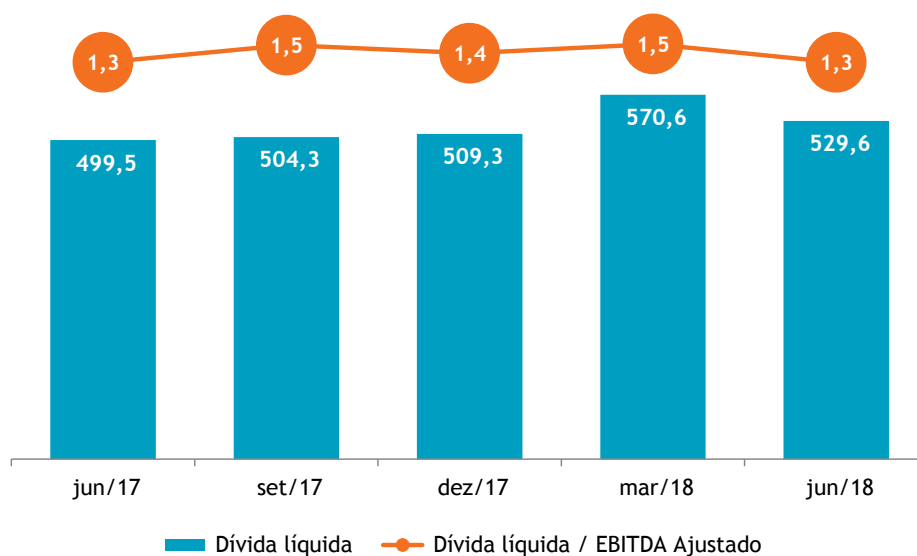
Por sua vez, a dívida líquida da Companhia, que incluem empréstimos, financiamentos, arrendamentos, encargos financeiros, parcelamento de impostos, fundo de pensão, créditos setoriais e instrumentos financeiros derivativos líquidos, passou de R\$ 570,6 milhões em 31 de março de 2018 para R\$ 529,6 milhões em 30 de junho de 2018. Consequentemente, a relação entre a dívida líquida, com os créditos setoriais, e o EBITDA Ajustado nos últimos 12 meses encerrados em junho de 2018 foi de 1,3 vezes.

A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Companhia em 30 de junho de 2018, 31 de março 2018 e 31 de dezembro de 2017:

Descrição Valores em R\$ milhões	30/06/2018	31/03/2018	31/12/2017
Circulante	196,2	174,7	172,1
Empréstimos e financiamentos	175,8	183,0	185,3
Debêntures	10,4	6,0	2,1
Encargos de dívidas	8,5	10,5	7,1
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	9,7	9,6	9,7
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(8,2)	(34,4)	(32,1)
Não Circulante	732,7	862,4	709,2
Empréstimos e financiamentos	303,4	405,0	438,2
Debêntures	367,3	368,0	187,4
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	102,9	100,5	98,0
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(40,9)	(11,1)	(14,4)
Total das dívidas	928,9	1.037,1	881,3
(-) Disponibilidades financeiras	254,9	357,3	277,1
Total das dívidas líquidas	674,0	679,8	604,2
(-) Créditos CDE (subvenção tarifária e baixa renda)	27,1	29,0	30,1
(-) Créditos CVA	117,3	80,2	64,8
Total das dívidas líquidas deduzidas de créditos setoriais	529,6	570,6	509,3
	Indicador Relativo		
Divida líquida/EBITDA Ajustado 12 meses ⁽¹⁾	1,3	1,5	1,4

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

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



6 Serviços prestados pelo auditor independente

A remuneração total da Ernst & Young Auditores Independentes pela revisão contábil das demonstrações financeiras nos primeiros seis meses de 2018 foi de R\$ 288mil. 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 PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 30 DE JUNHO DE 2018 E 31 DE DEZEMBRO DE 2017
 (Em milhares de reais)

	30/06/2018	31/12/2017
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	60.266	141.488
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	188.258	129.675
Clientes, consumidores e concessionárias	325.710	282.778
Estoques	5.134	4.391
Tributos a recuperar	62.166	57.277
Instrumentos financeiros derivativos	15.446	39.949
Ativos financeiros setoriais	174.051	74.996
Outros créditos	51.290	57.338
Total do circulante	882.321	787.892
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	6.420	5.935
Clientes, consumidores e concessionárias	40.492	42.995
Ativos financeiros setoriais	30.618	76.443
Tributos a recuperar	11.880	11.033
Créditos tributários	78.996	85.583
Depósitos e cauções vinculados	23.612	21.247
Instrumentos financeiros derivativos	41.079	14.443
Contas a receber da concessão	498.158	464.587
Outros créditos	2.415	2.525
Não circulante	733.670	724.791
Investimentos	79	95
Imobilizado	8.958	10.054
Intangível	718.496	709.812
Total do não circulante	1.461.203	1.444.752
Total do ativo	2.343.524	2.232.644

2. Balanço Patrimonial Passivo

ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 30 DE JUNHO DE 2018 E 31 DE DEZEMBRO DE 2017
 (Em milhares de reais)

	30/06/2018	31/12/2017
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	211.555	166.836
Encargos de dívidas	8.479	7.092
Empréstimos e financiamentos	175.844	185.347
Debêntures	10.433	2.073
Impostos e contribuições sociais	68.804	66.874
Dividendos a pagar	61.177	-
Obrigações estimadas	9.294	8.867
Contribuição de iluminação pública	10.207	9.205
Benefícios pós-emprego	9.680	9.680
Encargos setoriais	23.237	24.591
Passivos financeiros setoriais	65.069	42.209
Instrumentos financeiros derivativos	7.187	7.852
Outras passivos	22.408	31.921
Total do circulante	683.374	562.547
Não circulante		
Fornecedores	2.646	2.646
Empréstimos e financiamentos	303.437	438.165
Debêntures	367.330	187.385
Instrumentos financeiros derivativos	154	54
Impostos e contribuições sociais	14.538	13.754
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	30.985	36.705
Benefícios pós-emprego	102.914	98.074
Passivos financeiros setoriais	22.305	44.419
Encargos setoriais	18.584	15.002
Outras contas a pagar	2.452	1.864
Total do não circulante	865.345	838.068
Patrimônio líquido		
Capital social	571.865	526.992
Reserva de capital	97.002	97.002
Reserva de lucros	93.173	138.046
Dividendos adicionais propostos	-	107.383
Outros resultados abrangentes	(37.394)	(37.394)
Lucros (Prejuízos) acumulados	70.159	-
Total do Patrimônio Líquido	794.805	832.029
Total do passivo e patrimônio líquido	2.343.524	2.232.644

3. Demonstrações de Resultados

ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO
SEGUNDO TRIMESTRE E SEIS MESES FINDOS EM 30 DE JUNHO DE 2018 E 2017
 (Em milhares de reais)

	2T18	2T17	6M18	6M17
Receita operacional bruta				
Fornecimento de energia elétrica	551.553	497.487	1.120.915	1.009.457
Suprimento de energia elétrica	47.480	(12.893)	110.300	16.928
Disponibilidade do Sistema Elétrico	17.969	14.009	36.608	28.282
Receita de construção	35.125	30.708	60.913	59.372
Outras receitas	80.892	28.051	152.706	63.932
	733.019	557.362	1.481.442	1.177.971
Deduções à receita operacional				
ICMS faturado	137.415	123.634	280.278	251.226
PIS, Cofins e ISS	61.855	52.089	125.599	106.112
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	(831)	(26.150)	(1.088)	(29.019)
Outras (CCC, CDE, P&D e PEE)	43.387	34.239	82.232	74.122
	241.826	183.812	487.021	402.441
Receita operacional líquida	491.193	373.550	994.421	775.530
Despesas operacionais				
Energia elétrica comprada	261.058	183.306	520.796	387.243
Encargos de uso do sistema	35.694	10.620	70.883	26.303
Pessoal	26.136	26.061	47.059	51.041
Entidade de previdência privada	5.380	7.992	10.173	15.988
Material	4.666	3.797	8.727	8.162
Serviços de terceiros	25.141	23.110	49.366	45.485
Depreciação e amortização	18.059	17.927	35.286	35.553
Provisão para crédito de liquidação duvidosa / contingência	2.572	5.716	10.850	9.182
Custo de construção	35.125	30.708	60.913	59.372
Outras despesas	4.734	7.019	9.098	11.993
Outras Receitas/Despesas operacionais	1.185	725	1.437	(4.860)
	419.750	316.981	824.588	645.462
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	71.443	56.569	169.833	130.068
Resultado financeiro				
Receita de aplicações financeira	3.925	4.576	9.050	9.629
Variação monetária e acréscimo moratório	9.428	8.028	19.002	15.909
Outras receitas financeiras	54.900	9.541	54.529	(9.985)
Encargos de dívidas - juros	(14.228)	(10.544)	(27.780)	(20.285)
Encargos dívidas - variação monetária e cambial	(53.895)	(14.558)	(59.087)	(3.312)
Marcação mercado de dívidas e derivativos	(2.221)	(3.622)	(1.080)	(2.791)
(-)Transferência p/lmob. curso	162	169	315	335
Outras despesas financeiras	(3.857)	(2.995)	(7.272)	(8.482)
	(5.786)	(9.405)	(12.323)	(18.982)
Resultado antes dos tributos	65.657	47.164	157.510	111.086
Contribuição social e imposto de renda	(11.782)	(6.579)	(26.174)	(16.858)
Lucro líquido do período	53.875	40.585	131.336	94.228

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas Explicativas

Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A **Notas explicativas às demonstrações trimestrais para o** **período findo em 30 de junho de 2018**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado ao contrário).

1 Contexto operacional

A Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (“Companhia ou Energisa PB”), empresa integrante do Grupo Energisa - é uma concessionária distribuidora de energia elétrica, que atua em 216 municípios no Estado da Paraíba, atendendo a 1.416.256 consumidores (informação fora do escopo dos auditores independentes). A Companhia possui sede na cidade de João Pessoa, Estado da Paraíba e obteve registro de Companhia aberta na CVM em 29 de janeiro de 2010.

Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 15 de janeiro de 2001, foi outorgado à Energisa PB a distribuição de energia elétrica em 216 municípios no Estado de da Paraíba, pelo prazo de 30 anos, com vencimento em 14 de janeiro de 2031. 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 e providenciando que aqueles que, por razões de ordem técnica, sejam essenciais à garantia e confiabilidade do sistema elétrico, estejam sempre adequadamente garantidos por seguro sendo vedado à concessionária alienar ou conceder em garantia tais bens sem a prévia e expressa autorização do agente regulador;

IV - atender todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista, previdenciária e regulatória, inclusive prestando contas aos consumidores;

V - implementar medidas que objetivem o combate ao desperdício de energia, por meio de programas de redução de consumo de energia e inovações;

VI - submeter à prévia aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) alterações 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;

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 apresentados nas notas explicativas nº 8, 9, 13 e 14 e 22, respectivamente.

2 Apresentação das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

2.1 Declaração de conformidade

As informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, aprovadas em 08 de agosto de 2018 pelo Conselho de Administração, compreendem:

- 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 nº3.2 às Demonstrações Financeiras Anuais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017 (doravante denominadas de “Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2017”), publicadas na imprensa oficial em 21 de março de 2018, com exceção às novas políticas contábeis estabelecidas pelo CPCs 47 - Receita de Contratos com Clientes e 48 - Instrumentos Financeiros, aprovados pela CVM através das Deliberações nº 762 e 763/2016. Os CPCs 47 e 48 entraram em vigência a partir de 1º de janeiro de 2018, sendo que a Companhia os adotou utilizando o método retrospectivo modificado onde os principais impactos estão apresentados nas notas explicativas 22 e 25, respectivamente.

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 IASB não trouxeram alterações significativas em relação àquelas divulgadas na nota explicativa 3.1 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2017.

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 intermediárias.

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

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica em 216 municípios do Estado da Paraíba, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade.

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

5.1 Caixa e equivalente de caixa (avaliados ao valor justo por meio de resultado)

A carteira de aplicações financeiras é constituída, por Certificados de Depósito Bancário (CDB's) e Operações Compromissadas. A rentabilidade média ponderada da carteira em 30 de junho de 2018 equivale a 101,0% do CDI (95,07% do CDI em 31 de dezembro de 2017).

	30/06/2018	31/12/2017
Caixa e depósitos bancários à vista	44.290	40.522
Aplicações financeiras de liquidez imediata:	15.976	100.966
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	15.946	18.836
Compromissada	30	82.130
Total de caixa e equivalentes de caixa - circulante	60.266	141.488

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, CDB's, entre outros. A rentabilidade média ponderada da carteira em 30 de junho de 2018 equivale a 100,80% do CDI (109,16% do CDI em 31 de dezembro de 2017).

