



COPEL
Pura Energia



Companhia Paranaense de Energia

CNPJ/MF 76.483.817/0001-20

Inscrição Estadual 10146326-50

Companhia de Capital Aberto - CVM 1431-1

www.copel.com copel@copel.com

Rua Coronel Dulcídio, 800, Batel - Curitiba - PR

CEP 80420-170

INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

ITR

MARÇO / 2017

SUMÁRIO

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	3
Balanços Patrimoniais	3
Demonstrações de Resultados	5
Demonstrações de Resultados Abrangentes	6
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido	7
Demonstrações dos Fluxos de Caixa	8
Demonstrações do Valor Adicionado	10
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	12
1 Contexto Operacional	12
2 Concessões e Autorizações	14
3 Base de Preparação	16
4 Principais Políticas Contábeis	18
5 Caixa e Equivalentes de Caixa	23
6 Títulos e Valores Mobiliários	23
7 Clientes	24
8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	25
9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos	27
10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão	28
11 Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão	30
12 Outros Créditos	31
13 Tributos	31
14 Despesas Antecipadas	35
15 Partes Relacionadas	35
16 Outros Investimentos Temporários	37
17 Depósitos Judiciais	37
18 Investimentos	38
19 Imobilizado	41
20 Intangível	45
21 Obrigações Sociais e Trabalhistas	46
22 Fornecedores	46
23 Empréstimos e Financiamentos	48
24 Debêntures	52
25 Benefícios Pós-Emprego	54
26 Encargos do Consumidor a Recolher	56
27 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	56
28 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão	57
29 Outras Contas a Pagar	58
30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente	58
31 Patrimônio Líquido	67
32 Receita Operacional Líquida	68
33 Custos e Despesas Operacionais	73
34 Resultado Financeiro	76
35 Segmentos Operacionais	76
36 Instrumentos Financeiros	79
37 Transações com Partes Relacionadas	91
38 Seguros	94
39 Eventos Subsequentes	94
COMENTÁRIO DO DESEMPENHO NO PERÍODO	101
COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA	110
RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS	111
PARECER DO CONSELHO FISCAL SOBRE A REAPRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	113
DECLARAÇÃO	114

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
Balancos Patrimoniais
levantados em 31 de março de 2017 e em 31 de dezembro de 2016
em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2017 Reapresentado	31.12.2016 Reapresentado	31.03.2017 Reapresentado	31.12.2016 Reapresentado
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	5	16.820	46.096	945.591	982.073
Títulos e valores mobiliários	6	91	149	89.064	136.649
Cauções e depósitos vinculados		129	128	276	1.294
Clientes	7	-	-	2.439.429	2.217.355
Dividendos a receber		484.570	485.263	71.657	71.758
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	40.993	-	40.993	-
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	106.175	65.595
Outros créditos	12	8.962	8.736	319.648	306.933
Estoques		-	-	126.880	130.637
Imposto de renda e contribuição social	13.1	59.621	41.899	177.745	188.952
Outros tributos a recuperar	13.3	240	197	73.127	67.931
Despesas antecipadas	14	-	-	37.444	39.096
Partes relacionadas	15	123.457	116.020	30.064	28.968
		734.883	698.488	4.458.093	4.237.241
NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	200.075	195.096
Outros investimentos temporários	16	417.500	408.297	490.861	408.297
Cauções e depósitos vinculados	23.1	-	-	70.948	73.074
Clientes	7	-	-	278.413	270.786
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	1.483.507	1.522.735	1.483.507	1.522.735
Depósitos judiciais	17	157.248	153.932	613.122	657.603
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	4.023.460	3.748.335
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	11	-	-	67.633	67.401
Outros créditos	12	-	-	89.640	73.551
Imposto de renda e contribuição social	13.1	138.744	153.216	155.775	169.967
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.2	58.530	47.462	809.521	814.355
Outros tributos a recuperar	13.3	15	15	117.038	131.108
Despesas antecipadas	14	-	-	24.299	25.583
Partes relacionadas	15	215.485	220.661	155.141	155.141
		2.471.029	2.506.318	8.579.433	8.313.032
Investimentos	18	14.375.275	13.965.892	2.405.293	2.344.512
Imobilizado	19	775	630	9.003.701	8.934.303
Intangível	20	3.332	3.168	6.488.507	6.459.812
		16.850.411	16.476.008	26.476.934	26.051.659
TOTAL DO ATIVO		17.585.294	17.174.496	30.935.027	30.288.900

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais.

Balancos Patrimoniais
levantados em 31 de março de 2017 e em 31 de dezembro de 2016 (continuação)
em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2017 Reapresentado	31.12.2016 Reapresentado	31.03.2017 Reapresentado	31.12.2016 Reapresentado
CIRCULANTE					
Obrigações sociais e trabalhistas	21	5.185	5.573	298.165	287.797
Fornecedores	22	98	2.225	1.143.603	1.255.639
Imposto de renda e contribuição social	13.1	-	-	102.803	41.454
Outras obrigações fiscais	13.3	239	412	261.289	294.994
Empréstimos e financiamentos	23	419.610	453.288	1.463.370	1.470.742
Debêntures	24	385.844	351.148	1.284.329	1.131.198
Dividendos a pagar		256.426	256.426	274.549	266.831
Benefícios pós-emprego	25	167	188	47.672	47.894
Encargos do consumidor a recolher	26	-	-	131.660	141.712
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	27	-	-	229.218	231.513
Contas a pagar vinculadas à concessão	28	-	-	63.297	66.210
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	275.238	155.261
Outras contas a pagar	29	588	579	231.960	264.791
		1.068.157	1.069.839	5.807.153	5.656.036
NÃO CIRCULANTE					
Fornecedores	22	-	-	52.127	36.711
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.2	-	-	233.325	178.430
Outras obrigações fiscais	13.3	2.172	2.075	298.551	303.146
Empréstimos e financiamentos	23	554.541	562.072	2.525.256	2.575.551
Debêntures	24	666.170	665.951	3.644.722	3.659.611
Benefícios pós-emprego	25	3.617	3.517	733.985	721.971
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	27	-	-	276.920	252.376
Contas a pagar vinculadas à concessão	28	-	-	504.318	499.332
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	166.858	123.731
Outras contas a pagar	29	-	-	38.439	30.525
Provisões para litígios	30	156.123	152.944	1.262.940	1.273.338
		1.382.623	1.386.559	9.737.441	9.654.722
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Atribuível aos acionistas da empresa controladora					
Capital social	31.1	7.910.000	7.910.000	7.910.000	7.910.000
Ajustes de avaliação patrimonial	31.2	986.031	998.466	986.031	998.466
Reserva legal		792.716	792.716	792.716	792.716
Reserva de retenção de lucros		5.016.916	5.016.916	5.016.916	5.016.916
Lucros acumulados		428.851	-	428.851	-
		15.134.514	14.718.098	15.134.514	14.718.098
Atribuível aos acionistas não controladores	18.2.2	-	-	255.919	260.044
		15.134.514	14.718.098	15.390.433	14.978.142
TOTAL DO PASSIVO		17.585.294	17.174.496	30.935.027	30.288.900

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais.

Demonstrações de Resultados
para os trimestres findos em 31 de março de 2017 e de 2016
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2016		31.03.2016	
		31.03.2017	Reapresentado	31.03.2017	Reapresentado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	32	-	-	3.297.011	3.082.664
Custos Operacionais	33	-	-	(2.244.039)	(2.469.490)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		-	-	1.052.972	613.174
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	33	-	-	(40.907)	(47.693)
Despesas gerais e administrativas	33	(14.950)	(23.662)	(151.718)	(151.419)
Outras despesas operacionais, líquidas	33	(1.647)	(11.674)	(71.057)	(103.621)
Resultado da equivalência patrimonial	18	440.520	161.702	33.713	45.767
		423.923	126.366	(229.969)	(256.966)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		423.923	126.366	823.003	356.208
Resultado Financeiro	34				
Receitas financeiras		41.862	65.127	163.587	206.240
Despesas financeiras		(69.640)	(73.511)	(319.608)	(371.830)
		(27.778)	(8.384)	(156.021)	(165.590)
LUCRO OPERACIONAL		396.145	117.982	666.982	190.618
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	13.4				
Imposto de renda e contribuição social		-	-	(193.112)	(353.151)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		14.197	14.860	(56.600)	297.792
		14.197	14.860	(249.712)	(55.359)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		410.342	132.842	417.270	135.259
Atribuído aos acionistas da empresa controladora		-	-	410.342	132.842
Atribuído aos acionistas não controladores	18.2.2	-	-	6.928	2.417
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	31.3				
Ações ordinárias		1,43217	0,46364		
Ações preferenciais classe "A"		1,57539	0,46742		
Ações preferenciais classe "B"		1,57539	0,51014		

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais.

Demonstrações de Resultados Abrangentes
para os trimestres findos em 31 de março de 2017 e de 2016
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2017	31.03.2016 Reapresentado	31.03.2017	31.03.2016 Reapresentado
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		410.342	132.842	417.270	135.259
Outros resultados abrangentes					
Itens que não serão reclassificados para o resultado					
Perdas com passivos atuariais					
benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial	31.2	-	(854)	-	(854)
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado					
Ganhos (perdas) com ativos financeiros disponíveis para venda	31.2	9.203	(329)	9.203	(329)
Tributos sobre outros resultados abrangentes	31.2	(3.129)	112	(3.129)	112
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		6.074	(1.071)	6.074	(1.071)
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO		416.416	131.771	423.344	134.188
Atribuível aos acionistas da empresa Controladora				416.416	131.771
Atribuível aos acionistas não controladores				6.928	2.417

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais.

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido

para os trimestres findos em 31 de março de 2017 e de 2016

em milhares de reais

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora						Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros						
		Capital social	Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Lucros acumulados			
Saldo em 1º de janeiro de 2017 - Reapresentado		7.910.000	944.956	53.510	792.716	5.016.916	-	14.718.098	260.044	14.978.142
Lucro líquido do período		-	-	-	-	-	410.342	410.342	6.928	417.270
Outros resultados abrangentes										
Ganhos com ativos financeiros, líquidos de tributos	31.2	-	-	6.074	-	-	-	6.074	-	6.074
Resultado abrangente total do período		-	-	6.074	-	-	410.342	416.416	6.928	423.344
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	31.2	-	(18.509)	-	-	-	18.509	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto	18.2.2	-	-	-	-	-	-	-	(11.053)	(11.053)
Saldo em 31 de março de 2017 - Reapresentado		7.910.000	926.447	59.584	792.716	5.016.916	428.851	15.134.514	255.919	15.390.433

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais.

	Capital social	Atribuível aos acionistas da empresa controladora						Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros						
		Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Lucros acumulados				
Saldo em 1º de janeiro de 2016 - Reapresentado	6.910.000	1.046.663	130.709	744.784	5.330.383	-	14.162.539	317.953	14.480.492	
Lucro líquido do período - Reapresentado	-	-	-	-	-	132.842	132.842	2.417	135.259	
Outros resultados abrangentes										
Perdas com ativos financeiros, líquidos de tributos	-	-	(217)	-	-	-	(217)	-	(217)	
Perdas atuariais, líquidos de tributos	-	-	(854)	-	-	-	(854)	-	(854)	
Resultado abrangente total do período - Reapresentado	-	-	(1.071)	-	-	132.842	131.771	2.417	134.188	
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	-	(19.437)	-	-	-	19.437	-	-	-	
Distribuição de dividendos com lucros retidos	-	-	-	-	-	-	-	(9.342)	(9.342)	
Saldo em 31 de março de 2016 - Reapresentado	6.910.000	1.027.226	129.638	744.784	5.330.383	152.279	14.294.310	311.028	14.605.338	

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais.