	30/06/2018	31/12/2017
Avaliadas ao valor justo por meio do resultado	188.258	129.675
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	1.152	1.336
Compromissada ⁽¹⁾	4.625	115
Fundo de Investimento ⁽²⁾	42.160	70.290
Fundos de Investimentos Exclusivos ⁽³⁾	140.176	57.789
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	1.639	400
Cédula de Crédito Bancário (CCB)	585	149
Debêntures	-	4.282
Compromissadas	124	407
Títulos públicos	25.160	3.148
Fundo Multimercado	5.232	-
Fundo de Renda Fixa	60.567	6.145
Letra Financeira do Tesouro (LFT)	12.340	6.774
Letra Financeira (LF)	22.459	36.408
Letra Financeira Subordinada (LFS)	-	76
Letra do Tesouro Nacional (LTN)	3.618	-
Nota do Tesouro Nacional (NTNB)	8.452	-
Outros instrumentos	145	145
Mantidas até o vencimento	6.420	5.935
Fundo de investimento em direitos creditórios-FIDC ⁽⁴⁾	6.420	5.935
Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados ⁽⁵⁾	194.678	135.610
Circulante	188.258	129.675
Não Circulante	6.420	5.935

- (1) Operações compromissadas - São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante de revenda assumido pelo comprador. São remuneradas de 60% a 70% e média ponderada 60,10% do CDI estão lastreadas em debêntures.
- (2) Fundos de Investimentos - São classificados como renda fixa e Multimercado e são remunerados de 49,40% a 117,70% e média ponderada 114,60% do CDI.
- (3) Fundo de investimentos exclusivos inclui aplicações em CDB, CCB, Debêntures, Compromissadas, Títulos públicos, Fundo Multimercado, Fundos de Renda Fixa, LFT, LF, LFS, LTN, NTNB, são remuneradas de 100,10% do CDI Fundo FI Energisa e 96,8% do CDI Zona da Mata.
- (4) Fundo de investimentos em direitos creditórios - FIDC Energisa 2008 com vencimento em 29/12/2020.
- (5) Inclui R\$12.792 (R\$7.996 em 31 de dezembro de 2017) referente a recursos vinculados a empréstimos, leilões de energia e bloqueios judiciais.

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, até o encerramento das demonstrações financeiras intermediárias.

	Saldos a vencer		Saldos vencidos				Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa ⁽⁵⁾	Total	
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	Há mais de 360 dias		30/06/2018	31/12/2017
Valores correntes: ⁽¹⁾									
Residencial	38.548	-	52.995	8.516	753	44	(9.313)	91.543	86.895
Industrial	19.060	-	2.978	207	214	5.876	(5.876)	22.459	21.586
Comercial	30.054	-	10.016	1.360	409	1.764	(2.173)	41.430	40.802
Rural	4.238	-	4.720	1.033	220	70	(70)	10.211	11.382
Poder público	13.645	-	1.460	156	84	51	(51)	15.345	14.247
Iluminação pública	9.493	-	2.387	3.700	744	6	(6)	16.324	11.141
Serviço público	6.861	-	258	82	91	1	(1)	7.292	6.835
Fornecimento não faturado	51.337	-	-	-	-	-	-	51.337	55.851
Valores renegociados:									
Residencial	3.374	10.233	2.292	992	1.258	7.409	(14.009)	11.549	12.330
Industrial	822	3.211	334	221	1.513	3.773	(5.818)	4.056	7.078
Comercial	1.586	6.233	617	248	290	3.174	(4.856)	7.292	8.766
Rural	417	1.053	234	111	145	1.130	(1.790)	1.300	1.313
Poder público	2.077	30.813	687	188	152	697	(1.922)	32.692	39.115
Iluminação pública	746	3.259	77	62	-	14	(76)	4.082	4.749
Serviço público	123	822	36	8	-	113	(188)	914	1.094
(-) Ajuste valor Presente ⁽²⁾	(101)	(8.303)	-	-	-	-	-	(8.404)	(10.245)
Subtotal -clientes	182.280	47.321	79.091	16.884	5.873	24.122	(46.149)	309.422	312.939
Suprimento Energia - Moeda Nacional ⁽³⁾	45.750	-	-	-	-	-	-	45.750	2.626
Outros ⁽⁴⁾	112	-	1.001	106	262	9.840	(291)	11.030	10.208
Total	228.142	47.321	80.092	16.990	6.135	33.962	(46.440)	366.202	325.773
Circulante								325.710	282.778
Não Circulante								40.492	42.995

(1) Os vencimentos são programados para o 5º dia útil após a entrega das faturas, exceto os clientes do Poder Público que possuem 10 dias úteis para efetuar os pagamentos.

(2) Ajuste a valor presente: refere-se ao valor de ajuste para os contratos renegociados sem a inclusão de juros e para aqueles renegociados com taxa de juros de IPCA ou IGPM. Para o desconto a valor presente foi utilizado a taxa média anual de 6,39% a.a. (6,99% a.a. em 31 de dezembro de 2017). Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado na situação atual. A Administração entende que essa taxa de desconto representa adequadamente o custo de capital, tendo em vista a natureza, complexidade e volume das renegociações.

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

O saldo de suprimento de energia - moeda nacional em 30 de junho de 2018, refere-se aos valores da comercialização de energia no âmbito da CCEE no montante de R\$45.750 (R\$2.626 em 31 de dezembro de 2017), deduzido das liquidações parciais ocorridas até 30 de junho de 2018. Esses saldos foram apurados com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE.

A composição desses valores, incluindo os saldos registrados na rubrica “fornecedores” no passivo circulante de R\$80.783 (R\$48.061 em 31 de dezembro de 2017), referente à aquisição de energia elétrica e aos encargos de serviços do sistema de R\$1.263 (R\$1.131 em 31 de dezembro de 2017), conforme demonstrados a seguir:

Composição dos créditos da CCEE	30/06/2018	31/12/2017
Créditos a vencer	45.750	2.626
Sub-total créditos CCEE	45.750	2.626
(-) Aquisições de energia na CCEE	(80.783)	(48.061)
(-) Encargos de serviços do sistema	(1.263)	(1.131)
Total créditos CCEE	(36.296)	(46.566)

As transações ocorridas na CCEE são liquidadas após 45 dias do mês de competência.

- (4) Inclui serviços taxados e outros valores a receber de consumidores. A Companhia possui R\$10.918 (R\$10.197 em 31 de dezembro de 2017) referente ao ICMS incidente sobre a disponibilização da rede de distribuição e transmissão aos consumidores livres, suspenso por liminares em contrapartida tem o mesmo valor contabilizado na rubrica de ICMS em tributos e contribuições sociais no passivo não circulante.
- (5) Provisão para créditos de liquidação duvidosa - foi constituída em bases consideradas suficientes para fazer face às eventuais perdas na realização dos créditos, a seguir resumidas:
- Consumidores residenciais - Vencidos há mais de 90 dias;
 - Consumidores comerciais - Vencidos há mais de 180 dias;
 - Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e outros - Vencidos há mais de 360 dias;
 - Contratos renegociados - (i) parcelas vencidas há mais de 90 dias - são provisionadas as parcelas (ii) mais de 3 parcelas vencidas - são provisionadas as parcelas vencidas e a vencer.

Segue movimentação das provisões:

	30/06/2018	31/12/2017
Saldo inicial - circulante - 31/12/2017 e 31/12/2016	37.708	34.895
Provisões (reversões) constituídas no período	17.104	12.485
Baixa de contas de energia elétrica - incobráveis	(8.364)	(9.672)
Saldo final - circulante - 30/06/2018 e 31/12/2017	46.448	37.708
Alocação:		
Consumidores e concessionárias	46.440	37.700
Outros créditos	8	8

7 Tributos a recuperar

	30/06/2018	31/12/2017
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	21.378	18.769
Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ	34.426	31.433
Contribuição Social Sobre o Lucro - CSSL	6.575	7.141
Contribuição do PIS e COFINS	8.936	9.494
Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF	2.534	1.289
Outros	197	184
Total	74.046	68.310
Circulante	62.166	57.277
Não circulante	11.880	11.033

Referem-se a créditos tributários de saldos negativos de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro, ICMS sobre aquisição de bens para o ativo intangível/imobilizado e/ou recolhimentos de impostos e contribuições a maior, que serão recuperados ou compensados com apurações de tributos no futuro, de acordo com a forma prevista na legislação tributária vigente aplicável.

8 Reajuste, Revisões Tarifárias e outros assuntos regulatórios

8.1 Reajuste tarifário:

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

8.2 Revisão tarifária:

A revisão tarifária periódica ocorre a cada 4 anos e, neste processo, a ANEEL procede ao recálculo das tarifas, considerando as alterações na estrutura de custos e mercado da concessionária, estimulando a eficiência e a modicidade das tarifas. Os reajustes e as revisões são mecanismos de atualização tarifária, ambos previstos no contrato de concessão. A Concessionária também pode solicitar uma revisão extraordinária sempre que algum evento provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A ANEEL através da Resolução Homologatória nº 2.291 de 22 de agosto de 2017, aprovou o resultado da quarta revisão tarifária da Companhia em vigor desde 28 de agosto de 2017, cujo impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi um aumento de 14,55%.

8.3 Bandeiras tarifárias:

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

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

O sistema de Bandeiras Tarifárias é representado por:

Bandeira Tarifária Verde;

Bandeira Tarifária Amarela;

Bandeira Tarifária Vermelha, segregada em Patamar 1 e 2.

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

A Bandeira Tarifária Amarela indica condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$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) consumido no mês;

Patamar 2: com aplicação de uma tarifa de R\$3,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido 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 das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha - Patamar 2.

No período findo em 30 de junho de 2018 e 30 de junho de 2017 as bandeiras tarifárias vigoraram da seguinte forma:

	30/06/2018	30/06/2017
Janeiro	Verde	Verde
Fevereiro	Verde	Verde
Março	Verde	Amarela
Abril	Verde	Vermelha Patamar 1
Maio	Amarela	Vermelha Patamar 1
Junho	Vermelha Patamar 2	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 a Companhia, 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 o prejuízo da Companhia. 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 nº 453/2011. Cabe destacar que os processos administrativos abertos pelas empresas do setor de energia elétrica não foram deliberados pela ANEEL.

Nos últimos exercícios, o grupo Energisa emvidou seus melhores esforços e utilizou-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. Neste sentido, as distribuidoras do grupo Energisa em conjunto, estimam ter encerrado o segundo trimestre de 2018 dentro do limite regulatório (entre 100% e 105%), assim como ocorreu no exercício de 2017.

No período findo em 30 de junho de 2018 a Companhia calculou os efeitos da sobrecontratação e não apurou valores, mantendo o saldo de provisão de perda de R\$5.785 que não será repassado aos consumidores.

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.

A Companhia contabilizou as variações destes custos como ativo e passivo financeiro setorial, conforme demonstrado a seguir:

Ativos e passivos financeiros setoriais	Saldo em 31/12/2017	Receita Operacional		Resultado Financeiro	Saldo em 30/06/2018
		Adição	Amortização		
Itens da Parcela A (i)					
Energia elétrica comprada para revenda	107.058	73.067	(15.475)	3.334	167.984
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	(1.418)	1.028	1.081	23	714
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	10.715	10.134	(1.291)	375	19.933
Encargo de serviços de sistema ESS (iii)	(61.807)	(7.588)	11.326	(1.521)	(59.590)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(9.482)	6.875	2.033	(152)	(726)
Componentes financeiros					
Neutralidade da Parcela A (iv)	(552)	305	122	(4)	(129)
Sobrecontratação de energia (ii)	17.871	(34.578)	1.866	(240)	(15.081)
CUSD	806	688	(493)	14	1.015
Exposição de submercados (v)	8.687	14.450	(9.080)	55	14.112
Garantias Financeiras	585	238	(260)	11	574
Saldo a Compensar da CVA do ciclo anterior (vi)	(593)	(65)	486	(1)	(173)
Outros itens financeiros (vii)	(277)	1	211	(1)	(66)
Devoluções Tarifárias (viii)	(6.782)	(4.195)	-	(295)	(11.272)
Total Ativo e Passivo	64.811	60.360	(9.474)	1.598	117.295
Ativo Circulante	74.996				174.051
Ativo Não Circulante	76.443				30.618
Passivo Circulante	(42.209)				(65.069)
Passivo Não Circulante	(44.419)				(22.305)

(i) Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A - CVA -

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

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

(ii) Repasse de sobrecontratação/exposição involuntária de energia

As distribuidoras devem 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. Conforme mencionado na nota 8.4, valores superiores ao limite de 105% estão em discussão e, portanto, ainda não foram reconhecidos.

(iii) Encargo de Serviço do Sistema - ESS

Representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, que inclui os serviços ancilares, prestados pelos usuários dos Sistemas Interligado Nacional - SIN.

(iv) Neutralidade da Parcela A

Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais na tarifa, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados e os valores inseridos nas tarifas.

(v) Exposição de submercados

Representa o resultado financeiro decorrente das diferenças entre o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) em função das transferência de energia entre Submercados.

(vi) Saldo a Compensar da CVA do ciclo anterior

Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, verifica-se se o saldo da CVA em processamento considerado no processo tarifário foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele processo tarifário e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada.

(vii) 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.

(viii) Devoluções Tarifárias

Referem-se as receitas de ultrapassagem de demanda e excedentes de reativos auferidas a partir do 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (4CRTP), onde a partir de novembro de 2017, são apropriados em passivos setoriais, atualizadas mensalmente com aplicação da variação da SELIC e serão amortizadas a partir do início do 5º ciclo de Revisão Tarifária (5CRTP).

10 Outros créditos

	30/06/2018	31/12/2017
Subvenção Baixa Renda ⁽¹⁾	8.898	10.964
Ordens de serviço em curso - PEE e P&D	10.285	12.435
Ordens de serviço em curso - outros	154	2.279
Subvenção CDE -Desconto Tarifário ⁽²⁾	18.154	19.155
Créditos com terceiros - Alienação de bens e direitos	6.129	5.020
Adiantamentos	1.936	1.942
Outros ⁽³⁾	4.826	4.365
Total	50.382	56.160
Circulante	47.967	53.635
Não circulante	2.415	2.525

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

Segue a movimentação ocorrida no período:

	30/06/2018	31/12/2017
Saldo inicial - circulante - 31/12/2017 e 31/12/2016	10.964	7.401
Subvenção baixa renda	43.844	77.300
Ressarcimento e compensações pela CCEE	(45.910)	(73.737)
Saldo final - circulante - 30/06/2018 e 31/12/2017	8.898	10.964

- (2) **Subvenção CDE -Desconto Tarifário** - Refere-se a recursos transferidos às concessionárias autorizadas pelo Governo Federal, através do Decreto nº 7.891 de 23 de janeiro de 2013, para fazer frente à Subvenção CDE para os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, nos termos do inciso VII do caput do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Os saldos correspondentes às subvenções incorridas nos meses de maio e junho de 2018, serão compensados /ressarcidos no terceiro trimestre de 2018.

	30/06/2018	31/12/2017
Saldo inicial - circulante - 31/12/2017 e 31/12/2016	19.155	15.082
Desconto Tarifário Subvenção Irrigante e Rural	37.598	63.012
Ressarcimento e compensações pela CCEE	(38.599)	(58.939)
Saldo final - circulante - 30/06/2018 e 31/12/2017	18.154	19.155

- (3) **Outros** - Inclui R\$8 (R\$8 em 31 de dezembro de 2017) de provisão para crédito de liquidação duvidosa, R\$2.259 (R\$4.195 em 31 de dezembro de 2017) referente a compartilhamento, conforme contrato aprovado pela ANEEL.

11 Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela ENERGISA S/A, (100% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S/A (EBO), Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S/A (ESE), Energisa Minas - Distribuidora de Energia S/A (EMG), Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S/A (ENF), Energisa Serviços Aéreos S/A, Energisa Planejamento e Corretagem de Seguros Ltda, Energisa Soluções S/A (ESO), Energisa Soluções e Construções em Linhas e Redes S/A, Energisa Geração Usina Maurício e Parque Eólico Sobradinho, Energisa Comercializadora de Energia S/A, Energisa Pará Transmissora de Energia I S/A, Energisa Goiás Transmissora de Energia I S/A, Energisa Pará Transmissora de Energia II S/A, Energisa Empreendimentos de Energia II S/A além das participações nas sociedades Denerge Desenvolvimento Energético S/A e Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A que conferiram à Energisa S/A o controle indireto da Rede Energia S/A e, por consequência, das sociedades: Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia

S/A (EMS), Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (EMT), Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A (ETO), Energisa Sul Sudeste - Distribuição de Energia S/A (nova denominação social da Caiuá Distribuição de Energia S/A (ESS), que incorporou em 30 de junho de 2017 as empresas: (Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO), Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE), Empresa de Distribuição de Energia Elétrica do Vale do Paranapanema S/A (EDEV) Empresa Elétrica Bragantina S/A (EEB)), Multi Energisa Serviços S/A, Rede Power do Brasil S/A (REDE POWER), Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (CTCE), Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S/A e QMRA Participações S/A.

Transações efetuadas durante o período pela Companhia:

	Serviços contratados (Despesas)	Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição (Custo) ⁽⁴⁾	Comissão aval e debêntures - outras despesas financeiras ⁽⁵⁾	Saldo a pagar (fornecedores)	Saldo a pagar aval e debêntures - outras contas a pagar ⁽⁵⁾
Energisa S/A (1)	12.880	-	10.323	22.292	197.412
Multi Energisa Serviços S/A (2)	1.998	-	-	685	-
Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S/A	-	4.190	-	-	-
Energisa Soluções S/A (3)	243	-	-	35	-
30/06/2018	15.121	4.190	10.323	23.012	197.412
31/12/2017	-	-	-	18.461	192.068
30/06/2017	12.055	2.989	4.466	-	-

- (1) **Energisa S/A** - Refere-se a serviços administrativos e de compartilhamento de recursos humanos para execução de parcela dos macroprocessos prestados às suas controladas. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários. Os contratos de compartilhamento foram aprovados pela Aneel e firmados em 01 de março de 2017 com prazo de validade de 60 meses, podendo ser prorrogado mediante termo aditivo que devesse conter anuência da ANEEL.
- (2) **Muti Energisa Serviços S/A** - Refere-se a serviços de Call Center e Suporte a TI e foram submetidos à aprovação da ANEEL. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários.
- (3) **Energisa Soluções S/A** - as transações com as empresas ligadas referem-se a serviços de manutenção de linhas, subestações, engenharia e de projetos. Os contratos foram submetidos à aprovação da ANEEL e são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários.
- (4) Os valores de custo e uso de conexão estão suportados por contratos que foram submetidos à aprovação da ANEEL e foram efetuados em condições usuais de mercado.
- (5) A companhia efetuou a 2ª e 3ª emissão de debêntures em moeda corrente, que foram na sua totalidade, adquiridas pela Energisa S/A com vencimentos e condições conforme nota explicativa nº 17. Em 30 de junho de 2018 o valor atualizado é de R\$197.412 (R\$191.856 em 31 de dezembro de 2017).

Custo do contrato de comissão de aval, iniciado em fevereiro de 2013, de garantias da controladora para contratos da Companhia de empréstimos e financiamentos, com taxa a razão de 1,5% a.a.

Remuneração dos Administradores

	30/06/2018	30/06/2017
Remuneração Anual (a)	6.571	9.591
Remuneração dos membros do Conselho de Administração	287	674
Remuneração da Diretoria	628	539
Outros Benefícios (b)	701	748

- (a) Limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2018 foi aprovado na AGO de 27 de abril de 2018.
- (b) Inclui, encargos sociais, benefícios de previdência privada, seguro saúde e seguro de vida.

A maior e a menor remuneração atribuídas a dirigentes e conselheiros, relativas ao mês de junho, foram de R\$38 e R\$2 (R\$24 e R\$4 em 30 de junho de 2017), respectivamente. A remuneração média no período de 2018 foi de R\$14 (R\$12 em 30 de junho de 2017).

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 pelo Conselho de Administração em 10 de maio de 2018. O benefício é direcionado aos executivos da Companhia a ser pago em Units de emissão da controladora Energisa, até o limite previsto da ordem de 26.274 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, e da Companhia, de acordo com o escopo de cada executivo. O benefício visa atrair e reter executivos chaves e premia-los em função do seu desempenho, aliado às metas de desempenho da Companhia. O período de aquisição do direito (*vesting*) é de 3 anos a contar a partir da data da outorga. A implementação do plano se

dará ao longo de 2018. O ILP não produziu efeitos relevantes no resultado do período findo em 30 de junho de 2018.

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

O IRPJ e a CSLL diferidos são calculados sobre as diferenças entre os saldos dos ativos e passivos das Informações Financeiras Intermediárias e as correspondentes bases fiscais utilizadas no cálculo do IRPJ e da CSLL correntes. A probabilidade de recuperação destes saldos é revisada no 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.

	30/06/2018	31/12/2017
Ativo		
Imposto de renda s/prejuízos fiscais	3.063	3.063
Contribuição social s/base negativa	1.317	1.317
Subtotal	4.380	4.380
Ativo - Diferenças temporárias		
Imposto de renda	92.764	93.196
Contribuição social s/o lucro	33.395	33.552
Total - não circulante	130.539	131.128
Passivo - Diferenças Temporárias		
Imposto de renda	37.899	33.489
Contribuição social	13.644	12.056
Total - não circulante	51.543	45.545
Total líquido - ativo não circulante	78.996	85.583

As diferenças temporárias são como segue:

	30/06/2018		31/12/2017	
	Base de cálculo	IRPJ + CSLL	Base de cálculo	IRPJ + CSLL
Ativo				
Prejuízos fiscais	12.252	3.063	12.252	3.063
Base negativa da CSLL	14.632	1.317	14.632	1.317
Créditos fiscais - ágio ⁽¹⁾	138.055	46.939	143.789	48.888
Provisão ajuste atuarial	112.594	38.282	107.754	36.636
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais.	30.985	10.535	36.705	12.480
Provisão para crédito de liquidação duvidosa - PCLD	46.448	15.793	37.708	12.820
Outras provisões (PEE, P&D, honorários e outras).	34.567	11.753	30.724	10.446
Ajuste a valor presente	8.404	2.857	10.245	3.484
Marcação a mercado da dívida	(3.389)	(1.152)	3.519	1.196
Outras adições temporárias	-	-	2.343	798
Marcação a mercado - derivativo	(49.184)	(16.723)	(46.486)	(15.806)
IRPJ e CSLL sobre a parcela do VNR das contas a receber da concessão e atualizações	(99.022)	(33.668)	(87.468)	(29.739)
Total - ativo não circulante	246.342	78.996	265.717	85.583

(1) Benefício fiscal do ágio está sendo amortizado pelo período remanescente de exploração da concessão, pelo método linear.

A seguir, as realizações dos créditos fiscais:

Exercícios	Realização dos créditos fiscais
2018	6.629
2019	10.334
2020	11.352
2021	11.815
2022	11.383
2023 a 2025	79.026
Total	130.539

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

	01/04/2018 a 30/06/2018	01/01/2018 a 30/06/2018	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017
Resultados antes dos tributos sobre o lucro	65.657	157.510	47.164	111.086
Alíquota fiscal combinada	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e da contribuição social, calculados às alíquotas fiscais combinadas	(22.323)	(53.553)	(16.036)	(37.769)
Ajustes:				
Redução do imposto de renda e adicionais - SUDENE (*)	10.356	26.640	9.342	20.337
Créditos sobre outros incentivos fiscais (**)	185	739	115	574
Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro	(11.782)	(26.174)	(6.579)	(16.858)
Alíquota efetiva	17,94%	16,62%	13,95%	15,17%

(*) Em dezembro de 2012, a Companhia obteve através do Laudo Constitutivo nº 197/2012, aprovação do Ministério da Integração Social do novo pedido de benefício fiscal para o período de 01 de janeiro de 2012 a 31 de dezembro de 2021 e o deferimento de seu pedido junto à Receita Federal - Despacho Decisório nº 128 DRF/JPA de 23 de maio de 2013 e Ato Declaratório nº 11 DRF/JPA de 09 de outubro de 2017, consiste na redução de até 75% do Imposto de Renda calculado sobre o lucro de exploração. Os valores de redução do imposto de renda e adicionais - Incentivo SUDENE- auferidos no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, foram registrados diretamente na demonstração de resultado do exercício na rubrica "imposto de renda e contribuição social corrente" de acordo com a Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08.

(**) Referem-se basicamente a outros incentivos fiscais utilizados pela Companhia, como PAT (Programa de Alimentação do Trabalhador), Doações/Patrocínios Culturais, Lei nº 8.313/91 e Projetos Desportivos, Lei nº 11.438/2006.

13 Contas a receber da concessão

A Lei nº 12.783/13 vem determinar 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.