Demonstrações dos Fluxos de Caixa
para os trimestres findos em 31 de março de 2017 e de 2016
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2017	31.03.2016 Reapresentado	31.03.2017	31.03.2016 Reapresentado
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do período		410.342	132.842	417.270	135.259
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do período com a (utilização) geração de caixa das atividades operacionais:					
Variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas		35.690	11.988	253.867	205.079
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	32	-	-	147.977	545.993
Juros efetivos - bonificação de outorga	10.2	-	-	(20.612)	-
Remuneração de contas a receber vinculadas à concessão	10.3	-	-	(23.249)	(37.548)
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa dos ativos RBSE	10.4	-	-	(224.604)	-
Imposto de renda e contribuição social	13.4	-	-	193.112	353.151
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.4	(14.197)	(14.860)	56.600	(297.792)
Resultado da equivalência patrimonial	18.1	(440.520)	(161.702)	(33.713)	(45.767)
Apropriação do cálculo atuarial dos benefícios pós-emprego	25.4	131	2.050	24.108	32.210
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	25.4	333	1.373	36.981	34.498
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	27.2	-	-	26.403	26.367
Depreciação e amortização	33	299	284	183.078	179.036
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	33.4	1.389	11.394	98.699	121.061
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	10.1	-	-	6	52
Resultado das baixas de imobilizado	19.2	-	-	1.864	2.673
Resultado das baixas de intangíveis	20.1	-	-	9.996	9.674
		(6.533)	(16.631)	1.147.783	1.263.946
Redução (aumento) dos ativos					
Cientes		-	-	(222.555)	(58.023)
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		31.750	42.151	5.369	3.652
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8.1	24.653	49.425	24.653	49.425
Depósitos judiciais		(2.243)	(182)	51.781	(43.972)
Ativos financeiros setoriais		-	-	-	206.453
Outros créditos		(226)	811	(28.930)	103.087
Estoques		-	-	3.757	(10.233)
Imposto de renda e contribuição social		(3.250)	28.852	25.399	49.894
Outros tributos a recuperar		(43)	(62)	8.271	(1.486)
Despesas antecipadas		-	-	2.936	9.557
Partes relacionadas		135	(526)	-	-
		50.776	120.469	(129.319)	308.354
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		(388)	(10.655)	10.368	518
Fornecedores		(2.127)	2.965	(132.470)	(151.080)
Outras obrigações fiscais		(76)	(31.697)	(36.567)	(109.548)
Benefícios pós-emprego	25.4	(385)	(1.434)	(49.297)	(45.271)
Encargos do consumidor a recolher		-	-	(10.052)	(78.098)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	27.2	-	-	(14.746)	(19.015)
Contas a pagar vinculadas à concessão	28.2	-	-	(16.472)	(388.547)
Passivos financeiros setoriais	9.2	-	-	26.636	-
Outras contas a pagar		9	772	(24.917)	11.350
Provisões para litígios quitadas	30.1.1	-	(39)	(79.741)	(13.149)
		(2.967)	(40.088)	(327.258)	(792.840)
CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		41.276	63.750	691.206	779.460
Imposto de renda e contribuição social pagos		-	-	(131.763)	(450.525)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	23.4	(67.019)	(65.998)	(120.367)	(127.724)
Encargos de debêntures pagos	24.2	(62)	(62)	(11.645)	(5.213)
CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		(25.805)	(2.310)	427.431	195.998

(continua)

Demonstrações dos Fluxos de Caixa
para os trimestres findos em 31 de março de 2017 e de 2016 (continuação)
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2017	31.03.2016 Reapresentado	31.03.2017	31.03.2016 Reapresentado
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		57	(5)	(27.611)	(3.365)
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		(3.000)	-	-	-
Aportes em investimentos	18.1	(90.200)	(15)	(105.789)	(51.806)
Redução de capital em investidas	18.1	90.000	-	73.361	-
Aquisições de imobilizado		(164)	(13)	(197.609)	(218.174)
Participação financeira do consumidor - imobilizado		-	-	-	40
Aquisições de intangível	20.1	(164)	(92)	(167.037)	(187.739)
Participação financeira do consumidor - intangível	20.1	-	-	26.100	23.953
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(3.471)	(125)	(398.585)	(437.091)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	23.4	77.000	-	77.060	-
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	23.4	(77.000)	-	(120.801)	(42.866)
Amortizações de principal de debêntures	24.2	-	-	(18.252)	(14.828)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		-	-	(3.335)	(21.501)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		-	-	(65.328)	(79.195)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(29.276)	(2.435)	(36.482)	(320.288)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	46.096	25.653	982.073	1.480.727
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	16.820	23.218	945.591	1.160.439
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(29.276)	(2.435)	(36.482)	(320.288)

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais.

Demonstrações do Valor Adicionado
para os trimestres findos em 31 de março de 2017 e de 2016
em milhares de reais

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
	31.03.2017	31.03.2016 Reapresentado	31.03.2017	31.03.2016 Reapresentado
Receitas				
Venda de energia e outros serviços	-	-	4.953.406	5.747.621
Receita de construção	-	-	324.140	390.542
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	6.329	9.026
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	(147.977)	(527.202)
Outras receitas	23	-	285	2.064
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(24.702)	(36.956)
	23	-	5.111.481	5.585.095
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	1.174.810	1.311.907
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER	-	-	165.835	174.459
Material, insumos e serviços de terceiros	4.129	2.674	146.814	165.882
Gás natural e insumos para operações de gás	-	-	60.136	145.584
Custo de construção	-	-	332.098	336.837
Perda / Recuperação de valores ativos	-	-	18.895	16.477
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	-	-	29.857	-
Outros insumos	3.215	19.478	76.910	124.296
	7.344	22.152	2.005.355	2.275.442
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	(7.321)	(22.152)	3.106.126	3.309.653
(-) Depreciação e amortização	299	284	183.078	179.036
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	(7.620)	(22.436)	2.923.048	3.130.617
(+) Valor adicionado transferido				
Resultado de participações societárias	440.521	161.703	33.714	45.766
Receitas financeiras	41.862	65.127	163.587	206.240
Outras receitas	-	-	26.779	24.448
	482.383	226.830	224.080	276.454
	474.763	204.394	3.147.128	3.407.071

(continua)

Demonstrações do Valor Adicionado
para os trimestres findos em 31 de março de 2017 e de 2016 (continuação)
em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	31.03.2017	%	31.03.2016 Reapresentado	%	31.03.2017	%	31.03.2016 Reapresentado	%
Pessoal								
Remunerações e honorários	5.288		6.535		214.850		201.215	
Planos previdenciário e assistencial	853		3.062		64.814		68.618	
Auxílio alimentação e educação	239		505		31.801		28.306	
Encargos sociais - FGTS	403		566		18.037		16.738	
Indenizações trabalhistas	-		22		7.785		3.912	
Participação nos lucros e/ou resultados	154		183		19.080		10.744	
Apropriação no imobilizado e no intangível em curso	-		-		(6.602)		(11.149)	
	6.937	1,5	10.873	5,3	349.765	11,1	318.384	9,3
Governo								
Federal								
Tributos	(12.770)		(10.141)		627.559		496.025	
Encargos setoriais	-		-		488.777		847.089	
Estadual	1		-		929.405		1.224.824	
Municipal	87		6		2.481		2.030	
	(12.682)	(2,7)	(10.135)	(5,0)	2.048.222	65,1	2.569.968	75,4
Terceiros								
Juros	69.608		70.483		321.136		373.239	
Arrendamentos e aluguéis	558		331		8.825		9.140	
Doações, subvenções e contribuições	-		-		1.910		1.081	
	70.166	14,8	70.814	34,6	331.871	10,5	383.460	11,3
Acionistas								
Lucros retidos	410.342		132.842		410.342		132.842	
Participações de acionistas não controladores	-		-		6.928		2.417	
	410.342	86,4	132.842	65,1	417.270	13,3	135.259	4,0
	474.763	100,0	204.394	100,0	3.147.128	100,0	3.407.071	100,0

As notas explicativas - NE são parte integrante das informações trimestrais.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

para o trimestre findo em 31 de março de 2017

em milhares de reais

1 Contexto Operacional

A Companhia Paranaense de Energia (Copel, Companhia ou Controladora), com sede na Rua Coronel Dulcídio, 800, Curitiba - PR, é uma sociedade por ações, de economia mista, de capital aberto, controlada pelo Estado do Paraná, e cujas ações são negociadas no Nível 1 de Governança Corporativa dos Segmentos Especiais de Listagem da B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão e também negociadas na Bolsas de Valores de Nova Iorque (NYSE) e de Madri, no segmento latino-americano (Latibex).

A Copel e suas controladas têm como principais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a produção, transformação, transporte, distribuição e comercialização de energia, em qualquer de suas formas, principalmente a elétrica. Adicionalmente, a Copel tem participação em consórcios, em empresas privadas e de economia mista, com o objetivo de desenvolver atividades, principalmente, nas áreas de energia, telecomunicações e gás natural.

1.1 Participações societárias da Copel

A Copel participa, direta ou indiretamente, em controladas (1.1.1), em empreendimentos controlados em conjunto (1.1.2), em coligadas (1.1.3) e em operações em conjunto (1.1.4).

1.1.1 Controladas

Controlada	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel GeT)	Curitiba/PR	Geração e transmissão de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Distribuição S.A. (Copel DIS)	Curitiba/PR	Distribuição de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Telecomunicações S.A. (Copel TEL)	Curitiba/PR	Telecomunicações e comunicações	100,0	Copel
Copel Renováveis S.A. (Copel REN)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel
Copel Comercialização S.A. (Copel Energia)	Curitiba/PR	Comercialização de energia	100,0	Copel
Companhia Paranaense de Gás - Compagás	Curitiba/PR	Distribuição de gás canalizado	51,0	Copel
Elejor - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	70,0	Copel
UEG Araucária Ltda. (UEG)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - gás natural	20,0	Copel
			60,0	Copel GeT
São Bento Energia, Investimentos e Participações S.A. (São Bento)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	S. Miguel do Gostoso/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.	Touros/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Ventos de Santo Uriel S.A.	João Câmara/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. (Cutia)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Copel Brisa Potiguar S.A. (a)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel REN
GE Olho D'Água S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Boa Vista S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Farol S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE São Bento do Norte S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
Central Geradora Eólica São Bento do Norte I S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte III S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel I S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Jangada S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Cutia S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia

(a) Fase pré-operacional.

1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

Empreendimento controlado em conjunto	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	São Paulo/SP	Participação em sociedades	49,0	Copel
Paraná Gás Exploração e Produção S.A. (a)	Curitiba/PR	Extração de petróleo e gás natural	30,0	Copel
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	51,0	Copel GeT
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	80,0	Copel GeT
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Florianópolis/SC	Transmissão de energia elétrica	20,0	Copel GeT
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	24,5	Copel GeT
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (b)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	50,1	Copel GeT
Cantareira Transmissora de Energia S.A. (b)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Dominó Holdings S.A.	Curitiba/PR	Participação em sociedade de saneamento básico	49,0	Copel Energia

(a) Empreendimento com suas atividades paralisadas devido a uma Ação Civil Pública.

(b) Fase pré-operacional.

1.1.3 Coligadas

Reapresentado Coligada	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Dona Francisca Energética S.A.	Agudo/RS	Geração de energia elétrica	23,0303	Copel
Foz do Chopim Energética Ltda.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	35,77	Copel
Carbocampel S.A.	Figueira/PR	Exploração de carvão	49,0	Copel
Dois Saltos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica Ltda. (a)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	30,0	Copel
Copel Amec S/C Ltda. - em liquidação	Curitiba/PR	Serviços	48,0	Copel
Sercomtel S.A. Telecomunicações (b)	Londrina/PR	Telecomunicações	45,0	Copel
GBX Tietê II Empreendimentos Participações S.A. (a)	São Paulo/SP	Incorporação de empreendimentos imobiliários	21,47	UEG

(a) Fase pré-operacional.

(b) Investimento reduzido a zero por conta dos testes de recuperação de ativos.

1.1.4 Operações em conjunto (consórcios)

Empreendimento	Participação % Copel GeT	Demais consorciados
Usina Hidrelétrica Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	51,0	Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (49,0%)
Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu (NE nº 19.5.1) (a)	30,0	Geração Céu Azul S.A (controlada da Neoenergia S.A. (70,0%))

(a) Fase pré-operacional.

2 Concessões e Autorizações

2.1 Contratos de Concessão/Autorização das participações da Copel

Copel		Participação %	Vencimento
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
Copel DIS	Contrato de concessão nº 046/1999, prorrogado pelo 5º Termo Aditivo	100	07.07.2045
Copel TEL	Termo de Autorização nº 54/2003 - Anatel/SPV/PVST	100	Indeterminado
	Termo de Autorização nº 305/2012 - Anatel/SPV/PVST	100	Indeterminado
Elejor	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Fundão e UHE Santa Clara	70	28.05.2037
	Autorização - Resoluções nºs 753 e 757/2002 - PCHs Fundão I e Santa Clara I	70	18.12.2032
Dona Francisca Energética	Contrato de concessão nº 188/1998 - UHE Dona Francisca	23	27.08.2033
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 - PCH Arturo Andreoli	36	23.04.2030
UEG Araucária	Autorização - Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (60% da Copel GeT)	20	22.12.2029
Compagás	Contrato de concessão de distribuição de gás	51	06.07.2024
Dois Saltos (a)	Autorização - Resolução nº 5204/2015	30	22.04.2045
Paraná Gás (b)	PART-T-300_R12 Nº 4861-.0000.99/2014-00 - ANP	30	15.05.2045
Usina de Energia Eólica São João S.A. (c)	Portaria MME nº 173 /2012 - EOL São João	49	25.03.2047
Usina de Energia Eólica Camaúba S.A. (c)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Camaúbas	49	08.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (c)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	15.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (c)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	17.04.2047

(a) Empreendimento em construção.