Desde 31 de dezembro de 2012 a Companhia passou a reconhecer o VNR, homologado pela ANEEL, dos ativos que compõe a concessão, com a aplicação do IGPM. 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 corrigida pela aplicação do IPCA.

A partir do exercício findo em 31 de dezembro de 2017, objetivando melhor adequar as práticas contábeis, a Companhia passou a reconhecer a remuneração da parcela dos ativos que compõe a base incremental, anteriormente aplicava a variação do IPCA somente sobre a base blindada (última revisão tarifária homologada pela ANEEL).

No Período findo em 30 de junho de 2018, a remuneração do contas a receber da concessão, foi registrada em receitas operacionais como ativo financeiro indenizável da concessão no montante de R\$11.879 (R\$2.185 de perda em 30 de junho de 2017).

O valor registrado no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, inclui a parcela do processo do 4º ciclo tarifário aprovado pela Aneel através da Resolução Homologatória nº 2.291, de 22 de agosto de 2017, Nota Técnica nº. 248/2017 - SGT/ANEEL.

Segue as movimentações ocorridas no período:

	30/06/2018	31/12/2017
Ativo financeiro valor justo - 31/12/2017 e 31/12/2016	464.587	425.000
Adições no período (*)	22.328	24.935
Baixas no período	(636)	(5.299)
Receitas operacionais - ativo financeiro indenizável da concessão (**)	11.879	19.951
Ativo financeiro valor justo - 30/06/2018 e 31/12/2017	498.158	464.587

(*) Transferência do intangível para o grupo de contas a receber da concessão;

(**) Os ativos são atualizados pela variação mensal do IPCA, índice de remuneração utilizado pelo regulador nos processos de revisão tarifária.

14 Intangível e Imobilizado

	30/06/2018	31/12/2017
Intangível - Contrato de concessão	718.496	709.812
Imobilizado	8.958	10.054
Total	727.454	719.866

Intangível - Contrato de concessão

Referem-se a 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 31/12/2017	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/ Depreciação (**)	Saldo 30/06/2018
Intangível em Serviço							
Custo	4,30%	1.486.472	-	30.087	(3.392)	-	1.513.167
Amortização Acumulada		(684.846)	-	-	2.219	(39.435)	(722.062)
Subtotal		801.626	-	30.087	(1.173)	(39.435)	791.105
Em Curso		63.434	69.710	(30.087)	(23.510)	-	79.547
Total		865.060	69.710	-	(24.683)	(39.435)	870.652
Obrigações Vinculadas a concessão							
Em Serviço							
Custo	3,88%	198.045	-	1.254	-	-	199.299
Amortização Acumulada		(67.594)	-	-	-	(5.087)	(72.681)
Subtotal		130.451	-	1.254	-	(5.087)	126.618
Em Curso		24.797	3.177	(1.254)	(1.182)	-	25.538
Total das Obrigações Vinculadas a concessão		155.248	3.177	-	(1.182)	(5.087)	152.156
Total Intangível		709.812	66.533	-	(23.501)	(34.348)	718.496
Imobilizado em Serviço							
Custo:							
Edificações e benfeitorias	3,33%	327	-	-	-	-	327
Máquinas e equipamentos	16,46%	20.845	-	169	-	-	21.014
Veículos	14,29%	64	-	-	-	-	64
Móveis e utensílios	6,25%	12.573	-	-	-	-	12.573
Total do imobilizado em serviço		33.809	-	169	-	-	33.978
Depreciação acumulada:							
Edificações e benfeitorias		(135)	-	-	-	(5)	(140)
Máquinas e equipamentos		(14.223)	-	-	-	(1.024)	(15.247)
Veículos		(64)	-	-	-	-	(64)
Móveis e utensílios		(9.333)	-	-	-	(236)	(9.569)
Total Depreciação acumulada		(23.755)	-	-	-	(1.265)	(25.020)
Subtotal Imobilizado		10.054	-	169	-	(1.265)	8.958
Imobilizado em curso		-	169	(169)	-	-	-
Total do Imobilizado		10.054	169	-	-	(1.265)	8.958
Total Intangível e Imobilizado		719.866	66.702	-	(23.501)	(35.613)	727.454

(*) Das baixas no montante de R\$23.501, R\$22.328 refere-se as transferências do ativo intangível líquido das obrigações especiais para o contas a receber da concessão e R\$1.173 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 intangível, líquido das obrigações especiais, para o contas a receber da concessão de R\$22.328 (R\$24.935 em 31 de dezembro de 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).

(**) A Companhia registrou no período, crédito de PIS/COFINS sobre amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$327 (R\$569 em 31 de dezembro de 2017).

	Taxa média de depreciação (%)	Saldo 31/12/2016	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/ Depreciação (**)	Saldo 31/12/2017
Intangível em Serviço							
Custo	4,40%	1.417.441	7.696	75.089	(13.754)	-	1.486.472
Amortização Acumulada		(616.389)	(678)	-	6.897	(74.676)	(684.846)
Subtotal		801.052	7.018	75.089	(6.857)	(74.676)	801.626
Em Curso		62.473	139.105	(75.089)	(63.055)	-	63.434
Total		863.525	146.123	-	(69.912)	(74.676)	865.060
Obrigações Vinculadas a concessão							
Em Serviço							
Custo		205.646	-	(7.601)	-	-	198.045
Amortização Acumulada	3,93%	(66.346)	-	-	-	(1.248)	(67.594)
Subtotal		139.300	-	(7.601)	-	(1.248)	130.451
Em Curso		34.161	21.155	7.601	(38.120)	-	24.797
Total das Obrigações Vinculadas a concessão		173.461	21.155	-	(38.120)	(1.248)	155.248
Total Intangível		690.064	124.968	-	(31.792)	(73.428)	709.812
Imobilizado em Serviço							
Custo:							
Edificações e benfeitorias	3,33%	327	-	-	-	-	327
Máquinas e equipamentos	16,46%	19.677	-	1.168	-	-	20.845
Veículos	14,29%	64	-	-	-	-	64
Móveis e utensílios	6,25%	12.482	-	91	-	-	12.573
Total do imobilizado em serviço		32.550	-	1.259	-	-	33.809
Depreciação acumulada:							
Edificações e benfeitorias		(125)	-	-	-	(10)	(135)
Máquinas e equipamentos		(12.279)	-	-	20	(1.964)	(14.223)
Veículos		(64)	-	-	-	-	(64)
Móveis e utensílios		(8.844)	-	-	-	(489)	(9.333)
Total Depreciação acumulada		(21.312)	-	-	20	(2.463)	(23.755)
Subtotal Imobilizado		11.238	-	1.259	20	(2.463)	10.054
Imobilizado em curso		-	1.259	(1.259)	-	-	-
Total do Imobilizado		11.238	1.259	-	20	(2.463)	10.054
Total Intangível e Imobilizado		701.302	126.227	-	(31.772)	(75.891)	719.866

(*) Das baixas no montante de R\$31.772, R\$24.935 refere-se as transferências do ativo intangível líquido das obrigações especiais para o contas a receber da concessão e R\$6.837 referem-se às baixas realizadas no exercício, inicialmente contabilizadas nas Ordens de desativação - ODD e ao final do processo os valores são transferidos para a demonstração do resultado do exercício na rubrica de outras receitas (despesas) operacionais.

O montante transferido do ativo intangível, líquido das obrigações especiais, para o contas a receber da concessão de R\$24.935 (R\$57.844 em 2016), 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).

(**) A Companhia registrou no exercício, crédito de PIS/COFINS sobre amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$569 (R\$253 em 2016).

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 da ANEEL nº 691 de 08 de dezembro de 2015 regulamenta a desvinculação da infraestrutura das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para sua desvinculação, quando destinada à alienação. Determina, também, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária específica e os recursos reinvestidos na infraestrutura da própria concessão.

A amortização do intangível está sendo realizada de acordo com as taxas da Resolução Normativa da ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015, limitado ao prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada é de 4,30% (4,40% em 31 de dezembro de 2017).

A partir da segunda revisão tarifária periódica, ocorrida em julho de 2009, as obrigações vinculadas à concessão (obrigações especiais) passaram a ser amortizadas pela taxa média de depreciação do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos das obrigações especiais, entretanto as novas adições, ocorridas a partir de 01 de janeiro de 2015, início da vigência da nova versão do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, estabelecido pela Resolução Normativa nº 605/2014, passaram a ser amortizadas de acordo com a data da imobilização até estar totalmente amortizado.

O saldo do intangível e do contas a receber da concessão estão reduzidos pelas obrigações vinculadas a concessão, que são representadas por:

	30/06/2018	31/12/2017
Contribuições do consumidor ⁽¹⁾	126.371	123.194
Participação da União - recursos CDE ⁽²⁾	125.966	125.966
Participação do Governo do Estado ⁽²⁾	11.938	11.938
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	20.628	20.628
(-) Amortização acumulada	(72.681)	(67.594)
Total	212.222	214.132
Alocação:		
Contas a receber da concessão	60.066	58.884
Infraestrutura - Intangível em serviço	126.618	130.451
Infraestrutura - Intangível em curso	25.538	24.797
Total	212.222	214.132

(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 destinados 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, são apropriados em passivos financeiros setoriais - devoluções tarifárias conforme determina a Resolução Normativa nº 660 de 28 de abril de 2015 e despacho da ANEEL nº 245 de 28 de janeiro de 2016.

15 Fornecedores

	30/06/2018	31/12/2017
CCEE ⁽¹⁾	80.783	48.061
Contratos Bilaterais ⁽²⁾	81.752	78.374
Encargos do serviço do sistema ⁽²⁾	1.263	1.131
Conexão à rede ⁽²⁾	1.023	1.023
Uso do sistema de distribuição (CUSD) ⁽²⁾	849	629
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS	11.550	11.152
Materiais, serviços e outros ⁽³⁾	36.981	29.112
Total	214.201	169.482
Circulante	211.555	166.836
Não Circulante	2.646	2.646

- (1) Incremento do custo de energia no Mercado de Curto Prazo-MCP em consequência do PLD que atingiu valores expressivos, com média de R\$457,42 em junho de 2018, contra média de R\$234,46 em dezembro de 2017.
- (2) Refere-se à aquisição de energia elétrica de geradores, uso da rede básica e uso do sistema de distribuição, cujo prazo médio de liquidação é de 25 dias.
- (3) Referem-se às aquisições de materiais, serviços e outros, necessários à execução, conservação e manutenção dos serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica, com prazo médio de liquidação de 40 dias.

16 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.

	30/06/2018	31/12/2017
Empréstimos e financiamentos - moeda nacional	138.445	259.859
Empréstimos e financiamentos - moeda estrangeira	344.138	361.253
Encargos de dívidas - moeda nacional	7.264	5.633
Encargos de dívidas - moeda estrangeira	1.215	1.459
(-) Custos a amortizar - moeda nacional	(358)	(1.119)
Marcação a mercado de dívidas	(2.944)	3.519
Total	487.760	630.604
Circulante	184.323	192.439
Não Circulante	303.437	438.165

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

Empresa / Operação	Total		Encargos	Vencimen to	Periodicida de Amortiza ção	(Taxa efetiva de juros) (5)	Garantias (*)
	30/06/2018	31/12/2017					
FIDC Grupo Energisa III	53.578	61.362	CDI + 0,70% a.a.	dez/20	Mensal	3,52%	R
Repasse BNDES FINEM - Itaú (4 e 6)	-	14.923	TJLP + 2,90% a 4,00% a.a.	dez/23	Mensal	4,72% a 5,26%	A
Repasse BNDES FINEM - Citibank (3)	-	34.884	TJLP + 3,96% a 4,26% a.a.	nov/21	Mensal	5,24% a 5,39%	A
Repasse BNDES FINEM - Itaú (3)	-	9.441	TJLP + 3,96% a 4,26% a.a.	nov/21	Mensal	5,24% a 5,39%	A
Repasse BNDES FINEM - Bradesco (3)	-	7.205	TJLP + 3,96% a 4,26% a.a.	nov/21	Mensal	5,24% a 5,39%	A
Repasse BNDES FINEM - Citibank (3)	-	25.941	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	5,32%	A
Repasse BNDES FINEM - Itaú (3)	-	7.021	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	5,32%	A
Repasse BNDES FINEM - Bradesco (3)	-	5.358	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	5,32%	A
FINAME - Itaú	22.697	25.283	2,50% a 10,0% a.a. (Pré)	jan/25	Mensal	1,24% a 4,88%	A
Parcelamento FUNASA	4.017	4.192	IPCA + 5,94%	dez/29	Mensal	5,53%	-
Nota Promissória SAFRA 1º Série(4)	-	6.988	CDI + 1,65%	abr/18	Final	3,99%	A
Nota Promissória SAFRA 2º SÉRIE(4)	65.417	62.894	CDI + 1,65%	abr/19	Final	3,99%	A
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(358)	(1.119)	-	-	-	-	-
Total em Moeda Nacional	145.351	264.373					
Resolução 4131 - Itaú BBA (1 e 4)	98.305	184.890	3,80%a.a. (Pré)	jun/20	Final	18,44%	A
Resolução 4131 -Citibank (1 e 4)	125.722	73.779	Libor + 0,73% a 2,16% a.a.	jan/21	Final	19,22% a 19,93%	A
Resolução 4131 - Bank of America ML (1 e 4)	121.326	104.043	Libor + 2,25% a.a.	set/19	Final	19,98%	A
(-) Marcação à Mercado de Dívida (2)	(2.944)	3.519	-	-	-	-	-
Total em Moeda Estrangeira	342.409	366.231					
Total	487.760	630.604					

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

- (1) Os contratos em moeda estrangeira possuem proteção de swap cambial e instrumentos financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 25).
- (2) As 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” (nota explicativa nº25).