(b) Empreendimento com suas atividades paralisadas devido a uma Ação Civil Pública.

(c) Subsidiária integral da Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.

Usina Hidrelétrica - UHE
Pequena Central Hidrelétrica - PCH
Usina Termelétrica - UTE
Usina Eolielétrica - EOL

2.2 Contratos de Concessão/Autorização da Copel GeT e das suas participações societárias

Copel GeT	Participação %	Vencimento	
CONCESSÕES ONEROSAS PELO DIREITO DE USO DO BEM PÚBLICO - UBP			
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 - UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	51	02.07.2042	
Contrato de Concessão nº 001/2011 - UHE Colíder (a)	100	16.01.2046	
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II	100	27.02.2046	
Contrato de Concessão nº 002/2012 - UHE Baixo Iguaçu (a)	30	14.09.2049	
Contrato de Concessão nº 007/2013			
UHE Apucarantina	100	12.10.2025	
UHE Chaminé	100	16.08.2026	
UHE Derivação do Rio Jordão	100	15.11.2029	
UHE Cavernoso	100	07.01.2031	
CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO			
Contrato de Concessão nº 045/1999			
UTE Figueira	100	26.03.2019	
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	100	17.09.2023	
UHE São Jorge	100	03.12.2024	
UHE Guaricana	100	16.08.2026	
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	100	15.11.2029	
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	100	04.05.2030	
Autorização - Resolução nº 278/1999 - EOL Palmas	100	28.09.2029	
Despacho nº 182/2002 - Central Geradora Hidrelétrica - CGH Melissa, CGH Pitangui e CGH Salto do Vau (apenas registro na Aneel)	100	-	
Contrato de Concessão nº 002/2016 - UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	100	05.01.2046	
Em processo de homologação na Aneel - UHE Marumbi	100	-	
Resolução Autorizativa Aneel nº 5373/2015 - CGH Chopim I (apenas registro na Aneel)	100	-	
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
UEG Araucária	Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (20% da Copel)	60	22.12.2029
Nova Asa Branca I	Portaria MME nº 267/2011 - EOL Asa Branca I	100	24.04.2046
Nova Asa Branca II	Portaria MME nº 333/2011 - EOL Asa Branca II	100	30.05.2046
Nova Asa Branca III	Portaria MME nº 334/2011 - EOL Asa Branca III	100	30.05.2046
Nova Eurus IV	Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurus IV	100	26.04.2046
Santa Maria	Portaria MME nº 274/2012 - EOL SM	100	07.05.2047
Santa Helena	Portaria MME nº 207/2012 - EOL Santa Helena	100	08.04.2047
Ventos de Santo Uriel	Portaria MME nº 201/2012 - EOL Ventos de Santo Uriel	100	08.04.2047
GE Boa Vista	Portaria MME nº 276/2011 - EOL Dreen Boa Vista	100	27.04.2046
GE Farol	Portaria MME nº 263/2011 - EOL Farol	100	19.04.2046
GE Olho D'Água	Portaria MME nº 343/2011 - EOL Dreen Olho D'Água	100	31.05.2046
GE São Bento do Norte	Portaria MME nº 310/2011 - EOL Dreen São Bento do Norte	100	18.05.2046
Esperança do Nordeste	Portaria MME nº 183/2015 - EOL Esperança do Nordeste (a)	100	10.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	Portaria MME nº 182/2015 - EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste (a)	100	10.05.2050
Usina de Energia Eólica Jangada	REA nº 3.257/2011 - EOL GE Jangada (a)	100	04.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 - EOL GE Maria Helena (a)	100	04.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 - EOL Potiguar (a)	100	10.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 - EOL Dreen Guajiru (a)	100	04.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 - EOL Dreen Cutia (a)	100	04.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria nº 349/2015 - EOL São Bento do Norte I (a)	100	03.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 - EOL São Bento do Norte II (a)	100	03.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria nº 347/2015 - EOL São Bento do Norte III (a)	100	03.08.2050
São Miguel I	Portaria nº 352/2015 - EOL São Miguel I (a)	100	03.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 - EOL São Miguel II (a)	100	03.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 - EOL São Miguel III (a)	100	03.08.2050

(a) Empreendimento em construção.

Copel GeT	Participação %	Vencimento	
Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE			
Contrato nº 060/2001 (prorrogado pelo 3º Termo Aditivo) - Instalações de transmissão - diversos empreendimentos	100	31.12.2042	
Contrato nº 075/2001 - LT Bateias - Jaguariaíva	100	16.08.2031	
Contrato nº 006/2008 - LT Bateias - Pilarzinho	100	16.03.2038	
Contrato nº 027/2009 - LT Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	100	18.11.2039	
Contrato nº 010/2010 - LT Araraquara 2 - Taubaté (a)	100	05.10.2040	
Contrato nº 015/2010 - SE Cerquillo III	100	05.10.2040	
Contrato nº 022/2012 - LT - Foz do Chopim - Salto Osorio C2; LT 230 kV Londrina - Figueira	100	26.08.2042	
Contrato nº 002/2013 - LT - Assis - Paraguaçu Paulista II; SE 230/88 kV Paraguaçu Paulista II	100	24.02.2043	
Contrato nº 005/2014 - LT - Bateias - Curitiba Norte; SE 230/20138 kV Curitiba Norte	100	28.01.2044	
Contrato nº 021/2014 - LT Foz do Chopim - Realeza (a); SE Realeza 230/20138 kV - Pátio novo em 230 kV (a)	100	04.09.2044	
Contrato nº 022/2014 - LT Assis - Londrina (a)	100	04.09.2044	
Contrato nº 006/2016 - LT 525kV Curitiba Leste - Blumenau C1 (a)	100	06.04.2046	
LT 230 kV Uberaba - Curitiba Centro C1 e C2 (Subterrânea) (a)			
SE 230/138 kV Curitiba Centro (SF6) - 230/138 kV - 2 x ATF 150 MVA (a)			
SE 230/138 kV Medianeira (pátio novo 230 kV) - 2 x 150 MVA (a)			
LT 230 kV Baixo Iguaçu - Realeza (a)			
SE 230/138 kV Andará Leste - 2 x ATR 150 MVA (a)			
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
Costa Oeste Transmissora	Contrato nº 001/2012 - LT Cascavel Oeste - Umuarama; SE Umuarama 230/20138 kV	51	11.01.2042
Transmissora Sul Brasileira	Contrato nº 004/2012 - LT Nova Santa Rita - Camaquã 3; LT 230 kV Camaquã 3 - Quinta; LT 525 kV Salto Santiago - Itá; LT 525 kV Itá - Nova Santa Rita; SE Camaquã 3 230/69/2013,8 kV	20	09.05.2042
Caiuá Transmissora	Contrato nº 007/2012 - LT Umuarama - Guaiá; LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte; SE Santa Quitéria 230/69-13,8 kV; SE Cascavel Norte 230/20138-13,8 kV	49	09.05.2042
Marumbi Transmissora	Contrato nº 008/2012 - LT Curitiba - Curitiba Leste; SE Curitiba Leste 525/230 kV	80	09.05.2042
Integração Maranhense	Contrato nº 011/2012 - LT Açailândia - Miranda II	49	09.05.2042
Matrinchã Transmissora	Contrato nº 012/2012 - LT Paranaíta - Ribeirãozinho; LT 500 kV Paranaíta - Cláudia; SE Cláudia 500 kV; LT 500 kV Cláudia - Paranatinga; SE Paranatinga 500 kV; LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho	49	09.05.2042
Guaraciaba Transmissora	Contrato nº 013/2012 - LT Ribeirãozinho - Marimbondo II; LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte; LT 500 Rio Verde Norte - Marimbondo II; Seccionamento das LTs 500 kV Marimbondo - Araraquara, na SE Marimbondo II; SE Marimbondo II 500 kV	49	09.05.2042
Paranaíba Transmissora	Contrato nº 007/2013 - LT - T 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas; LT 500 kV Rio Das Éguas - Luziânia; LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2	24,5	01.05.2043
Mata de Santa Genebra	Contrato nº 001/2014 - LT - Itatiba - Bateias (a); LT 500 kV Itatiba - Bateias (a); LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba (a); LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias (a); SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV (a); SE Itatiba 500 kV (a); SE 500/440 kV Fernão Dias (a)	50,1	13.05.2044
Cantareira Transmissora	Contrato nº 019/2014 - LT - Estreito - Fernão Dias (a)	49	04.09.2044

(a) Empreendimento em construção.

3 Base de Preparação

3.1 Declarações de conformidade

As informações trimestrais são compostas pelas demonstrações financeiras individuais da Controladora e pelas demonstrações financeiras consolidadas que foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Contabilidade (*International Financial Reporting Standards - IFRS*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board - IASB* e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem os pronunciamentos, as orientações e as interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC.

As informações trimestrais estão sendo apresentadas considerando-se as disposições contidas no CPC 21 (R1) e IAS 34 - Informações Intermediárias. Conseqüentemente, determinadas informações contidas nas notas explicativas divulgadas nas demonstrações financeiras do exercício findo em 31.12.2016, que não sofreram modificações nos primeiros três meses de 2017, não estão sendo apresentadas. Portanto, estas informações trimestrais devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras de 31.12.2016, disponíveis nos sites da CVM e da Copel.

Administração declara que todas as informações relevantes próprias das informações trimestrais individuais e consolidadas, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e que correspondem às utilizadas na gestão.

Estas Informações Trimestrais estão sendo reapresentadas, tendo em vista o disposto na NE nº 4.1 a qual traz informações, principalmente, sobre investimento mantido pela controlada indireta UEG Araucária, tema que ensejou também a reapresentação em 14.05.2018 das Demonstrações Financeiras de 31.12.2017, acompanhadas da reapresentação comparativa das informações referentes à 31.12.2016 e 1º.01.2016.

Ressalta-se que as informações apresentadas na NE nº 4.1 destas Informações Trimestrais estão consistentes com as informações da NE nº 4.1 das Demonstrações Financeiras de 31.12.2017 e com divulgações anteriores.

A emissão destas Informações Trimestrais foi aprovada pela Administração em 13.06.2018.

3.2 Moeda funcional e moeda de apresentação

As informações trimestrais são apresentadas em real, que é a moeda funcional da Companhia. As informações financeiras foram arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

3.3 Base de mensuração

As informações trimestrais foram elaboradas com base no custo histórico, com exceção de determinados instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo e investimentos.

3.4 Uso de estimativas e julgamentos

Na preparação destas informações trimestrais, a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados dos ativos, passivos, receitas e despesas da Copel e de suas controladas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

As estimativas e premissas são revisadas de forma contínua. As revisões das estimativas são reconhecidas prospectivamente.

As informações sobre o uso de estimativas e julgamentos referentes à aplicação das políticas contábeis adotadas que apresentam efeitos sobre os valores reconhecidos nas informações trimestrais são as mesmas divulgadas na NE nº 3.4 das demonstrações financeiras de 31.12.2016.

4 Principais Políticas Contábeis

As políticas contábeis da Companhia são consistentes com aquelas apresentadas na NE nº 4 das demonstrações financeiras de 31.12.2016.

4.1 Reapresentação de saldos comparativos

A Administração da Companhia procedeu os seguintes ajustes nas Informações Trimestrais de 31.03.2017 com os respectivos saldos comparativos de 31.12.2016 e 31.03.2016:

4.1.1 Valor justo do ativo indenizável da concessão

Após revisão de suas práticas contábeis em 31.12.2016, a Companhia e sua controlada de distribuição de energia elétrica, objetivando a melhor apresentação de seu desempenho operacional e financeiro, concluíram que o ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão da Copel DIS, originalmente apresentado na rubrica de receita financeira, no resultado financeiro, seria melhor classificado no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim. Esta alocação reflete de uma forma melhor o modelo de negócio de distribuição de energia elétrica e propicia uma melhor apresentação quanto ao seu desempenho. Tal conclusão está suportada no fato de que:

- i) Investir em infraestrutura é a atividade indispensável do negócio de distribuição de energia elétrica, cujo modelo de gestão está suportado em construir, manter e operar essa infraestrutura;
- ii) O retorno sobre o investimento em infraestrutura no negócio de distribuição é determinado pelo valor justo dessa infraestrutura, seja a parcela amortizável durante o horizonte do contrato (ativo intangível), seja a parcela indenizável pelo poder concedente ao seu final (ativo financeiro), mais a taxa média ponderada do custo de capital - "WACC regulatório"; e
- iii) As receitas tarifárias representam tanto o retorno do ativo intangível quanto uma parte do retorno do ativo financeiro, pelo fato de ambos integrarem a base regulatória de remuneração. As receitas tarifárias estão totalmente registradas como parte da "Receita Operacional Líquida".

Conforme as orientações do CPC 23/IAS 8 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a Companhia e sua controlada, a partir de 31.12.2016, alteraram sua política contábil anteriormente adotada por uma política contábil que melhor reflete o desempenho dos seus negócios (pelos argumentos acima mencionados) e, portanto, procederam às reclassificações de forma retrospectiva em suas demonstrações financeiras, reclassificando o valor de R\$ 9.026 de receita financeira para receita operacional líquida.

4.1.2 Investimentos

A Administração da Companhia identificou, durante a preparação das Informações Financeiras Intermediárias para o período findo em 30.09.2017, que a controlada indireta UEG Araucária Ltda., mantinha recursos em Fundo de Investimento Multimercado, o qual detém cotas em outros fundos de investimentos, que, por sua vez, mantinha investimentos em companhia de capital fechado, cujo ativo principal era um empreendimento imobiliário. Em 30.09.2017, o referido investimento apresentava saldo de R\$ 157.079 na rubrica Títulos e Valores Mobiliários, no ativo circulante, pelo fato de que as informações disponibilizadas pela Administração da UEG Araucária eram de que tal investimento tratava-se de fundo exclusivo, com benchmark de 103,5% do CDI, composto por cotas de fundos de investimento e títulos do governo, com liquidez imediata, e mantidos para negociação. O saldo do referido investimento, apresentado na mesma rubrica, era de R\$ 165.749 em 31.12.2016.

Com o objetivo de apurar a adequada classificação e valorização desse investimento, bem como a abrangência de eventuais impactos, a Administração da Companhia contou com a assistência de especialistas independentes, em conformidade com as melhores práticas de governança, incluindo investigação interna sobre as condições em que tal investimento foi efetuado. Os trabalhos de avaliação foram concluídos e os relacionados à investigação estão em estágio final. Destaca-se, ainda, que durante o processo de investigação, foi verificado que o referido investimento ocorreu de forma restrita à controlada UEG Araucária e em desacordo com a política de investimento da Copel, a qual dispõe que a alocação de recursos financeiros em fundos exclusivos pode ocorrer quando estes forem compostos exclusivamente por títulos públicos federais e/ou títulos emitidos por instituições financeiras públicas federais.

Considerando as informações disponíveis durante a elaboração das demonstrações financeiras de 2017, identificou-se a necessidade de constituição de provisão para desvalorização desse investimento, em virtude de suas características específicas, tais como estágio do empreendimento imobiliário e perspectiva de geração de caixa futura. Avaliou-se, ainda, que tal provisão deveria ter sido registrada em exercícios anteriores pois as informações conhecidas durante a elaboração daquelas demonstrações financeiras, já estavam disponíveis à época e deveriam ter sido consideradas quando da elaboração das demonstrações financeiras de 2016 e de 2015.

Durante a preparação das demonstrações financeiras, também foi realizada análise de toda documentação legal e societária dos fundos de investimentos e concluiu-se que a partir de julho de 2015, a UEG Araucária passou a ter influência significativa, ainda que de forma indireta, na companhia de capital fechado. Dessa forma, a partir de julho de 2015, o saldo remanescente do investimento, até então classificado como instrumento financeiro mensurado a valor justo, passa a ser mensurado e divulgado como uma coligada, sendo os efeitos da mudança de classificação do ativo, levados ao resultado.

Com o auxílio de laudo elaborado em março de 2018 por empresa independente contratada pela Copel, a Administração da Companhia apurou o valor justo do instrumento financeiro até julho de 2015 e o saldo remanescente, já considerado como investimento em coligada, foi reduzido por provisão para desvalorização, de modo que o patrimônio líquido da Companhia foi diminuído em R\$ 124.950 e o dos acionistas não controladores em R\$ 31.237. O saldo deste investimento em 31.12.2016 é de R\$ 9.562.

Até 31.03. 2016, a provisão para desvalorização é de R\$ 830, sendo R\$ 2.127 em resultado da equivalência patrimonial e R\$ 1.297 em receita financeira, com efeito de R\$ 664 na rubrica de resultado da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras individuais da Controladora.

4.1.3 Provisão para contingências - Regime de tributação da CVA

Em 2017, a Copel DIS, reconheceu ajustes de períodos anteriores na conta de provisões relacionadas a litígios tributários devido à tributação da Conta de Compensação de Variações de Valores de Itens da Parcela A - CVA, atualmente classificada como Ativos e Passivos Financeiros Setoriais. O impacto desses ajustes representa, em 31.12.2016, aumento de R\$ 31.995 na rubrica de Provisões para litígios, no passivo não circulante, e aumento de R\$ 10.878 na rubrica de tributos diferidos, no ativo não circulante, de modo que o patrimônio líquido da Companhia foi diminuído em R\$ 21.117.

4.1.4 Efeitos da reapresentação dos saldos comparativos

Com base nas orientações do CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, as Demonstrações Financeiras estão sendo reapresentados, para fins de comparabilidade, com os seguintes ajustes:

31.03.2017	Controladora			Consolidado		
	Apresentado	Ajustes	Reapresentado	Apresentado	Ajustes	Reapresentado
BALANÇO PATRIMONIAL						
Ativo	17.731.361	(146.067)	17.585.294	31.080.336	(145.309)	30.935.027
Ativo circulante	734.883	-	734.883	4.623.842	(165.749)	4.458.093
Títulos e valores mobiliários (4.1.2)	91	-	91	254.813	(165.749)	89.064
Ativo não circulante	16.996.478	(146.067)	16.850.411	26.456.494	20.440	26.476.934
Imposto de renda e contribuição social diferidos (4.1.3)	58.530	-	58.530	798.643	10.878	809.521
Investimentos (a)	14.521.342	(146.067)	14.375.275	2.395.731	9.562	2.405.293
Passivo	17.731.361	(146.067)	17.585.294	31.080.336	(145.309)	30.935.027
Passivo não circulante	1.382.623	-	1.382.623	9.705.446	31.995	9.737.441
Provisões para litígios (4.1.3)	156.123	-	156.123	1.230.945	31.995	1.262.940
Patrimônio líquido	15.280.581	(146.067)	15.134.514	15.567.737	(177.304)	15.390.433
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	15.280.581	(146.067)	15.134.514	15.280.581	(146.067)	15.134.514
Reserva de retenção de lucros (a)	5.162.983	(146.067)	5.016.916	5.162.983	(146.067)	5.016.916
Atribuível aos acionistas não controladores (4.1.2)	-	-	-	287.156	(31.237)	255.919

31.12.2016	Controladora			Consolidado		
	Apresentado	Ajustes	Reapresentado	Apresentado	Ajustes	Reapresentado
BALANÇO PATRIMONIAL						
Ativo	17.320.563	(146.067)	17.174.496	30.434.209	(145.309)	30.288.900
Ativo circulante	698.488	-	698.488	4.402.990	(165.749)	4.237.241
Títulos e valores mobiliários (4.1.2)	149	-	149	302.398	(165.749)	136.649
Ativo não circulante	16.622.075	(146.067)	16.476.008	26.031.219	20.440	26.051.659
Imposto de renda e contribuição social diferidos (4.1.3)	47.462	-	47.462	803.477	10.878	814.355
Investimentos (a)	14.111.959	(146.067)	13.965.892	2.334.950	9.562	2.344.512
Passivo	17.320.563	(146.067)	17.174.496	30.434.209	(145.309)	30.288.900
Passivo não circulante	1.386.559	-	1.386.559	9.622.727	31.995	9.654.722
Provisões para litígios (4.1.3)	152.944	-	152.944	1.241.343	31.995	1.273.338
Patrimônio líquido	14.864.165	(146.067)	14.718.098	15.155.446	(177.304)	14.978.142
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	14.864.165	(146.067)	14.718.098	14.864.165	(146.067)	14.718.098
Reserva de retenção de lucros (a)	5.162.983	(146.067)	5.016.916	5.162.983	(146.067)	5.016.916
Atribuível aos acionistas não controladores (4.1.2)	-	-	-	291.281	(31.237)	260.044

(a) Do total de R\$ 146.067, o valor de R\$ 124.950 refere-se ao evento descrito na NE nº 4.1.2 e R\$ 21.117 refere-se ao evento descrito na NE nº 4.1.3.

31.03.2016	Controladora			Consolidado		
	Apresentado	Ajustes	Reapresentado	Apresentado	Ajustes	Reapresentado
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Receita Operacional Líquida (4.1.1)	-	-	-	3.073.638	9.026	3.082.664
Lucro Operacional Bruto (4.1.1)	-	-	-	604.148	9.026	613.174
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	127.030	(664)	126.366	(254.839)	(2.127)	(256.966)
Resultado da equivalência patrimonial (4.1.2)	162.366	(664)	161.702	47.894	(2.127)	45.767
Lucro antes do resultado financeiro e dos tributos	127.030	(664)	126.366	349.309	6.899	356.208
Resultado Financeiro	(8.384)	-	(8.384)	(157.861)	(7.729)	(165.590)
Receitas financeiras (a)	65.127	-	65.127	213.969	(7.729)	206.240
Lucro operacional (4.1.2)	118.646	(664)	117.982	191.448	(830)	190.618
Lucro líquido do período (4.1.2)	133.506	(664)	132.842	136.089	(830)	135.259
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	-	-	-	133.506	(664)	132.842
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	2.583	(166)	2.417
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE						
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos	(1.071)	-	(1.071)	(1.071)	-	(1.071)
Resultado abrangente do período (4.1.2)	132.435	(664)	131.771	135.018	(830)	134.188
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	-	-	-	132.435	(664)	131.771
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	2.583	(166)	2.417
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Atribuível aos acionistas da empresa controladora						
Lucro líquido do período (4.1.2)	133.506	(664)	132.842	133.506	(664)	132.842
Reserva de retenção de lucros (b)	5.413.572	(83.189)	5.330.383	5.413.572	(83.189)	5.330.383
Atribuível aos acionistas não controladores (c)	-	-	-	331.991	(20.963)	311.028
Patrimônio líquido	14.378.163	(83.853)	14.294.310	14.710.154	(104.816)	14.605.338
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA						
Fluxo de caixa das atividades operacionais	(2.310)	-	(2.310)	195.998	-	195.998
Lucro líquido do período (4.1.2)	133.506	(664)	132.842	136.089	(830)	135.259
Variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas (4.1.2)	11.988	-	11.988	206.376	(1.297)	205.079
Resultado da equivalência patrimonial (4.1.2)	(162.366)	664	(161.702)	(47.894)	2.127	(45.767)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(125)	-	(125)	(437.091)	-	(437.091)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	-	-	-	(79.195)	-	(79.195)
Varição no caixa e equivalentes de caixa	(2.435)	-	(2.435)	(320.288)	-	(320.288)
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO						
Valor Adicionado a Distribuir	205.058	(664)	204.394	3.407.901	(830)	3.407.071
Receitas	-	-	-	5.576.069	9.026	5.585.095
Valor justo do ativo indenizável da concessão (4.1.1)	-	-	-	-	9.026	9.026
Valor Adicionado Bruto	(22.152)	-	(22.152)	3.300.627	9.026	3.309.653
Valor Adicionado Líquido	(22.436)	-	(22.436)	3.121.591	9.026	3.130.617
(+) Valor Adicionado Transferido	227.494	(664)	226.830	286.310	(9.856)	276.454
Resultado de participações societárias (4.1.2)	162.367	(664)	161.703	47.893	(2.127)	45.766
Receitas financeiras (a)	65.127	-	65.127	213.969	(7.729)	206.240
Distribuição do Valor Adicionado	205.058	(664)	204.394	3.407.901	(830)	3.407.071
Acionistas (4.1.2)	133.506	(664)	132.842	136.089	(830)	135.259
Lucros retidos	133.506	(664)	132.842	133.506	(664)	132.842
Participações de acionistas não controladores	-	-	-	2.583	(166)	2.417
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora						
Ações ordinárias	0,46596	(0,00232)	0,46364			
Ações preferenciais classe "A"	0,51277	(0,04535)	0,46742			
Ações preferenciais classe "B"	0,51255	(0,00241)	0,51014			

(a) Do total de R\$ 7.729, o valor de R\$ 9.026 refere-se ao evento descrito na NE nº 4.1.1 e (R\$ 1.297) refere-se ao evento descrito na NE nº 4.1.2.

(b) O valor de R\$ 83.189 refere-se ao ajuste no balanço de abertura de 1º.01.2016, referente ao evento descrito na NE nº 4.1.2.

(c) Do total de R\$ 20.963, o valor de R\$ 20.797 refere-se ao ajuste no balanço de abertura de 1º.01.2016 e R\$ 166 ao ajuste do período, ambos decorrentes do evento descrito na NE nº 4.1.2.