- (3) A controladora Energisa S.A., firmou um acordo de investimentos com a BNDES Participações S.A - BNDESPAR por meio de um sindicato de bancos, formado entre Itaú Unibanco S.A., Banco Bradesco S.A., Banco BTG Pactual S.A. e Banco Citibank S.A., visando o repasse no âmbito dos programas FINAME e FINEM, no montante de R\$97.496, sujeito ao atendimento das condições estabelecidas entre os Agentes Repassadores e à confirmação, aprovação e disponibilidade de recursos por parte do BNDES destinados a expansão e modernização do sistema de distribuição de energia elétrica na área de concessão da companhia, além de investimentos na aquisição de máquinas e equipamentos e investimentos sociais não contemplados nos licenciamentos ambientais.

O montante liberado para o financiamento foi de R\$96.970, referente à 1ª tranche do programa do Acordo de Investimentos.

Em 28 de março de 2018 a companhia efetuou a liquidação antecipada dos contratos no valor de R\$87.723.

- (4) O contrato possui cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos pela controladora Energisa S.A. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 25 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos).

Em 30 de junho de 2018, as exigências contratuais foram cumpridas.

- (5) As taxas efetivas de juros representam as variações ocorridas no período findo 30 de junho de 2018. Para as dívidas em moeda estrangeira, não estão sendo considerados os efeitos do hedge cambial, demonstrados na Nota Explicativa nº 25 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos.

- (6) Em 15 de maio de 2018 a companhia efetuou a liquidação antecipada dos contratos no valor de R\$13.516

Para garantia do pagamento das parcelas de curto prazo, a Companhia mantém aplicações financeiras no montante R\$6.420 (R\$5.935 em 31 de dezembro de 2017), registrados na rubrica, "Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados" no ativo não circulante.

Os financiamentos obtidos junto ao Finame estão garantidos pelos próprios equipamentos financiados.

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/exercício:

Moeda/indicadores	30/06/2018	31/12/2017
US\$ x R\$	16,56%	1,50%
TJLP	3,28%	7,12%
SELIC	3,17%	9,85%
CDI	3,17%	9,94%
IPCA	2,60%	2,95%
LIBOR	2,30%	1,30%

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

	30/06/2018
2019	96.908
2020	123.469
2021	74.356
2022	4.126
Após 2022	4.578
Total	303.437

Segue as movimentações ocorridas no período:

	30/06/2018	31/12/2017
Saldo em 31/12/2017 e 31/12/2016	630.604	725.218
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	60.000	164.068
Encargos de dívidas - juros, custos, variação monetária e cambial	75.292	40.793
Custos Apropriados	(248)	(339)
Marcação a Mercado das Dívidas	(6.463)	(3.038)
Pagamento de principal	(256.628)	(259.749)
Pagamento de juros	(14.797)	(36.349)
Saldo em 30/06/2018 e 31/12/2017	487.760	630.604
Circulante	184.323	192.439
Não circulante	303.437	438.165

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

Contratos	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2020 em diante	Total 30/06/2018	Total 31/12/2017
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios- Grupo Energisa III	45	96	101	242	291
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES	-	-	-	-	630
Nota Promissória SAFRA Primeira Série	-	-	-	-	8
Nota Promissória SAFRA Segunda Série	69	47	-	116	190
	114	143	101	358	1.119

17 Debêntures (não conversíveis em ações)

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

	30/06/2018	31/12/2017
Emissão de debêntures - moeda nacional	381.534	191.856
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(3.326)	(2.398)
Marcação à Mercado de Dívida	(445)	-
Total	377.763	189.458
Circulante	10.433	2.073
Não Circulante	367.330	187.385

Operações	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos / circulação	Rendimentos	Vencimento	Amortização	Taxa efetiva de juros
	30/06/2018	31/12/2017						
Debêntures 2ª Emis 1ª Série	15.701	15.764	19/07/2017	15.173 / 15.173	IPCA + 5,60% a.a	jun/22	Final	5,36%
Debêntures 2ª Emis 2ª Série	14.094	14.152	19/07/2017	13.618 / 13.618	IPCA + 5,6601%a.a	jun/24	Final	5,39%
Debentures 3ª Emissão 1ª Série	12.267	11.788	31/10/2017	11.635 / 11.635	IPCA+4,4885% a.a	out /22	Final	4,82%
Debentures 3ª Emissão 2ª Série	2.290	2.198	31/10/2017	2.169 / 2.169	IPCA+4,7110% a.a	out /24	Final	4,93%
Debentures 3ª Emissão 3ª Série	4.270	4.092	31/10/2017	4.035 / 4.035	IPCA+5,1074% a.a	out /27	Final	5,12%
Debentures 3ª Emissão 4ª Série	148.790	143.862	31/10/2017	142.161 / 142.161	107,75% CDI	out /22	Annual após out/20	3,42%
Debêntures 4ª Emissão Série Única	184.122	-	07/03/2018	18.000 / 18.000	CDI+1,00% a.a	fev / 21	Final	3,67%
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(3.326)	(2.398)						
Marcação à Mercado de Dívida	(445)	-						
Total	377.763	189.458						

Em 07 de março de 2018 a Companhia fez a 4ª Emissão de Debêntures em uma única série no valor total de R\$180.000, sendo que os recursos captados com a emissão foram destinados à gestão ordinária dos negócios da Emissora.

Os recursos capitados com a 2ª e 3ª emissão foram destinados para os projetos de Investimentos em Infraestrutura de Distribuição de Energia Elétrica que compreende a expansão, renovação ou melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica, sendo elas totalmente adquiridas pela controladora Energisa.

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essa garantia é estruturada a partir de indicadores estabelecidos pela controladora final (Energisa S/A). O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº25). Em 30 de junho de 2018, as exigências contratuais foram cumpridas.

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

	30/06/2018
2020	46.024
2021	226.851
2022	74.468
Após 2022	19.987
Total	367.330

Segue as movimentações ocorridas no período:

	30/06/2018	31/12/2017
Saldo em 31/12/2017 e 31/12/2016	189.458	-
Novas emissões	180.000	188.791
Encargos de dívidas - juros, custos e variação monetária	11.575	3.216
Marcação a Mercado das Dívidas	(445)	-
Custos apropriados	(1.331)	(2.549)
Pagamento de juros	(1.494)	-
Saldo em 30/06/2018 e 31/12/2017	377.763	189.458
Circulante	10.433	2.073
Não circulante	367.330	187.385

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

Contratos	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2020 em diante	Total
Debêntures 2ª Emissão 1ª Série	59	118	295	472
Debêntures 2ª Emissão 2ª Série	38	75	339	452
Debêntures 3ª Emissão 1ª Série	10	20	56	86
Debêntures 3ª Emissão 2ª Série	1	2	10	13
Debêntures 3ª Emissão 3ª Série	2	4	33	39
Debêntures 3ª Emissão 4ª Série	121	242	685	1.048
Debêntures 4ª Emissão Sér. Única	235	459	522	1.216
Total	466	920	1.940	3.326

18 Impostos e contribuições sociais

	30/06/2018	31/12/2017
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS (*)	55.247	54.768
Encargos sociais	2.573	2.513
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	2.685	2.935
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	1.390	1.077
Contribuições ao PIS e a COFINS	19.643	16.774
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	465	898
Outros	1.339	1.663
Total	83.342	80.628
Circulante	68.804	66.874
Não circulante	14.538	13.754

(*) A Companhia possui R\$10.918 (R\$10.197 em 31 de dezembro de 2017) referente ao ICMS incidente sobre a TUSD suspenso por liminares (vide nota explicativa nº6).

19 Encargos setoriais

	30/06/2018	31/12/2017
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE ⁽¹⁾	10.013	10.205
Fundo Nacional Desenvolvimento Científico Tecnológico - FNDCT	640	597
Ministério de Minas e Energia - MME	320	299
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL	1.979	1.055
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	11.127	12.429
Programa de Eficiência Energética - PEE	17.742	15.008
Total	41.821	39.593
Circulante	23.237	24.591
Não circulante	18.584	15.002

(1) A Resolução Homologatória nº 2.204 da ANEEL, de 07 de março de 2017, homologa as quotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para o ano de 2017 e a Resolução Homologatória nº 2.368 de 09 de fevereiro de 2018, que altera a Resolução Homologatória nº 2.358 de 19 de dezembro de 2017, homologa as quotas da CDE para o ano de 2018.

Conta de Desenvolvimento Energético-CDE - refere-se a: (i) cota anual (R\$2.049 em 31 de dezembro de 2017); (ii) cota destinada a devolução do aporte de CDE no montante de R\$2.008 (R\$2.008 em 31 de dezembro de 2017); (iii) cota destinada a devolução do aporte da conta no Ambiente de Contratação Regulada (“Conta ACR”) no montante de R\$8.005 (R\$6.147 em 31 de dezembro de 2017).

O contrato de concessão da Companhia estabelece a obrigação de aplicar anualmente o montante de 1% da receita operacional líquida, em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado ao Programa de Eficiência Energética (PEE), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), ao Ministério de Minas e Energia (MME) e ao Programa Nacional de Conservação e Energia Elétrica (PROCEL). A participação de cada um dos programas está definida pelas Leis nº 10.848 de 15 de março de 2004, nº 11.465 de 28 de março de 2007, nº 12.212 de 21 de janeiro de 2010 e nº 13.280 de 03 de maio de 2016.

A atualização das parcelas referentes ao PEE e P&D é efetuada pela taxa de juros SELIC, de acordo com as Resoluções Normativas ANEEL nº 176 de 28 de novembro de 2005, nº 219 de 11 de abril de 2006, nº 300 de 12 de fevereiro de 2008, nº 316 de 13 de maio de 2008, nº 504 de 14 de agosto de 2012, nº 556 de 18 de junho de 2013 e Ofício Circular nº 1.644/2009-SFF/ANEEL de 28 de dezembro de 2009.

Por meio da Resolução Normativa nº 316, de 13 de maio de 2008, alterada pela Resolução Normativa nº 504 de 14 de agosto de 2012 e nº 556 de 18 de junho de 2013, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do programa do P&D e PEE, respectivamente. Entre esses novos critérios, foram definidos os itens que compõem a base de cálculo das obrigações, ou seja, a receita operacional líquida e o cronograma de recolhimento ao FNDCT e ao MME.

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.

20 Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais.

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 período. Essa obrigação pode ser mensurada com razoável certeza e é atualizada de acordo com a evolução do processo judicial ou encargos financeiros incorridos e pode ser revertida caso a estimativa de perda não seja mais considerada provável, ou baixada quando a obrigação for liquidada. Por sua natureza, os processos judiciais serão 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	30/06/2018	31/12/2017
Saldo inicial - 31/12/2017 e 31/12/2016	9.048	26.071	1.586	36.705	50.042
Constituições de Provisões	937	2.928	-	3.865	34.006
Reversões de provisões	(3.724)	(5.377)	-	(9.101)	(19.957)
Pagamentos realizados	(193)	(825)	-	(1.018)	(28.571)
Atualização monetária	113	372	49	534	1.185
Saldo final - 30/06/2018 e 31/12/2017	6.181	23.169	1.635	30.985	36.705
Cauções e depósitos vinculados (*)				(6.113)	(6.960)

(*) A Companhia possui cauções e depósitos vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$23.612 (R\$21.247 em 31 de dezembro de 2017). Deste total, R\$17.499 (R\$14.287 em 31 de dezembro de 2017) não possuem provisões para riscos em face do prognóstico de perdas ser possível ou remoto.