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2017	31.12.2016	31.03.2017	31.12.2016
Caixa e bancos conta movimento	1.301	2.452	118.476	173.020
Aplicações financeiras de liquidez imediata	15.519	43.644	827.115	809.053
	16.820	46.096	945.591	982.073

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas referem-se a Certificados de Depósitos Bancários - CDBs e a operações compromissadas, que se caracterizam pela venda de título com o compromisso, por parte do vendedor (Banco), de recomprá-lo, e do comprador, de revendê-lo no futuro. As aplicações são remuneradas entre 65% e 101% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6 Títulos e Valores Mobiliários

Categoria	Indexador	Consolidado	
		31.03.2017 Reapresentado	31.12.2016 Reapresentado
Títulos disponíveis para venda			
Cotas de fundos de investimentos	CDI	95.277	94.268
Operação Compromissada	96,5% a 100% do CDI	56.789	56.512
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	96,0% a 101% do CDI	52.543	50.811
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	Selic	1.522	1.475
		206.131	203.066
Títulos para negociação			
Cotas de fundos de investimentos	100% a 110% do CDI	7.456	8.676
Operação Compromissada	Pré-Fixada	51.682	58.930
Letras Financeiras	110% do CDI	14.321	51.384
Depósito a Prazo com Garantia Especial do FGC - DPGE	110% do CDI	4.689	4.785
Letras do Tesouro Nacional - LTN	Selic	3.357	3.378
Crédito Imobiliário	110% do CDI	1.390	1.390
Debêntures	110% do CDI	113	129
Tesouraria	-	-	7
		83.008	128.679
		289.139	331.745
	Circulante	89.064	136.649
	Não circulante	200.075	195.096

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

Taxa de juros equivalente à taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - Selic

A Copel e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 1 a 60 meses a partir do final do período de relatório. Nenhum desses ativos está vencido nem apresenta problemas de recuperação ou redução ao valor recuperável no encerramento do exercício.

7 Clientes

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.03.2017	Saldo 31.12.2016
Consumidores					
Residencial	279.011	170.992	41.356	491.359	447.345
Industrial	185.464	42.182	70.465	298.111	313.963
Comercial	211.145	54.783	29.553	295.481	267.647
Rural	50.559	19.048	7.626	77.233	68.611
Poder público	34.441	7.422	20.801	62.664	64.581
Iluminação pública	31.891	32	272	32.195	28.991
Serviço público	30.183	451	2.372	33.006	34.391
Receita de fornecimento não faturada	483.578	-	-	483.578	377.498
Parcelamento de débitos (7.1)	133.367	20.234	40.420	194.021	193.426
Subsídio baixa renda - Eletrobras	14.047	-	-	14.047	12.128
Outros créditos	41.984	28.103	92.256	162.343	159.051
	1.495.670	343.247	305.121	2.144.038	1.967.632
Concessionárias e permissionárias					
Suprimento de energia elétrica					
Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR	70.713	1.175	6.023	77.911	116.516
Contratos bilaterais	130.315	1.041	1.252	132.608	102.570
CCEE (7.2)	201.385	19.366	181.560	402.311	354.662
Receita de suprimento não faturada	31.021	-	-	31.021	28.873
Regime de cotas e Ressarcimento de geradores	9.278	314	3.997	13.589	17.415
	442.712	21.896	192.832	657.440	620.036
Encargos de uso da rede elétrica	109.036	5.349	6.405	120.790	104.831
Telecomunicações	24.118	20.611	44.381	89.110	81.374
Distribuição de gás	53.879	1.389	6.708	61.976	69.934
PECLD (7.3)	(1.931)	(3.442)	(350.139)	(355.512)	(355.666)
	2.123.484	389.050	205.308	2.717.842	2.488.141
				2.439.429	2.217.355
				278.413	270.786

7.1 Parcelamento de débitos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto, que varia de 0,16% a 3,00%.

7.2 CCEE

Do saldo apresentado, o montante mais significativo é o valor de R\$ 340.756 a receber pela Copel GeT. Desse total, o valor de R\$ 68.874 foi recebido em 06.04.2017 e o de R\$ 90.322 tem previsão de recebimento em 12.05.2017, sendo que o saldo remanescente de R\$ 181.560 é proveniente da venda de energia a ser reprocessada pela CCEE do período de janeiro a maio de 2015 em decorrência do pedido pela exclusão de responsabilidade na entrega de energia para cumprir os contratos de comercialização da Usina Hidrelétrica de Colíder (NE nº 19.4), sendo que da parcela controversa há constituição de PECLD. Em 14.03.2017, a Aneel negou o pleito da Companhia de reconsideração do Despacho Aneel nº 1.580, de 14.06.2016, que havia mantido inalterado o cronograma de implantação e os cronogramas de suprimento de energia associados à usina.

Considerando que o cronograma de entrada em operação da usina foi impactado por atos do poder público e de casos fortuitos e de força maior ocorridos ao longo da implantação do empreendimento, a Companhia encaminhará a questão ao Poder Judiciário com a convicção de que a decisão da Agência será revertida.

7.3 Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.03.2017
Consumidores				
Residencial	66.502	9.519	(17.915)	58.106
Industrial	66.563	7.765	(1.304)	73.024
Comercial	67.075	7.060	(5.097)	69.038
Rural	3.130	670	(10)	3.790
Poder público	12.981	(1.143)	(343)	11.495
Iluminação pública	104	7	-	111
Serviço público	1.111	259	-	1.370
	217.466	24.137	(24.669)	216.934
Concessionárias e permissionárias				
CCEE (7.3.1)	119.665	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	13.077	(1.436)	-	11.641
	132.742	(1.436)	-	131.306
Telecomunicações	534	1.016	-	1.550
Distribuição de gás	4.924	831	(33)	5.722
	355.666	24.548	(24.702)	355.512

7.3.1 CCEE

Em 2015, foi constituída PECLD no valor de R\$ 119.665, referente a diferenças entre os preços de venda de energia negociada nos contratos de comercialização da Usina Hidrelétrica de Colíder e o Preço de Liquidação de Diferença - PLD, negociado na CCEE. A Companhia aguardará a definição quanto ao pleito de revisão do cronograma de início da operação comercial dessa usina para a possível reversão desta estimativa de perda.

8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná

Por meio do quarto termo aditivo, assinado em 21.01.2005, foi renegociado, com o Estado do Paraná, o saldo em 31.12.2004, da Conta de Resultados a Compensar - CRC, no montante de R\$ 1.197.404, em 244 prestações recalculadas pelo sistema *Price* de amortização, atualizado pela variação do Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna - IGP-DI, e juros de 6,65% a.a., os quais são recebidos mensalmente, com vencimento da primeira parcela em 30.01.2005 e as demais com vencimentos subsequentes e consecutivos.

Conforme solicitação do Estado do Paraná, aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia condicionada à anuência do Ministério da Fazenda, está em andamento a Novação do Termo de Ajuste da CRC, que contempla: (i) no período de abril a dezembro de 2016, carência total dos pagamentos de principal e juros; e (ii) de janeiro a dezembro de 2017, carência somente do valor principal e a manutenção dos índices de correção e juros atualmente vigentes e do valor presente líquido global do referido contrato. As demais cláusulas serão mantidas.

Em 2017, o Estado do Paraná vem quitando mensalmente o valor referente aos juros da parcela conforme estabelecido na Novação do Termo de Ajuste da CRC, ainda a ser concluída.

As amortizações são garantidas com recursos oriundos de dividendos.

8.1 Mutações do CRC

Controladora e consolidado	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2017	-	1.522.735	1.522.735
Juros	24.653	-	24.653
Varição monetária	(95)	1.860	1.765
Transferências	41.088	(41.088)	-
Recebimentos	(24.653)	-	(24.653)
Em 31.03.2017	40.993	1.483.507	1.524.500

8.2 Vencimento das parcelas de longo prazo

Controladora e consolidado	31.03.2017
2018	127.013
2019	179.179
2020	191.096
2021	203.804
2022	217.359
Após 2022	565.056
	1.483.507

9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

9.1 Composição dos saldos de passivos financeiros setoriais líquidos por ciclo tarifário

Consolidado	Passivo			
	31.03.2017		31.12.2016	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2016				
Parcela A				
Rede básica	(32)	-	(67)	-
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	170.150	-	354.651	-
ESS	(31.527)	-	(65.712)	-
CDE	70.049	-	146.005	-
Proinfa	7.282	-	15.179	-
CVA Energ	(153.001)	-	(318.905)	-
Transporte de energia comprada de Itaipu	1.804	-	3.759	-
Outros componentes financeiros				
Sobrecontratação	(2.300)	-	(4.794)	-
Revisão tarifária extraordinária	(123.470)	-	(257.353)	-
Neutralidade	19.462	-	40.564	-
Exposição financeira	(7.796)	-	(16.250)	-
Outros	72	-	149	-
	(49.307)	-	(102.774)	-
Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2017				
Parcela A				
Rede básica	14.315	4.772	4.239	4.239
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	52.520	17.507	34.717	34.717
ESS	(219.853)	(73.284)	(103.853)	(103.853)
CDE	(93.532)	(31.177)	(37.697)	(37.697)
Proinfa	(2.725)	(908)	1.057	1.057
CVA Energ	(224.312)	(74.771)	(108.610)	(108.610)
Transporte de energia comprada de Itaipu	3.677	1.225	1.972	1.972
Outros componentes financeiros				
Sobrecontratação	134.660	44.887	80.482	80.482
Neutralidade	109.319	36.439	75.206	75.206
	(225.931)	(75.310)	(52.487)	(52.487)
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2021				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	(91.548)	-	(71.244)
	-	(91.548)	-	(71.244)
	(275.238)	(166.858)	(155.261)	(123.731)

9.2 Mutações dos passivos financeiros setoriais líquidos

	Saldo em 1º.01.2017	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.03.2017
		Constituição	Amortização	Atualização		
Parcela A						
Rede básica	8.411	10.324	184	136	-	19.055
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	424.085	(1.315)	(197.275)	14.682	-	240.177
ESS	(273.418)	(81.071)	37.794	(7.969)	-	(324.664)
CDE	70.611	(54.636)	(80.800)	10.165	-	(54.660)
Proinfa	17.293	(5.622)	(8.446)	424	-	3.649
CVA Energ	(536.125)	(48.005)	169.510	(10.828)	(26.636)	(452.084)
Transporte de energia comprada de Itaipu	7.703	845	(2.085)	243	-	6.706
Outros componentes financeiros						
Sobrecontratação	156.170	14.064	2.493	4.520	-	177.247
Revisão tarifária extraordinária	(257.353)	-	133.883	-	-	(123.470)
Neutralidade	190.976	(7.295)	(21.103)	2.642	-	165.220
Exposição financeira	(16.250)	-	8.454	-	-	(7.796)
Devoluções tarifárias	(71.244)	(17.798)	-	(2.506)	-	(91.548)
Outros	149	-	(77)	-	-	72
	(278.992)	(190.509)	42.532	11.509	(26.636)	(442.096)
	Circulante (155.261)					(275.238)
	Não Circulante (123.731)					(166.858)

10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	31.03.2017	31.12.2016
	Contratos de concessão de distribuição (10.1)	628.121
Bonificação de outorga (10.2)	592.459	586.706
Contratos de concessão de transmissão (10.3)	1.410.616	1.342.055
Contratos de concessão de transmissão - Laudo RBSE (10.4)	1.411.589	1.186.985
Contratos de concessão de gás (10.5)	86.850	83.378
	4.129.635	3.813.930
	Circulante 106.175	65.595
	Não circulante 4.023.460	3.748.335

10.1 Contrato de concessão de distribuição

	Não circulante
Em 1º.01.2017	614.806
Doações e subvenções recebidas	5
Transferências do intangível	8.455
Reconhecimento do valor justo	4.861
Baixas	(6)
Em 31.03.2017	628.121

10.2 Bonificação pela Outorga de contrato de concessão em regime de cotas

	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2017	1.269	585.437	586.706
Transferências entre circulante e não circulante	15.896	(15.896)	-
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(14.859)	-	(14.859)
Juros efetivos (NE nº 32.2)	-	20.612	20.612
Em 31.03.2017	2.306	590.153	592.459

10.3 Contratos de concessão de transmissão

	Circulante	Não circulante		Total
		Ativo	Obrigações especiais	
Em 1º.01.2017	11.278	1.407.792	(77.015)	1.342.055
Transferências entre circulante e não circulante	17.188	(17.188)	-	-
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(16.835)	-	-	(16.835)
Transferências para o imobilizado	-	(22)	-	(22)
Remuneração	-	23.249	-	23.249
Receita de construção	-	62.343	(174)	62.169
Em 31.03.2017	11.631	1.476.174	(77.189)	1.410.616

10.4 Remensuração do ativo financeiro RBSE

	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2017	53.048	1.133.937	1.186.985
Remuneração do fluxo de caixa dos ativos RBSE	-	41.589	41.589
Acréscimo ao valor estimado pela homologação do laudo dos ativos RBSE	-	183.015	183.015
Transferências entre circulante e não circulante	39.190	(39.190)	-
Em 31.03.2017	92.238	1.319.351	1.411.589

A Copel GeT prorrogou o contrato de concessão 060/2001 nos termos da Lei nº 12.783/2013, constituindo valores a receber referente aos ativos de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Existente - RBSE e das instalações de conexão e Demais Instalações de Transmissão – RPC existentes em maio de 2000 e ainda não depreciados e/ou amortizados.

Em 20.04.2016, foi publicada a Portaria nº 120 pelo MME, determinando que os valores dos ativos ainda não depreciados e/ou amortizados, passem a compor a Base de Remuneração Regulatória - BRR das concessionárias de transmissão de energia elétrica, a partir do processo tarifário de 2017, com um incremento na Receita Anual Permitida - RAP. A Portaria abordou aspectos relacionados à atualização, à remuneração e ao prazo de recebimento dos valores envolvidos, os quais foram regulamentados pela Resolução Normativa Aneel nº 762/2017 após a Audiência Pública 068/2016.

Em 12.04.2017, a Aneel publicou a Nota Técnica nº 61/2017 - SFF que concluiu o resultado da fiscalização do laudo de avaliação reconhecendo o montante de R\$ 667.637, como o valor líquido dos bens na data base de 31.12.2012. O resultado da fiscalização foi homologado em 09.05.2017 pela diretoria da Aneel.

A Copel GeT está considerando o valor homologado e a variação ocorrida pela remensuração do ativo tem como contrapartida a receita operacional, refletindo no resultado do primeiro trimestre de 2017 o montante de R\$ 224.604 e de R\$ 148.238 no lucro líquido.

O laudo de avaliação foi apresentado à Aneel em 31.03.2015 e tinha como valor base o montante de R\$ 882.300, valor este R\$ 214.663 superior ao homologado pela Agência, sendo que a principal glosa está relacionada aos ativos da Subestação SF6 de Salto Caxias.

Adicionalmente, em 11.04.2017, foi expedida decisão judicial liminar referente ação movida por três associações empresariais, que determina em caráter provisório a exclusão da parcela de “remuneração”, prevista no artigo 15, parágrafo 2º, da Lei nº 12.783/2013 e consequente recálculo das tarifas pela Aneel. A Copel GeT, pautada na opinião de seus assessores jurídicos, entende que esta é uma decisão provisória que não se volta contra o direito da Copel GeT de receber os devidos valores referentes aos ativos RBSE e que os mesmos estão assegurados pela Lei.

10.5 Contrato de concessão de distribuição de gás

	Não circulante
Em 1º.01.2017	83.378
Capitalizações do intangível em curso	2.004
Reconhecimento do valor justo	1.468
Em 31.03.2017	86.850

10.6 Compromissos relativos às concessões de transmissão

Compromissos assumidos com os fornecedores de equipamentos e serviços, referentes aos seguintes empreendimentos:

Contratos	Linhas de Transmissão e Subestações	Valor
Contrato nº 010/2010	LT 500kV Araraquara 2 - Taubaté e SEs 500kV Araraquara e Taubaté	81.129
Contrato nº 021/2014	LT 230kV Foz do Chopim Realeza Sul e SE 230kV Realeza Sul	378
Contrato nº 022/2014	LT 500kV Londrina - Assis e SEs 500kV Londrina e Assis	10.225
Contrato nº 006/2016	LT 500kV Blumenau - Curitiba Leste e SEs 500kV Blumenau e Curitiba Leste	28.863
	LT 230kV SE B. Iguazu - Realeza Sul e SE 230kV Medianeira Norte	51.699
	LT 230kV Curitiba Centro - Uberaba e SE 230kV Curitiba Centro	166.209
	Seccionamento LT 230kV Assis - Salto Grande e SE 230kV Andirá Leste	39.144
Contrato nº 060/2001 (Resolução Autorizativa nº 4.890/2014)	LT 230kV Figueira-Ponta Grossa Norte e SEs Figueira e Ponta Grossa Norte	10.913
		388.560

11 Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão

11.1 Mutação das contas a receber vinculadas à indenização da concessão

Consolidado	Não circulante
Em 1º.01.2017	67.401
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	55
Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável	177
Em 31.03.2017	67.633

12 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2017	31.12.2016	31.03.2017	31.12.2016
Serviços em curso (a)	7.893	7.893	141.859	136.085
Adiantamento a fornecedores (b)	-	-	57.886	44.806
Repasse CDE	-	-	54.683	45.929
Desativações em curso	-	-	41.145	43.602
Adiantamento a empregados	887	652	39.736	25.916
Adiantamento para indenizações imobiliárias	-	-	9.398	11.050
Outros créditos	182	191	64.581	73.096
	8.962	8.736	409.288	380.484
Circulante	8.962	8.736	319.648	306.933
Não circulante	-	-	89.640	73.551

(a) Referem-se, em sua maioria, aos programas de P&D e PEE, os quais, após seu término, são compensados com o respectivo passivo registrado para este fim.

(b) Referem-se a adiantamentos previstos em cláusulas contratuais.

13 Tributos

13.1 Imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2017	31.12.2016	31.03.2017	31.12.2016
Ativo circulante				
IR e CSLL a compensar	60.146	116.441	660.640	765.150
IR e CSLL a compensar com o passivo	(525)	(74.542)	(482.895)	(576.198)
	59.621	41.899	177.745	188.952
Ativo não circulante				
IR e CSLL a recuperar	138.744	153.216	155.775	169.967
	138.744	153.216	155.775	169.967
Passivo circulante				
IR e CSLL a recolher	-	4.882	582.412	547.992
IR e CSLL a compensar com o ativo	-	(4.882)	(479.609)	(506.538)
	-	-	102.803	41.454

13.2 Imposto de renda e contribuição social diferidos

13.2.1 Mutação do imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em 1º.01.2017	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.03.2017
Ativo não circulante				
Provisões para litígios	52.000	1.081	-	53.081
Amortização do direito de concessão	19.299	95	-	19.394
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	4.755	13.880	-	18.635
Provisão Finam	3.457	-	-	3.457
Planos previdenciário e assistencial	2.114	29	-	2.143
Outros	17.939	203	-	18.142
	99.564	15.288	-	114.852
(-) Passivo não circulante				
Atualização de depósitos judiciais	24.699	967	-	25.666
Resultado da alteração de método de avaliação de investimento	17.717	-	-	17.717
Efeitos CPC 38 - instrumentos financeiros	7.079	-	3.129	10.208
Efeitos CPC 08 - custo de transação	1.715	124	-	1.839
Efeitos CPC 33 - benefícios a empregados	892	-	-	892
	52.102	1.091	3.129	56.322
Líquido	47.462	14.197	(3.129)	58.530

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017 Reapresentado	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.03.2017 Reapresentado
Ativo não circulante				
Provisões para litígios	438.538	(18.234)	-	420.304
Planos previdenciário e assistencial	285.222	5.262	-	290.484
Efeitos CPC 01 - redução ao valor recuperável de ativos	289.617	(60)	-	289.557
Provisão para P&D e PEE	142.279	6.949	-	149.228
PECLD	129.638	(348)	-	129.290
Provisão para compra de energia	115.257	(15.411)	-	99.846
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	51.113	13.880	-	64.993
INSS - liminar sobre depósito judicial	54.750	1.973	-	56.723
Amortização do direito de concessão	44.131	1.148	-	45.279
Provisão para participação nos lucros	21.331	6.411	-	27.742
Efeitos ICPC 01 - contratos de concessão	26.206	(325)	-	25.881
Provisão para perdas tributárias	23.176	550	-	23.726
Efeitos CPC 38 - instrumentos financeiros	12.923	(884)	-	12.039
Outros	91.646	673	-	92.319
	1.725.827	1.584	-	1.727.411
(-) Passivo não circulante				
Efeitos ICPC 01 - contratos de concessão	439.946	69.692	-	509.638
Efeitos CPC 27 - custo atribuído	486.795	(9.535)	-	477.260
Atualização de depósitos judiciais	62.538	(3.033)	-	59.505
Efeitos CPC 33 - benefícios a empregados	25.463	1.159	-	26.622
Resultado da alteração de método de avaliação de investimento	17.717	-	-	17.717
Diferimento de ganho de capital	11.320	-	-	11.320
Efeitos CPC 38 - instrumentos financeiros	7.078	-	3.129	10.207
Capitalização de encargos financeiros	5.357	-	-	5.357
Outros	33.688	(99)	-	33.589
	1.089.902	58.184	3.129	1.151.215
Líquido	635.925	(56.600)	(3.129)	576.196
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	814.355			809.521
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(178.430)			(233.325)
Líquido	635.925			576.196

13.3 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2017	31.12.2016	31.03.2017	31.12.2016
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	7	-	65.019	62.934
PIS/Pasep e Cofins a compensar	233	197	50.016	52.240
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o passivo	-	-	(42.479)	(47.810)
Outros tributos a compensar	-	-	571	567
	240	197	73.127	67.931
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	27.501	35.659
PIS/Pasep e Cofins	-	-	56.201	62.113
Outros tributos a compensar	15	15	33.336	33.336
	15	15	117.038	131.108
Passivo circulante				
ICMS a recolher	-	5	139.469	113.793
PIS/Pasep e Cofins a recolher	525	39.819	98.361	136.437
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o ativo	(525)	(39.819)	(45.765)	(87.629)
IRRF sobre JSCP	-	29.841	-	90.147
IRRF sobre JSCP a compensar com o IR e CSLL ativo	-	(29.841)	-	(29.841)
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	59.558	59.558
Outros tributos	239	407	9.666	12.529
	239	412	261.289	294.994
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	2.172	2.075	167.214	161.336
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	128.329	138.969
Outros tributos	-	-	3.008	2.841
	2.172	2.075	298.551	303.146

13.4 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2017	31.03.2016 Reapresentado	31.03.2017	31.03.2016 Reapresentado
Lucro antes do IRPJ e CSLL	396.145	117.982	666.982	190.618
IRPJ e CSLL (34%)	(134.689)	(40.114)	(226.774)	(64.810)
Efeitos fiscais sobre:				
Equivalência patrimonial	149.777	54.979	11.463	15.561
Dividendos	-	(5)	-	-
Despesas indedutíveis	(6)	-	(3.199)	(4.656)
Incentivos fiscais	-	-	4.271	4.056
Compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL	-	-	-	(1.887)
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	(5.561)	(4.064)
Outros	(885)	-	(29.912)	441
IRPJ e CSLL correntes	-	-	(193.112)	(353.151)
IRPJ e CSLL diferidos	14.197	14.860	(56.600)	297.792
Alíquota efetiva - %	-3,6%	-12,6%	37,4%	29,0%

14 Despesas Antecipadas

Consolidado	31.03.2017	31.12.2016
Prêmio de risco - Repactuação do Risco Hidrológico (GSF) (14.1)	39.626	40.909
Outros	22.117	23.770
	61.743	64.679
	Circulante	37.444
	Não circulante	24.299
		39.096
		25.583

14.1 Prêmio de risco - Repactuação do Risco Hidrológico (GSF)

A composição dos registros em 31.03.2017 é apresentada a seguir:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017	Amortização	Transferências	Saldo em 31.03.2017
Prêmio de risco - ativo circulante	15.459	(1.283)	1.283	15.459
Prêmio de risco - ativo não circulante	25.450	-	(1.283)	24.167
Intangível	53.186	(2.161)	-	51.025
	94.095	(3.444)	-	90.651
Prêmio de risco a amortizar	40.909			39.626
Extensão de prazo da outorga	53.186			51.025

15 Partes Relacionadas

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2017	31.12.2016	31.03.2017	31.12.2016
Controlador				
Estado do Paraná (15.1)	130.156	130.156	155.141	155.141
Controladas				
Copel DIS (15.2)	85.329	90.505	-	-
Copel TEL (15.3)	91.897	85.421	-	-
Copel REN - compartilhamento de estrutura	955	955	-	-
Copel Energia - compartilhamento de estrutura	541	541	-	-
Copel DIS - reembolso	-	135	-	-
Empreendimento controlado em conjunto				
Voltalia São Miguel do Gostoso (15.4)	30.064	28.968	30.064	28.968
	338.942	336.681	185.205	184.109
	Circulante	123.457	30.064	28.968
	Não circulante	215.485	155.141	155.141

15.1 Estado do Paraná

15.1.1 Crédito referente ao Programa Luz Fraterna, R\$ 115.890 (R\$ 115.890, em 31.12.2016)

As transferências dos direitos creditórios da conta Luz Fraterna (NE nº 37.a) da Copel DIS para a Copel foram suspensas a partir do segundo semestre de 2015, considerando o Decreto nº 2.789/2015, que criou a possibilidade de utilização de crédito presumido de ICMS para quitação das faturas alusivas a esse programa. Adicionalmente, a Lei Estadual nº 18.875 de 27.09.2016 autorizou o Estado do Paraná a parcelar os débitos vencidos e não pagos junto à Copel, relativos a serviços prestados até a data da publicação da referida Lei.