Perdas prováveis

Trabalhistas:

A maioria das ações tem por objeto (i) verbas contratuais/legais (horas extras, danos moral, jornada de trabalho, diferença salarial), (ii) responsabilidade subsidiária (horas extras, vínculo, 13º salário, adicional periculosidade), (iii) indenização (acidente de trabalho, danos morais e materiais, verbas contratuais), entre outros, estando à variação relacionada (iv) novos entrantes propostos no período, (v) atualização monetária da base de ativos, (vi) alteração de provisão, aumentos e baixas e (vii) reversões ocorridas no exercício.

Cíveis:

Nos processos cíveis discutem-se principalmente indenizações por danos morais/materiais e reclamações de consumidores (cobrança por irregularidade, reclamação de consumo, suspensão de fornecimento, danos elétricos/queima de equipamentos, entre outros).

Fiscais:

A maioria das ações tem por objeto discussões relacionadas a tributos IRPJ, CSLL, IPTU e ação regressiva acidentária (auxílio doença por acidente de trabalho).

Os processos relacionados a IPTU tramitam na comarca de Cabedelo, onde se discute questões relacionadas a desapropriação de lotes pelo DNIT. Aguardando análise pericial.

O processo de IRPJ/CSLL trata de diferenças apuradas no exercício 1997 a 2001, estando o processo em fase de andamento no CARF.

Os processos que envolvem ação regressiva acidentária estão relacionados a ressarcimento ao INSS pelos custos que arcou para tratar a saúde dos empregados acidentados.

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 e fiscais em andamento em um montante de R\$763.697 (R\$609.071 em 31 de dezembro de 2017), cuja probabilidade de perda foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

O incremento de R\$154.626, registrado no período findo em 30 de junho de 2018, refere-se substancialmente às movimentações ocorridas no contencioso cível.

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

Trabalhistas:

Ações judiciais de natureza trabalhistas na condição de réu no montante R\$20.958 (R\$25.124 em 31 de dezembro de 2017) referem-se a discussões de ex-empregados que requerem recebimento de horas extras, complementação de adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente de trabalho, bem como ações de ex-empregados de prestadores de serviços contratados pela Companhia reivindicando responsabilidade subsidiária por verbas rescisórias, bem como a cobrança de contribuição sindical.

A redução de R\$4.166, registrada no período findo em 30 de junho de 2018, refere-se a movimentação de encerramento de processos, associado a movimentações de alterações/reduções de provisão e prognóstico ocorrida nos processos ativos.

Principais processos:

- . Reclamação Trabalhista 0001525-58.2017.5.13.0026, proposta por empregados próprios onde o autor requer hora extras e dano moral, com valor envolvido de R\$3.027, recebida em março de 2018.
- . Reclamação Trabalhista 00181.2011.018.13.00-2, proposta por empregados próprios onde o autor requer verbas contratuais/legais, processo encerrado em fevereiro de 2018 (R\$1.520 em 31 de dezembro de 2017).
- . Reclamação Trabalhista 0001366-81.2017.513.0005, proposta por empregados próprios onde o autor requer reintegração, com valor envolvido de R\$1.532 (R\$1.508 em 31 de dezembro de 2017).
- . Reclamação Trabalhista 00361.2008.011.13.00-4, proposta por empregados próprios onde o autor requer indenização, com valor envolvido de R\$1.368 (R\$1.346 em 31 de dezembro de 2017).

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível e juizado especial cível, no montante de R\$332.488 (R\$149.671 em 31 de dezembro de 2017), têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica em razão da incerteza de seu valor; (ii) indenizações por danos materiais e morais decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos aparelhos de medição, de variações de tensão elétrica, ou de falta momentânea de energia; e (iii) multas regulatórias originárias de procedimentos de fiscalização do poder concedente, entre outros.

O aumento de R\$182.817, registrado no período findo em 30 de junho de 2018, refere-se especialmente ao impacto provocado pela movimentação ocorrida no processo 0053723-89.2016.4.01.3400, para o qual foi registrado um aumento de R\$167.508 no valor envolvido e alteração de prognóstico de remoto para possível. Esta movimentação é fruto da análise das resoluções homologatórias da ANEEL, que validaram as tarifas praticadas no período, desse modo, recalculou-se o efetivo valor de eventual risco financeiro e reavaliou-se o prognóstico de perda: expurgando-se valores pleiteados sem respaldo na lei consumerista, visto que a tarifa praticada sempre esteve em consonância com as determinações da agência reguladora.

Principais processos:

- . Ação 0053723-89.2016.4.01.3400, no montante de R\$167.508 relacionada ao pleito de restituição de valores cobrados em faturas de energia elétrica, referentes a perdas técnicas e comerciais, que em face de novas análises efetuadas pelos nossos consultores jurídicos o prognóstico foi alterado de perda remota para possível.
- . Ação 0002664-83.2015.815.0131 com valor envolvido de R\$51.990 (R\$51.187 em 31 de dezembro de 2017), processo onde se discute questões relacionadas a rescisão contratual (ação anulatória proposta pela Cooperativa de Eletrificação Rural). O autor questiona a transferência da rede de eletrificação realizada entre a Cervap e a Energisa, requerendo a nulidade da escritura pública de transação entre as empresas e de todos os atos decorrente da mesma.
- . Ação 0800663-51.2015.815.0371 com valor envolvido de R\$12.131 (R\$11.944 em 31 de dezembro de 2017), onde se discute questões relacionadas a indenização por incêndio/queimadas.
- . Ação 0800388-05.2015.815.0371 com valor envolvido de R\$11.205 (R\$11.032 em 31 de dezembro de 2017), onde se discute questões relacionadas a indenização por incêndio/queimadas.

Fiscais

Ações de natureza fiscal e tributária no montante de R\$410.251 (R\$434.276 em 31 de dezembro de 2017) referem-se basicamente aos seguintes objetos: (i) ICMS incidente sobre a demanda de energia; (ii) compensação e aproveitamento de créditos de ICMS; (iii) diferencial de alíquota; e (iv) imposto de renda e contribuição social sobre o lucro, leilão de energia, entre outros.

O redução de R\$24.025, registrado no período findo em 30 de junho de 2018, refere-se às movimentações relacionadas à alterações/aumento de provisão e atualização monetária da base de ativos.

Principais processos:

. Auto de infração 10467.720529/2011-81, com montante envolvido de R\$105.352 (R\$102.164 em 31 de dezembro de 2017), pelo qual a Receita Federal sustenta a suposta falta de adição na apuração do lucro real e da base de cálculo da contribuição social, de despesas consideradas indedutíveis relativas à amortização do ágio referente à privatização da Companhia, bem como a suposta compensação indevida de prejuízos fiscais e da base de cálculo da contribuição social.

. Autos de Infrações números: (I) 93300008.09.00000271/2017.59 no montante de R\$124.490 (R\$89.956 em 31 de dezembro de 2017) - referente ao período de janeiro de 2012 a dezembro de 2015; (II) Auto de Infração 93300008.09.00002467/2014-35 com valor envolvido de R\$47.288 (R\$40.671 em 31 de dezembro de 2017) - referente ao período de janeiro de 2009 a dezembro de 2010; e (III) Auto de Infração 93300008.09.70/2016-70 com valor envolvido de R\$40.648 (R\$28.991 em 31 de dezembro de 2017) - referente ao período de janeiro a dezembro de 2011. Todos lavrados pela Receita Estadual em virtude de glosa de ICMS, sob o argumento de que as aquisições de mercadorias objeto do creditamento no livro CIAP (controle de crédito do ativo permanente), não poderiam ser consideradas como ativo fixo, por não serem de propriedade da impugnante, mas sim do poder concedente (União Federal). A alegação do Estado é que o registro das operações no Ativo Imobilizado somente era possível até o ano de 2009. A partir de 2010, as normas contábeis passaram a exigir a escrituração das novas aquisições no Ativo Intangível.

. Processo administrativo 14751.002.618/2009-72, com montante envolvido de R\$48.052 (R\$46.598 em 31 de dezembro de 2017), pelo qual a Receita Federal autuou de forma reflexa o lançamento suplementar de IRPJ dos fatos geradores de 2001 e 2002 e anos calendários de 2005 e 2006, cobrando glosas de deduções de despesas, variações monetárias passivas, adições não computadas na apuração do lucro real e compensações não autorizadas. Em abril de 2018 este processo teve prognóstico alterado de possível para remoto, haja vista acolhimento de tese no CARF.

21 Patrimônio líquido

21.1 Capital Social

O capital social subscrito e integralizado é de R\$571.865 (R\$526.992 em 31 de dezembro de 2017) está representado por 918.160 ações ordinárias, todas nominativas sem valor nominal.

Em Assembleia Geral Ordinária de Acionistas, realizada em 25 de abril de 2018 foi aprovado o aumento de capital social da Companhia no montante de R\$44.873, sem a emissão de novas ações, mediante a capitalização do saldo da reserva de lucros - Incentivo Fiscal - Redução de Imposto de Renda, passando o capital social a ser de R\$571.865.

O capital social da Companhia poderá ser aumentado, por subscrição, independentemente de modificação estatutária até o limite de 6.000 mil ações, cabendo ao Conselho de Administração à deliberação sobre forma, condições da subscrição e integralização das ações bem como as características das ações a serem emitidas e o preço de emissão.

21.2 Reserva de lucros - reserva de incentivos fiscais

A Companhia, por atuar no setor de infraestrutura na região Nordeste, obteve a redução do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo 551, § 3º, do Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999.

Esta redução foi aprovada através do Laudo Constitutivo nº 197/2012, Ofício SUDENE nº 1.957 de 12/12/2012, Despacho Decisório Nº 128 DRF/JPA de 23 de maio de 2013 e Ato Declaratório Nº 11 de 09 de outubro de 2017, que impõe algumas obrigações e restrições:

- (i) O valor apurado como benefício não pode ser distribuído aos acionistas;
- (ii) O valor deve ser contabilizado como reserva de lucros e capitalizado até 31 de dezembro do ano seguinte à apuração e/ou utilizado para compensação de prejuízos, com aprovação em AGO/AGE; e
- (iii) O valor deve ser aplicado em atividades diretamente relacionadas com a produção na região incentivada.

A partir da edição da Lei nº 11.638/07 e Lei nº 11.941/09 os incentivos fiscais passaram a ser contabilizados no resultado do exercício com posterior transferência para reservas de lucros - reserva de redução de imposto de renda. No período findo em 30 de junho de 2018 a Companhia apurou R\$26.640 (R\$44.874 em 31 de dezembro de 2017 de reversão) de redução de imposto de renda.

21.3 Dividendos

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 25 de abril de 2018, foi aprovado o pagamento de dividendos, relativos ao exercício de 2017, no montante de R\$187.696, tendo sido antecipados e quitados: em 31 de agosto de 2017, o valor de R\$69.180; e em 28 de dezembro de 2017, o valor de R\$11.133. O saldo remanescente, no valor de R\$107.383 foi pago no dia 06 de março de 2018.

Em Ata de Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 13 de junho de 2018, foi aprovado a distribuição de dividendos intercalares apurados no balanço levantado pela Companhia até 31 de março de 2018, no montante de R\$61.177, equivalentes a R\$66,62977813452 por ação ordinária do capital social, quitado integralmente em 03 de julho de 2018.