Está em fase de negociação a quitação do saldo remanescente, através da utilização de crédito presumido de ICMS, conforme o Decreto nº 2.789/2015.

15.1.2 Crédito referente à obras da Copa do Mundo de 2014, R\$ 14.266 (R\$ 14.266, em 31.12.2016)

Através da 2.119ª Reunião de Diretoria ocorrida em 28.07.2014, foi aprovada a transferência dos direitos creditórios dos custos relativos aos projetos de mobilidade para a Copa do Mundo de Futebol da Federação Internacional de Futebol - FIFA 2014 realizados pela Copel DIS e de responsabilidade do Estado do Paraná.

A Aneel, por meio do despacho nº 3.483/2015, anuiu a transação, e, assim, foi celebrado Instrumento de Cessão de Crédito transferindo os direitos da Copel DIS para a Copel.

A Lei nº 18.875 de 27.09.2016 autorizou o Estado do Paraná a parcelar os débitos vencidos e não pagos junto à Copel, relativos a serviços prestados até a data da publicação da referida Lei. Considerando esta previsão legal, a Administração está em fase de negociação para definir os termos da liquidação deste saldo.

15.1.3 Crédito referente ao Programa Morar Bem, R\$ 24.985 (R\$ 24.985, em 31.12.2016)

O Programa Morar Bem Paraná, instituído pelo Decreto n.º 2.845/2011, é um convênio entre o Estado do Paraná, a Companhia de Habitação do Paraná - Cohapar e a Copel DIS, cuja gestão é realizada pela Cohapar. As principais atribuições da Copel DIS no convênio são as construções das redes de distribuição de energia elétrica e das entradas de serviços das unidades consumidoras dos conjuntos habitacionais.

A Lei nº 18.875 de 27.09.2016 autorizou o Estado do Paraná a parcelar os débitos vencidos e não pagos junto à Copel DIS, relativos a serviços prestados até a data da publicação da referida Lei. Considerando esta previsão legal, a Administração está em negociação com o Estado do Paraná para definir os termos da liquidação desse saldo.

15.2 Copel DIS - Financiamento repassado - STN

A Companhia repassou os empréstimos e financiamentos para suas subsidiárias integrais, quando de sua constituição em 2001. Entretanto, como os contratos de transferências para as respectivas subsidiárias não foram passíveis de formalização com as instituições financeiras, tais compromissos encontram-se igualmente registrados na Controladora.

O saldo com a Copel DIS refere-se ao financiamento STN repassado com a mesma incidência de encargos assumidos pela Companhia e apresentado como obrigações por empréstimos e financiamentos na Copel DIS (NE nº 23).

15.3 Copel TEL - Mútuo

Em 12.06.2015, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel (mutuante) e a Copel TEL (mutuária), no limite de R\$ 20.000, sendo alterado para R\$ 60.000 e R\$ 120.000 conforme primeiro e segundo termo aditivo assinados em 14.10.2016 e 15.12.2016, com vigência até 29.12.2017, remuneração de 111,5% do CDI e com o objetivo de proporcionar recursos para atendimento ao programa de investimento da mutuária. Do valor limite aprovado, a mutuária utilizou o valor de R\$ 87.235. No primeiro trimestre de 2017, foi registrada receita financeira no valor de R\$ 3.125.

15.4 Voltalia São Miguel do Gostoso Participações S.A. - Mútuo

Em 14.05.2015, foi assinado contrato de mútuo entre Copel (mutuante) e a Voltalia São Miguel do Gostoso Participações S.A. (mutuária), com efeitos retroativos a partir de 06.02.2015, no limite de R\$ 29.400 acrescido de IOF, com vigência até 06.02.2018 conforme primeiro termo aditivo assinado em 06.02.2017, remuneração de 111,5% do CDI e com o objetivo de proporcionar capital de giro para o financiamento das atividades e negócios da mutuária. Do valor limite aprovado, a mutuária utilizou R\$ 23.784. No primeiro trimestre de 2017, foi registrada receita financeira no valor de R\$ 983 (R\$ 918, no primeiro trimestre de 2016).

16 Outros Investimentos Temporários

Investimento	Investidora	Quantidade de ações	Tipo	Cotação em bolsa de valores R\$ por ação	
				31.03.2017	31.12.2016
Companhia de Saneamento do Paraná - Sanepar	Copel	36.343.267	PN	11,00	399.776
Outros investimentos	Copel				17.724
Sanepar (NE nº 18.4)	Copel Energia	7.956.306	ON		73.361
				490.861	408.297

17 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2017	31.12.2016	31.03.2017	31.12.2016
Fiscais	156.663	153.719	361.853	433.880
Trabalhistas	585	213	156.025	149.968
Cíveis				
Fornecedores	-	-	7.869	7.680
Cíveis	-	-	60.009	51.482
Servidões de passagem	-	-	19.248	6.679
Consumidores	-	-	3.304	3.197
	-	-	90.430	69.038
Outros	-	-	4.814	4.717
	157.248	153.932	613.122	657.603

18 Investimentos

18.1 Mutações dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2017 Reapresentado	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Redução de capital	Saldo em 31.03.2017 Reapresentado
Controladas							
Copel GeT	7.966.750	342.956	50.200	-	-	-	8.359.906
Copel DIS	4.805.981	71.288	40.000	-	-	-	4.917.269
Copel TEL	446.155	11.519	-	-	-	-	457.674
Copel REN	28.778	(5.613)	-	-	-	-	23.165
Copel Energia	269.870	52	-	-	-	(90.000)	179.922
UEG Araucária (18.2)	89.314	(4.806)	-	-	-	-	84.508
Compagás (18.2)	152.811	6.017	-	-	-	-	158.828
Elejor (18.2)	55.790	13.892	-	-	(25.789)	-	43.893
Elejor - direito de concessão	14.516	-	-	(188)	-	-	14.328
	13.829.965	435.305	90.200	(188)	(25.789)	(90.000)	14.239.493
Empreendimentos controlados em conjunto							
Voltalia São Miguel do Gostoso I (18.3)	75.563	360	-	-	-	-	75.923
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	11.140	-	-	(92)	-	-	11.048
Paraná Gás	37	(19)	-	-	-	-	18
	86.740	341	-	(92)	-	-	86.989
Coligadas							
Dona Francisca Energética (18.5)	32.766	2.168	-	-	(2.764)	-	32.170
Foz do Chopim Energética (18.5)	13.967	2.683	-	-	(2.504)	-	14.146
Outras	2.454	23	-	-	-	-	2.477
	49.187	4.874	-	-	(5.268)	-	48.793
	13.965.892	440.520	90.200	(280)	(31.057)	(90.000)	14.375.275

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017 Reapresentado	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Redução de capital	Saldo em 31.03.2017 Reapresentado
Empreendimentos controlados em conjunto (18.3)							
Dominó Holdings (18.4)	81.526	(629)	-	-	-	(73.361)	7.536
Voltalia São Miguel do Gostoso I	75.563	360	-	-	-	-	75.923
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorizaç	11.140	-	-	(92)	-	-	11.048
Paraná Gás	37	(19)	-	-	-	-	18
Costa Oeste	37.232	1.081	-	-	-	-	38.313
Marumbi	94.878	2.686	-	-	-	-	97.564
Transmissora Sul Brasileira	69.369	688	-	-	-	-	70.057
Caiuá	60.057	1.507	-	-	-	-	61.564
Integração Maranhense	122.253	3.200	-	-	-	-	125.453
Matrinchá	792.069	5.922	-	-	-	-	797.991
Guaraciaba	398.969	8.320	-	-	-	-	407.289
Paranaíba	147.213	3.977	2.082	-	-	-	153.272
Mata de Santa Genebra	232.240	3.065	103.707	-	-	-	339.012
Cantareira	161.855	(1.319)	-	-	-	-	160.536
	2.284.401	28.839	105.789	(92)	-	(73.361)	2.345.576
Coligadas							
Dona Francisca Energética (18.5)	32.766	2.168	-	-	(2.764)	-	32.170
Foz do Chopim Energética (18.5)	13.967	2.683	-	-	(2.504)	-	14.146
Outras	12.016	23	-	-	-	-	12.039
	58.749	4.874	-	-	(5.268)	-	58.355
Outros investimentos							
	1.362	-	-	-	-	-	1.362
	2.344.512	33.713	105.789	(92)	(5.268)	(73.361)	2.405.293

18.2 Controladas com participação de não controladores

18.2.1 Informações financeiras resumidas

31.03.2017	Compagás	Elejor	UEG Araucária Reapresentado
ATIVO	528.178	702.970	487.873
Ativo circulante	120.984	77.644	119.212
Ativo não circulante	407.194	625.326	368.661
PASSIVO	528.178	702.970	487.873
Passivo circulante	153.666	158.846	44.535
Passivo não circulante	63.087	481.420	20.797
Patrimônio líquido	311.425	62.704	422.541
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita operacional líquida	123.704	68.757	-
Custos e despesas operacionais	(109.409)	(20.087)	(25.476)
Resultado financeiro	3.515	(18.638)	1.441
Tributos	(6.013)	(10.187)	-
Lucro (prejuízo) do período	11.797	19.845	(24.035)
Outros resultados abrangentes	-	-	-
Resultado abrangente total	11.797	19.845	(24.035)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA			
Fluxo de caixa das atividades operacionais	20.715	22.752	(44.987)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(4.732)	(113)	45.582
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(4.744)	(21.267)	-
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	11.239	1.372	595
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	35.309	38.483	19.644
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	46.548	39.855	20.239
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	11.239	1.372	595

18.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participação no capital social dos não controladores	Compagás: 49%	Elejor: 30%	UEG Araucária: 20% Reapresentado	Consolidado
Em 1º.01.2017	146.818	23.910	89.316	260.044
Lucro líquido (prejuízo) do período	5.781	5.954	(4.807)	6.928
Deliberação do dividendo adicional proposto	-	(11.053)	-	(11.053)
Em 31.03.2017	152.599	18.811	84.509	255.919

18.3 Saldos integrais dos grupos de ativo, passivo e resultado e participação nos compromissos e passivos contingentes dos principais empreendimentos controlados em conjunto

	Dominó	Voltalia	Costa Oeste	Marumbi	Transmissora Sul Brasileira	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
31.03.2017												
ATIVO	26.665	157.158	114.070	188.232	694.870	255.727	514.798	2.651.897	1.338.330	1.455.277	1.256.176	697.946
Ativo circulante	26.451	2.157	11.128	14.197	51.749	24.085	43.955	277.295	110.420	135.099	25.901	1.026
Caixa e equivalentes de caixa	4.966	21	5.440	4.700	22.392	1.561	248	122.003	17.813	86.698	14.094	619
Outros ativos circulantes	21.485	2.136	5.688	9.497	29.357	22.524	43.707	155.292	92.607	48.401	11.807	407
Ativo não circulante	214	155.001	102.942	174.035	643.121	231.642	470.843	2.374.602	1.227.910	1.320.178	1.230.275	696.920
PASSIVO	26.665	157.158	114.070	188.232	694.870	255.727	514.798	2.651.897	1.338.330	1.455.277	1.256.176	697.946
Passivo circulante	11.286	2.214	7.963	17.812	46.154	25.656	74.761	115.517	59.854	81.171	534.580	13.381
Passivos financeiros	-	-	3.112	5.193	37.888	7.402	13.213	48.382	28.382	56.705	508.941	-
Outros passivos circulantes	11.286	2.214	4.851	12.619	8.266	18.254	61.548	67.135	31.472	24.466	25.639	13.381
Passivo não circulante	-	-	30.983	48.465	298.431	104.428	184.011	907.826	447.273	748.506	44.926	356.943
Passivos financeiros	-	-	26.783	42.076	290.958	69.055	112.817	745.964	359.504	655.771	-	289.710
Outros passivos não circulantes	-	-	4.200	6.389	7.473	35.373	71.194	161.862	87.769	92.735	44.926	67.233
Patrimônio líquido	15.379	154.944	75.124	121.955	350.285	125.643	256.026	1.628.554	831.203	625.600	676.670	327.622
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO												
Receita operacional líquida	-	-	3.186	5.508	14.444	5.122	7.423	94.745	63.285	51.743	230.780	149.240
Custos e despesas operacionais	(375)	(22)	(505)	(1.166)	(2.117)	(1.326)	(1.092)	(48.852)	(32.064)	(13.604)	(198.901)	(140.298)
Resultado financeiro	(909)	-	(425)	(779)	(7.118)	(1.824)	(2.571)	(16.885)	(8.845)	(15.018)	(22.632)	(13.279)
Equivalência patrimonial	-	756	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	-	-	(137)	(206)	(1.768)	1.104	2.770	(16.923)	(5.397)	(6.893)	(3.129)	1.645
Lucro (prejuízo) do período	(1.284)	734	2.119	3.357	3.441	3.076	6.530	12.085	16.979	16.228	6.118	(2.692)
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente total	(1.284)	734	2.119	3.357	3.441	3.076	6.530	12.085	16.979	16.228	6.118	(2.692)
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	51,0	80,0	20,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	7.536	75.923	38.313	97.564	70.057	61.564	125.453	797.991	407.289	153.272	339.012	160.536

A participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 344.937 e nos passivos contingentes equivale a R\$ 834.