22 Receita operacional

	30/06/2018				30/06/2017			
	Não revisado pelos auditores independentes		01/04/2018 à 30/06/2018	01/01/2018 à 30/06/2018	Não revisado pelos auditores independentes		01/04/2017 à 30/06/2017	01/01/2017 à 30/06/2017
	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$
Residencial	1.167.120	866.629	283.078	579.628	1.148.163	858.824	254.640	516.755
Industrial	3.986	157.147	42.477	84.838	4.075	169.975	40.725	83.153
Comercial	94.222	350.793	118.444	239.364	93.923	359.041	107.213	217.792
Rural	132.515	128.292	24.543	52.362	129.762	125.088	21.794	45.693
Poder Público	16.290	120.701	40.329	78.098	16.277	118.445	34.993	68.657
Iluminação Pública	735	137.421	25.778	55.046	728	131.466	22.795	47.688
Serviço Público	1.070	97.878	18.849	37.119	1.072	90.201	15.757	31.510
Consumo Próprio	270	1.948	-	-	254	2.162	-	-
Subtotal	1.416.208	1.860.809	553.498	1.126.455	1.394.254	1.855.202	497.917	1.011.248
Suprimento	-	99.057	47.480	110.300	-	122.848	(12.893)	16.928
Fornecimento não faturado Líquido	-	(16.752)	(9.173)	(4.514)	-	(5.388)	(3.732)	(1.439)
Disponibilização do sistema de transmissão e de distribuição	48	-	17.969	36.608	40	-	14.009	28.282
Receita de construção da infraestrutura (1)	-	-	35.125	60.913	-	-	30.708	59.372
Penalidades regulatórias(3)	-	-	(1.158)	(2.306)	-	-	-	-
Outras receitas operacionais	-	-	5.986	9.779	-	-	5.630	9.278
Valor Justo Ativo Indenizável da Concessão (-) Ultrapassagem Demanda(5)	-	-	8.632	11.879	-	-	474	(2.185)
(-) Excedentes de Reativos(5)	-	-	-	-	-	-	(1.245)	(2.574)
Constituição e Amortização - CVA Ativa e Passiva (2)	-	-	36.092	50.886	-	-	(4.621)	(4.030)
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	38.568	81.442	-	-	31.701	64.279
Total - receita operacional bruta	1.416.256	1.943.114	733.019	1.481.442	1.394.294	1.972.662	557.362	1.177.971
Deduções da receita operacional								
ICMS	-	-	137.415	280.278	-	-	123.634	251.226
PIS	-	-	11.430	22.349	-	-	9.368	18.880
COFINS	-	-	50.267	102.948	-	-	42.572	86.940
ISS	-	-	158	302	-	-	149	292
Deduções Bandeiras Tarifárias - CCRBT (4)	-	-	(831)	(1.088)	-	-	(26.150)	(29.019)
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	2.242	4.620	-	-	1.712	3.592
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	38.251	71.689	-	-	30.259	65.828
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	2.242	4.620	-	-	1.712	3.592
Taxa de Fiscalização dos serviços de energia elétrica - TFSEE	-	-	652	1.303	-	-	556	1.110
Total - deduções da receita operacional	-	-	241.826	487.021	-	-	183.812	402.441
Total - receita operacional líquida	1.416.256	1.943.114	491.193	994.421	1.394.294	1.972.662	373.550	775.530

(1) A receita de construção da infraestrutura está representada pelo mesmo montante em custo de construção. 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) Refere-se a montante de ativos e passivos financeiros setoriais reconhecidos no resultado do período de acordo com o OCPC 08.

(3) Com a adoção do CPC 47 - Receitas de contratos com cliente a partir de 1º de janeiro de 2018, com base no método retrospectivo modificado, as multas regulatórias (DIC, FIC e DMIC), passaram a ser reconhecidas em dedução às receitas operacionais. Para efeito comparativo, o montante das multas em 30 de junho de 2017 é de R\$1.975 e estão classificadas como despesas operacionais.

- (4) 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 08/04/2015, com alteração efetuada pelo Despacho nº 245 de 28 de janeiro de 2016, estabeleceu novos procedimentos contábeis para registro das Receitas adicionais das bandeiras tarifárias. Pela alteração proposta, os montantes das bandeiras passam a ser registrados nas rubricas Encargos do consumidor - Bandeira Tarifária e Reembolso do Fundo CDE - Bandeira Tarifária. Pela alteração proposta, os montantes das bandeiras passam a ser registrados na receita operacional.

As receitas auferidas pela Companhia referentes às bandeiras tarifárias no período foram de R\$14.674 (R\$23.286 em 30 de junho de 2017), recebido da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias CCRBT o montante de R\$1.088 (R\$29.019 em 30 de junho de 2017). Dessa forma, o efeito líquido das bandeiras tarifárias no resultado da Companhia em 30 de junho de 2018 foi de R\$15.762 (R\$52.305 em 30 de junho de 2017).

Para os meses de janeiro a abril de 2018 a ANEEL homologou os valores conforme abaixo:

Meses		30/06/2018	30/06/2017
Janeiro	Nº 516 de 06 de março de 2018 (Nº 592 de 02 de março de 2017)	(481)	50
Fevereiro	Nº 728 de 02 de abril de 2018 (Nº 899 de 30 de março de 2017)	384	45
Março	Nº 981 de 30 de maio de 2018 (Nº 1.237 de 05 de maio de 2017)	375	4.756
Abril	Nº 1.210 de 01 de junho de 2018 (Nº 1.492 de 30 de maio de 2017)	456	9.528
Maio	A ser homologado em julho de 2018 (Nº 1.944 de 04 de julho de 2017)	-	9.142
Junho	A ser homologado em julho de 2018 (Nº 2.330 de 01 de agosto de 2017)	354	5.498
Total		1.088	29.019

- (5) A Companhia passou em 2017 pelo processo do 4º ciclo de revisão tarifária, por essa razão os valores decorrentes da Receita de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente foram apropriados em passivos financeiros setoriais - devolução tarifárias conforme determina o despacho da ANEEL nº 245 de 28 de janeiro de 2016 (vide nota explicativa nº 9).

23 Custo de Energia Elétrica Comprada para Revenda

	MWH (**)		Energia elétrica comprada p/revenda			
	30/06/2018	30/06/2017	01/04/2018 a 30/06/2018	01/01/2018 a 30/06/2018	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017
Energia de leilão	1.136.926	1.234.161	119.858	237.900	112.564	239.137
Energia bilateral	384.104	217.728	44.756	135.964	35.667	62.750
Cotas de Angra REN 530/12	73.467	73.467	7.430	17.536	6.907	15.396
Energia de curto prazo - CCEE (*)	5.832	-	60.327	84.412	(2.428)	14.760
Cotas Garantia Física-Res. Homol. ANEEL 1410 - Anexo I	650.103	771.264	42.348	74.280	43.578	78.728
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	43.092	42.093	7.608	15.217	7.094	14.188
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	(21.269)	(44.513)	(20.076)	(37.716)
Total	2.293.524	2.338.713	261.058	520.796	183.306	387.243

Os valores referentes aos Despachos de junho de 2018 foram repassados pela CCEE nas contas correntes vinculadas ao aporte de garantias financeiras do mercado de curto prazo das concessionárias.

Os montantes foram registrados no resultado como redução de custo de energia comprada e sobre eles foram registrados encargos de PIS e COFINS.

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

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

24 Cobertura de seguros

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

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Prêmio Anual	
			30/06/2018	31/12/2017
Riscos Operacionais	07/11/2018	39.000	310	310
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2018	50.600	246	246
Frota - Danos Materiais, Corporais e Morais a Terceiros	23/10/2018	Até R\$360 /veículo	145	145
Vida em Grupo e Acidentes pessoais (*)	31/12/2018	98.842	580	278
Responsabilidade Civil Administradores e Diretores (D&O)	26/11/2018	50.000	37	37
Transporte nacional	04/04/2019	Até R\$2.000 /veículo	5	-
			1.323	1.016

(*) Importância segurada relativa ao mês de maio/18 e prêmio anualizado.

25 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 e idênticos.
- Nível 2 - Inputs, exceto preços cotados, incluídas no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços).
- Nível 3 - Premissas, para o ativo ou passivo, que não são baseadas em dados observáveis de mercado (inputs não observáveis).

Em função da Companhia ter classificado o contas a receber 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\$11.879 (R\$2.185 de perdas em 30 de junho de 2017), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgados na nota explicativa nº 13.

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

ATIVO	Nível	30/06/2018		31/12/2017	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Custo amortizado					
Caixa e equivalente de caixa		60.266	60.266	141.488	141.488
Consumidores e concessionárias		366.202	366.202	325.773	325.773
Ativos financeiros setoriais		204.669	204.669	151.439	151.439
		<u>631.137</u>	<u>631.137</u>	<u>618.700</u>	<u>618.700</u>
Valor justo por meio do resultado					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	194.678	194.678	135.610	135.610
Conta a receber da concessão	3	498.158	498.158	464.587	464.587
Instrumentos financeiros derivativos	2	56.525	56.525	54.392	54.392
		<u>749.361</u>	<u>749.361</u>	<u>654.589</u>	<u>654.589</u>

PASSIVO	Nível	30/06/2018		31/12/2017	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Custo amortizado					
Fornecedores		214.201	214.201	169.482	169.482
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas e debêntures		865.523	866.042	820.062	820.670
Passivos financeiros setoriais		87.374	87.374	86.628	86.628
		1.167.098	1.167.617	1.076.172	1.076.780
Valor justo por meio de resultado					
Instrumentos financeiros derivativos	2	7.341	7.341	7.906	7.906
		7.341	7.341	7.906	7.906

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 30 de junho de 2018 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\$813 (R\$992 em 30 de junho de 2017) e reconhecido no resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

Em jul/2017, a Companhia realizou a captação de R\$28,8 milhões através da emissão de debêntures e efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo “swap” (instrumento de hedge) para troca de variação de juros pré-fixado para pós-fixados em CDI.

Em out/2017, a Companhia realizou a captação de R\$160 milhões através da emissão de debêntures e efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo “swap” (instrumento de hedge) para troca de variação de juros pré-fixado para pós-fixados em CDI.

Fair Value Option

A Companhia optou pela designação formal de novas operações de dívidas contratadas no primeiro semestre de 2018, 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 30 de junho de 2018, 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\$6.095 (R\$3.357 em 30 de junho de 2017) e reconhecido no resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

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

- **Incertezas**

Os valores foram estimados na data 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 da Companhia com montantes e indicadores preestabelecidos na “Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro” (revista a cada 2 anos e disponível na web site da Companhia, tendo sido a última revisão em 2016) e nos regimentos internos da diretoria da Companhia.

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

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

Gestão de Risco de Capital

O índice de endividamento no final do período são:

	30/06/2018	31/12/2017
Dívida (a)	865.523	820.062
Caixa e equivalente de caixa	(60.266)	(141.488)
Dívida líquida	805.257	678.574
Patrimônio líquido (b)	794.805	832.029
Índice de endividamento líquido	1,01	0,81

(a) A dívida é definida como empréstimos, financiamentos e debêntures de curto e longo prazos (excluindo derivativos e contratos de garantia financeira), conforme detalhado nas notas explicativas nº 16 e 17.

(b) 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 à liquidez, para cumprir com suas obrigações, evitando inadimplências que prejudiquem o andamento das operações da Companhia.

As maturidades contratuais dos principais passivos financeiros, incluindo pagamentos de juros estimados e excluindo o impacto de acordos de negociação de moedas pela posição líquida, são as seguintes:

	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		211.555	-	-	-	2.646	214.201
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	7,50%	36.645	185.728	554.452	189.188	33.248	999.261
Instrumentos Financeiros Derivativos		(3.690)	11.948	35.875	1.427	3.623	49.183
Total		244.510	197.676	590.327	190.615	39.517	1.262.645

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	30/06/2018	31/12/2017
Caixa e equivalentes de caixa	5	60.266	141.488
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	5	194.678	135.610
Consumidores e concessionárias	6	366.202	325.773
Ativos financeiros setoriais	9	204.669	151.439
Conta a receber da concessão	13	498.158	464.587
Instrumentos financeiros derivativos	25	56.525	54.392

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

Parte dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional, apresentados na nota explicativa nº16, é composta de financiamentos obtidos junto a diversos agentes de fomento nacional (Eletrobrás, Banco do Nordeste e BNDES) e outras instituições do mercado de capitais. A taxa de juros é definida por estes agentes, levando em conta os juros básicos, o prêmio de risco compatível com as empresas financiadas, suas garantias e o setor no qual estão inseridas. Na impossibilidade de buscar alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, em face dos negócios e às peculiaridades setoriais, esses são mensurados pelo “método do custo amortizado” com base em suas taxas contratuais.

Os resultados da companhia são suscetíveis a variações, em função dos efeitos da volatilidade da taxa de câmbio sobre as operações de vendas de opções vinculadas aos swaps dos passivos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente ao dólar norte-americano. A taxa de câmbio do dólar norte-americano encerrou o período findo em 30 de junho de 2018 com alta de 16,56% sobre 31 de dezembro de 2017, cotado a R\$3,8558/USD. A

volatilidade do dólar norte-americano em 30 de junho de 2018 era de 18,93% enquanto em 31 de dezembro de 2017 era de 11,95%.

Do montante Consolidado das dívidas bancárias e de emissões da Companhia, excluído os efeitos dos custos a apropriar, em 30 de junho de 2018, de R\$869.207 (R\$823.579 em 31 de dezembro de 2017), R\$342.409 (R\$366.231 em 31 de dezembro de 2017) estão representados em dólares conforme nota explicativa nº16. As operações que possuem proteção cambial e os respectivos instrumentos financeiros utilizados estão detalhadas abaixo.

Os empréstimos em dólar norte americano têm vencimento de curto e longo prazo (último vencimento em janeiro de 2021) e custo máximo de 3,80% ao ano mais variação cambial.

No balanço patrimonial de 30 de junho de 2018 a Companhia apresenta no ativo circulante R\$15.446 (R\$39.949 em 31 de dezembro de 2017), R\$41.079 (R\$14.443 em 31 de dezembro de 2017) no ativo não circulante, R\$7.187 (R\$7.852 em 31 de dezembro de 2017) no passivo circulante e R\$154 (R\$54 em 31 de dezembro de 2017) 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. À medida que os limitadores estabelecidos para as operações vigentes não forem ultrapassados, conforme abaixo descrito, deverá ocorrer à reversão do lançamento de marcação a mercado ora refletido nas informações financeiras. Por outro lado, uma maior deterioração da volatilidade, do cupom cambial e da cotação do dólar poderá implicar no aumento dos valores ora contabilizados.

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

Operação	Notional (USD)	Custo Financeiro (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta Ativa	Ponta Passiva		
Resolução 4131 - Citibank	5.500	(Libor + 1,88%) x 117,65%	CDI + 1,80%	27/02/2019	Fair Value Hedge
Resolução 4131 - Citibank	6.907	(Libor + 1,77%) x 117,65%	CDI + 1,85%	28/05/2019	Fair Value Hedge
Resolução 4131 - Citibank	1.450	(Libor + 2,16%) x 117,65%	CDI + 2,50%	26/04/2019	Fair Value Option
Resolução 4131 - Bank of America ML	21.374	(Libor + 2,25%) x 117,65%	CDI + 1,99%	20/09/2019	Fair Value Option
Resolução 4131 - Bank of America ML	10.000	(Libor + 2,25%) x 117,65%	116,75% CDI	21/05/2019	Fair Value Option
Resolução 4131 - Itaú BBA	25.480	VC + 4,47%	119,03% CDI	23/06/2020	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	18.541	(Libor + 0,73%) x 117,65%	CDI + 1,43%	19/01/2021	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		
Itaú BBA X EPB	15.173	IPCA + 5,60%	101,75% CDI	15/06/2022	Fair Value Hedge
Itaú BBA X EPB	13.618	IPCA + 5,66%	102,65% CDI	14/06/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan X EPB	11.635	IPCA + 4,49%	100,90% CDI	17/10/2022	Fair Value Hedge
JP Morgan X EPB	2.169	IPCA + 4,71%	101,60% CDI	15/10/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan X EPB	4.035	IPCA + 5,11%	103,50% CDI	15/10/2027	Fair Value Hedge

De acordo com o CPC 40, apresentam-se abaixo os valores dos instrumentos financeiros derivativos da Companhia, cujos valores não foram contabilizados como “fair value hedge”, vigentes em 30 de junho de 2018 e 31 de dezembro de 2017:

Fair Value Option	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	30/06/2018	31/12/2017		30/06/2018	31/12/2017
Dívida designada para “Fair Value Option”	254.526	199.652	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(293.748)	(200.945)
			Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	293.748	200.945
Swap Cambial (Derivativo)	254.526	199.652	Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(256.009)	(200.331)
			Posição Líquida Swap	37.739	614
			Posição Líquida Dívida + Swap	(256.009)	(200.331)

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

Fair Value Hedge	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	30/06/2018	31/12/2017		30/06/2018	31/12/2017
Dívida (Objeto de Hedge)*	37.452	119.118	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(48.240)	(165.286)
			Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	48.240	165.286
Swap Cambial (Instrumento de Hedge)	37.452	119.118	Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(37.707)	(120.497)
			Posição Líquida Swap	10.533	44.789
			Posição Líquida Dívida + Swap	(37.707)	(120.497)

Fair Value Hedge	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	30/06/2018	31/12/2017		30/06/2018	31/12/2017
Dívida (Objeto de Hedge)*	46.630	46.630	Taxa Pré-Fixada	(48.403)	(48.992)
			Posição Ativa		
			Taxa Pré-Fixada	48.386	48.994
Swap de Juros (Instrumento de Hedge)	46.630	46.630	Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(47.474)	(47.911)
			Posição Líquida Swap	912	1.083
			Posição Líquida Dívida + Swap	(47.491)	(47.909)

(*) 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 em 30 de junho de 2018 e 31 de dezembro de 2017 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 nº16 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 a Instrução CVM 475/08 e a Deliberação nº 604/2009, a Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais os instrumentos financeiros e derivativos estão expostos, conforme demonstrado:

a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 30 de junho de 2018, 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 demonstrações financeiras):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável (*))	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(291.978)		(253.289)	(329.113)	(404.938)
Variação Dívida	-		38.689	(37.135)	(112.960)
Swap Cambial					
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - USD e LIBOR	341.988		303.299	379.123	454.948
Variação - USD e LIBOR	-	Alta USD	(38.689)	37.135	112.960
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa de Juros CDI	(293.716)		(293.716)	(293.716)	(293.716)
Variação - USD e LIBOR	-		-	-	-
Subtotal	48.272		9.583	85.407	161.232
Total Líquido	(243.706)		(243.706)	(243.706)	(243.706)

(*) 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 pré-fixada brasileira em reais para 30 de junho de 2018, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente negativo de R\$243.706 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\$243.706 em ambos os casos.

b) Variação das taxas de juros

Considerando a manutenção da exposição às taxas de juros de 30 de junho de 2018, 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 demonstrações financeiras):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Local - Taxa de Juros	(46.630)		(46.630)	(46.630)	(46.630)
Variação Dívida	-		-	-	-
Swap de Juros		Alta CDI			
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - CDI	48.386		48.386	48.386	48.386
Variação	-		-	-	-
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - CDI + TJLP	(47.474)		(47.474)	(52.370)	(57.268)
Variação	-		-	(4.896)	(9.794)
Subtotal	912		912	(3.984)	(8.882)
Total Líquido	(45.718)		(45.718)	(50.614)	(55.512)

(*) 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.

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 30 de junho de 2018 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 3,17%, TJLP = 3,28% ao ano e FNE = 8% ao ano) e caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o resultado financeiro líquido seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros ativos:					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	210.654	Alta do CDI	13.482	16.853	20.223
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(293.716)	Alta USD	(18.798)	(23.498)	(28.197)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	(451.907)	Alta CDI	(28.922)	(36.153)	(43.383)
	(48.177)	Alta IPCA	(1.253)	(1.566)	(1.880)
Subtotal (**)	(793.800)		(48.973)	(61.217)	(73.460)
Total	(583.146)		(35.491)	(44.364)	(53.237)

(*) Considera o CDI de 30 de junho de 2019 (6,40 % ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 30 de junho de 2018 e IPCA 2,60%.

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$75.407.

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.

26 Benefícios pós emprego

a) Plano de suplementação de aposentadoria e pensões

O plano de benefícios previdenciários (Funasa) mantido pela Companhia na modalidade de benefício definido, regularmente apresentava déficit atuarial.

Na busca do equacionamento desse plano a Administração apresentou e conseguiu aprovação junto a Secretaria de Previdência Privada das seguintes alterações dos referidos planos:

1. Fechamento do Plano de Benefício Definido (PO) para novos participantes;
2. Criação do Plano Saldado (PS) para o qual poderão migrar os atuais participantes ativos; e
3. Criação do Plano de Contribuição Definida (CD) para o qual poderão migrar todos os atuais participantes ativos que tenham migrado concomitantemente para o plano (PS).
Os participantes que optaram pela migração para o plano (PS) fazem jus, quando de sua aposentadoria, de um benefício proporcional que foi calculado com base nas reservas matemáticas apuradas na data de migração e serão reajustadas até a data da concessão dos benefícios. O total dos benefícios proporcionais apurados no momento da implantação do plano foi objeto de contrato de assunção pela patrocinadora Energisa PB com o respectivo fundo patrocinado - Funasa. Em função de sua característica, o plano (PS) não será objeto de contribuições mensais dos participantes ou patrocinadoras, sendo que qualquer eventual desequilíbrio atuarial deverá ser suportado pela patrocinadora.

A Companhia possui plano de contribuição definida após a reestruturação apresentada acima.

Para equacionamento do déficit e das demais insuficiências de reservas matemáticas do Plano de Benefício Definido - PO e do Plano Saldado Funasa - PS, a Energisa PB aumentou sua contribuição sobre a folha de pagamento dos empregados ativos e inativos, e em 31 de julho de 2015 firmou contrato de assunção de dívida no montante de R\$4.994. O valor da dívida foi parcelado em 173 parcelas de R\$29 (Tabela SAC com juros apurado e pagos mensalmente), caso os juros sejam inferiores a taxa atuarial, será utilizado a taxa atuarial para cálculo da parcela mensal a ser paga. O saldo em 30 de junho de 2018 é de R\$4.017 (R\$4.192 em 31 de dezembro de 2017), registrado em empréstimos e financiamentos.

No período findo em 30 de junho de 2018 para o plano de benefício definido temos registrado na demonstração de resultado na rubrica fundo de pensão - ajuste atuarial o montante de R\$4.840 (R\$9.934 em 30 de junho de 2017), reconhecidos com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente.

Plano de contribuição definida

O plano (CD) Funasa, fechado para novas adesões, se caracteriza por ser conhecido os valores das contribuições, sendo que o valor dos benefícios dependerá do acúmulo da poupança realizada pelos participantes e pela patrocinadora e dos resultados financeiros obtidos dos investimentos realizados pelos administradores do plano.

A partir do exercício de 2017, um novo plano de benefícios CD foi criado, administrado pela EnergisaPrev-Fundação Energisa de Previdência, por ser de modalidade contribuição definida puro, tem seus benefícios de riscos totalmente terceirizados com seguradora.

Dessa forma, planos nessa modalidade, não estão sujeitos à avaliação atuarial no âmbito do CPC 33.

No período findo em 30 de junho de 2018 a despesa de patrocínio desses planos foi de R\$5.333 (R\$6.054 em 30 de junho de 2017), registrado na rubrica de entidade de previdência privada.

b) Plano de saúde

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, não cabendo a Companhia, qualquer vínculo e ou obrigação pós-emprego com esses empregados. No período findo em 30 de junho de 2018 as despesas com o plano de saúde foram de R\$3.078 (R\$2.552 em 30 de junho de 2017).

27 Compromissos

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

Vigência	Contrato de compra de energia (*)				
	2018	2019	2020	2021	Após 2021
2018 a 2049	352.236	699.084	615.491	627.856	9.759.821

(*) 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 no final de 30 de junho de 2018 e foram homologados pela ANEEL.

28 Informações adicionais ao fluxo de caixa

Em 30 de junho de 2018 e 31 de dezembro de 2017, as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são como seguem:

	30/06/2018	31/12/2017
Outras transações não caixa		
Contas a receber da concessão - Bifurcação de Ativos	22.328	24.935
Contas a receber da concessão - Ativo financeiro indenizável da concessão	11.879	19.951
Atividades operacionais		
Pagamento de Fornecedores a prazo	10.341	6.404
Atividades de investimentos		
Aquisição de intangível com pagamento a prazo	10.341	6.404
Aumento de capital	44.873	-

29 Eventos subsequentes

- Bandeiras tarifárias**

A ANEEL definiu a aplicação da Bandeira Vermelha Patamar 2 para os meses de julho e agosto de 2018, resultado de análises do cenário hidrológico do país.

- Dividendos**

Em Reunião do Conselho de Administração realizada em 8 de agosto de 2018 foi aprovada a distribuição de dividendos intercalares apurados com base no balanço patrimonial de 30 de junho de 2018, no montante de R\$43.519, equivalentes a R\$47,3980 por ação ordinária, a ser pago em 31 de agosto de 2018.

Conselho de Administração

Ivan Müller Botelho
Presidente

Ricardo Perez Botelho
Vice-Presidente

André La Saigne de Botton
Conselheiro

Marcílio Marques Moreira
Conselheiro

Omar Carneiro da Cunha Sobrinho
Conselheiro

Marcelo Silveira da Rocha
Conselheiro

Maurício Perez Botelho
Suplente

Diretoria Executiva

André Luís Cabral Theobald
Diretor Presidente

Mauricio Perez Botelho
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Alexandre Nogueira Ferreira
Diretor de Assuntos Regulatórios e Estratégia

Jairo Kennedy Soares Perez
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” PB

Rosilda Régis Vieira da Costa
Contadora
CRC/PB 003764/O-8

Relatório do Auditor Independente sobre Revisão de Informações Trimestrais

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.
João Pessoa - PB

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A. (“Companhia”) contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 30 de junho de 2018, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e seis meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração 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 seis meses findo em 30 de junho de 2018, 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 agosto de 2018.

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

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