18.4 Dominó Holdings S.A.

Em Assembleia Geral Extraordinária, ocorrida em 13.03.2017, os acionistas deliberaram autorizar a redução do capital social da Dominó Holdings, sem o cancelamento de ações, mediante a entrega de todas as ações ordinárias de emissão da Sanepar, de propriedade da Dominó Holdings, na proporção de suas participações. Consequentemente, a Copel Comercialização passou a ser detentora direta de 7.956.306 ações ordinárias da Sanepar, avaliadas pelo seu valor patrimonial em R\$ 73.362, que equivale ao seu valor justo, em 31.03.2017.

Esse investimento está registrado em Outros Investimentos Temporários, classificado como ativo financeiro disponível para venda, cujo valor justo foi determinado usando o modelo de fluxo de caixa descontado.

18.5 Saldos integrais dos grupos de ativo, passivo e resultado e participação nos passivos contingentes das principais coligadas

31.03.2017	Dona Francisca	Foz do Chopim
ATIVO	148.186	49.290
Ativo circulante	17.039	11.666
Ativo não circulante	131.147	37.624
PASSIVO	148.186	49.290
Passivo circulante	4.385	2.058
Passivo não circulante	4.111	7.683
Patrimônio líquido	139.690	39.549
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO		
Receita operacional líquida	17.445	9.714
Custos e despesas operacionais	(7.688)	(2.079)
Resultado financeiro	365	225
Provisão para IR e CSLL	(708)	(357)
Lucro líquido do período	9.414	7.503
Outros resultados abrangentes	-	-
Resultado abrangente total	9.414	7.503
Participação na coligada - %	23,0303	35,77
Valor contábil do investimento	32.170	14.146

A participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 55.565.

19 Imobilizado

19.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	31.03.2017			31.12.2016		
	Custo	Depreciação acumulada		Custo	Depreciação acumulada	
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	6.595.895	(3.948.414)	2.647.481	6.595.895	(3.912.383)	2.683.512
Máquinas e equipamentos	5.325.721	(2.690.596)	2.635.125	5.309.674	(2.645.702)	2.663.972
Edificações	1.497.164	(962.253)	534.911	1.498.841	(954.470)	544.371
Terrenos	277.189	(13.085)	264.104	277.112	(12.351)	264.761
Veículos e aeronaves	59.115	(44.851)	14.264	60.914	(45.243)	15.671
Móveis e utensílios	16.831	(11.180)	5.651	16.771	(10.989)	5.782
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável	(77.318)	-	(77.318)	(77.318)	-	(77.318)
(-) Obrigações especiais	(56)	12	(44)	(56)	10	(46)
	13.694.541	(7.670.367)	6.024.174	13.681.833	(7.581.128)	6.100.705
Em curso						
Custo	4.145.666	-	4.145.666	3.969.703	-	3.969.703
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável	(1.166.139)	-	(1.166.139)	(1.136.105)	-	(1.136.105)
	2.979.527	-	2.979.527	2.833.598	-	2.833.598
	16.674.068	(7.670.367)	9.003.701	16.515.431	(7.581.128)	8.934.303

19.2 Mutação do imobilizado

Consolidado	Saldo em 1 ^o .01.2017	Adições	Depreciação	Baixas	Capitalizações/ Transferências	Saldo em 31.03.2017
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	2.683.512	-	(36.031)	-	-	2.647.481
Máquinas e equipamentos	2.663.971	-	(47.263)	(28)	18.445	2.635.125
Edificações	544.372	-	(9.071)	(390)	-	534.911
Terrenos	264.761	-	(733)	(2)	78	264.104
Veículos e aeronaves	15.671	-	(1.419)	(5)	17	14.264
Móveis e utensílios	5.782	-	(203)	-	72	5.651
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável	(77.318)	-	-	-	-	(77.318)
(-) Obrigações especiais	(46)	-	2	-	-	(44)
	6.100.705	-	(94.718)	(425)	18.612	6.024.174
Em curso						
Custo	3.969.703	196.103	-	(1.439)	(18.701)	4.145.666
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.6)	(1.136.105)	(30.034)	-	-	-	(1.166.139)
	2.833.598	166.069	-	(1.439)	(18.701)	2.979.527
	8.934.303	166.069	(94.718)	(1.864)	(89)	9.003.701

19.3 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no imobilizado durante o primeiro trimestre de 2017 totalizaram R\$ 556,    taxa média de 0,02% a.a.(R\$ 1.401,    taxa média de 0,09% a.a., durante o primeiro trimestre de 2016).

19.4 UHE Colíder

Em 30.07.2010, por meio do Leilão de Energia Nova n   003/2010 Aneel, a Copel GeT conquistou a concessão para exploração da UHE Colíder, com prazo de 35 anos, a partir de 17.01.2011, data da assinatura do Contrato de Concessão n   001/11-MME-UHE Colíder.

O empreendimento está inserido no Programa de Aceleração do Crescimento - PAC, do Governo Federal, e será constituído por uma casa de força principal de 300 MW de potência instalada, suficientes para atender cerca de 1 milhão de habitantes, a partir do aproveitamento energético inventariado no rio Teles Pires, na divisa dos municípios de Nova Canaã do Norte e Ita  ba, na região Norte do Estado de Mato Grosso.

O BNDES aprovou o enquadramento do projeto da UHE Colíder para análise da viabilidade de apoio financeiro e o contrato de financiamento, no montante total de R\$ 1.041.155 (NE n   23). Os montantes liberados até 31.03.2017 totalizam R\$ 907.608.

Devido a eventos de caso fortuito ou de força maior e atos do poder público, tais como dificuldades relacionadas ao licenciamento ambiental, atraso de fornecedores no cumprimento do cronograma de entrega de equipamentos, dos serviços de montagem eletromecânica e da construção da linha de transmissão associada à usina, o empreendimento sofreu impactos no seu cronograma, de modo que a geração comercial da usina foi revisada, sendo que a primeira unidade geradora está prevista para fevereiro de 2018, enquanto que a terceira e última unidade geradora está prevista para entrar em operação em julho de 2018. Em decorrência desses eventos, consta registrado para este empreendimento um saldo de perdas estimadas por redução ao valor recuperável do ativo, no montante de R\$ 595.489 , conforme descrito na NE n   19.9 das demonstrações financeiras de 31.12.2016.

A energia da UHE Colíder foi comercializada em leilão da Aneel, à tarifa final de R\$ 103,40/MWh, na data base de 1º.07.2010, atualizada pela variação do IPCA para R\$ 160,26 em 31.03.2017. Foram negociados 125 MW médios, com fornecimento a partir de janeiro de 2015, por 30 anos. A Copel GeT protocolou junto à Aneel um pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia vendida seja postergado. Em primeiro julgamento o pedido não foi aceito, no entanto, exercendo seu direito ao contraditório, a Companhia solicitou tempestivamente reconsideração da decisão, a qual também foi negado em 14.03.2017. A Companhia encaminhará a questão ao Poder Judiciário com a convicção de que a decisão da Agência será revertida.

A Companhia vem cumprindo seus compromissos de suprimento de energia da seguinte forma:

- de janeiro de 2015 a junho de 2016: com sobras de energia descontratada em suas demais usinas;
- de julho de 2016 a dezembro de 2017: redução da totalidade dos contratos de suprimento em virtude da oferta ocorrida ao Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD de Energia Nova.

No primeiro trimestre de 2017 houve nova declaração pela Companhia de oferta de redução no MCSD de Energia Nova retroativas ao período de julho à setembro.2016.

Em 21.12.2016, a garantia física do empreendimento foi revisada pela Portaria MME Nº 258, passando de 179,6 MW médios para 177,9 MW médios, após sua completa motorização.

Em 31.03.2017, os gastos realizados na UHE Colíder apresentavam o saldo de R\$ 2.059.871, e os compromissos assumidos com fornecedores de equipamentos e serviços totalizavam em R\$ 52.596.

19.5 Operações em conjunto - consórcios

Os valores registrados no imobilizado referentes às participações da Copel GeT em consórcios estão demonstrados a seguir:

Empreendimento	Participação % Copel GeT	Taxa média anual de depreciação %	31.03.2017	31.12.2016
Em serviço				
UHE Mauá (Consórcio Energético Cruzeiro do Sul)	51,0		859.917	859.917
(-) Depreciação Acumulada		3,43	(124.991)	(117.625)
			734.926	742.292
Em curso				
UHE Baixo Iguaçu (19.5.1)	30,0		438.138	390.420
			438.138	390.420
			1.173.064	1.132.712

19.5.1 Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - Cebi

O consórcio tem o objetivo de construir e explorar o empreendimento denominado Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, com potência instalada mínima de 350,20 MW, localizado no Rio Iguaçu, entre os Municípios de Capanema e de Capitão Leônidas Marques, e entre a UHE Governador José Richa e o Parque Nacional do Iguaçu, no Estado do Paraná.

O início da geração comercial da unidade 1 está atualmente previsto para 27.11.2018, e das unidades 2 e 3, para dezembro de 2018 e janeiro de 2019, respectivamente. O cronograma original sofreu alterações em função da suspensão da Licença de Instalação, conforme a decisão do Tribunal Regional Federal da 4ª Região (TRF-RS), ocorrida em 16.06.2014, e que paralisou as obras a partir julho desse mesmo ano. Em março de 2015, foi publicada decisão autorizando a retomada das obras. No entanto, o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade - ICMBio impôs condicionantes adicionais ao licenciamento ambiental que impediam a retomada imediata da obra. O Cebi encaminhou ao Instituto Ambiental do Paraná - IAP todas as informações necessárias para o atendimento de tais condicionantes e, em agosto de 2015, a licença foi emitida. Com a licença do IAP, e após ajustes técnicos e contratuais necessários em função do longo tempo de paralisação, as obras foram retomadas a partir de 1º.02.2016.

Em 23.08.2016, foi assinado o 2º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que teve por objetivo formalizar a redefinição do cronograma da obra, reconhecendo a favor do Cebi excludente de responsabilidade pelo atraso na implantação do empreendimento de um período correspondente a 756 dias, o qual foi considerado como extensão do prazo de concessão, que originariamente era até 19.08.2047 e passou a ser 14.09.2049.

Em 18.01.2017, a garantia física do empreendimento foi revisada pela Portaria MME nº 11, passando de 172,8 MW médios para 171,3 MW médios, após sua completa motorização.

Os compromissos totais assumidos pelo consórcio para implantação completa da usina, data base março de 2017, era de R\$ 641.833, sendo a parte que cabe a Copel R\$ 192.550.

19.6 Construção do empreendimento eólico Cutia

Está em fase de construção o maior empreendimento eólico da Copel denominado Cutia, o qual está dividido em dois grandes complexos:

- **Complexo Cutia:** composto por sete parques eólicos (Guajiru, Jangada, Potiguar, Cutia, Maria Helena, Esperança do Nordeste e Paraíso dos Ventos do Nordeste) com 180,6 MW de capacidade total instalada, 71,4 MW médios de garantia física e todos localizados no Estado do Rio Grande do Norte. A energia que será gerada pelos parques foi comercializada no 6º Leilão de Reserva que ocorreu em 31.10.2014, ao preço médio histórico de R\$ 144,00/MWh, e a previsão inicial para entrada em operação comercial desses parques é setembro de 2017; e
- **Complexo Bento Miguel:** Composto por seis parques eólicos (São Bento do Norte I, São Bento do Norte II, São Bento do Norte III, São Miguel I, São Miguel II e São Miguel III) com 132,3 MW de capacidade total instalada, 54,8 MW médios de garantia física e também todos localizados no Estado do Rio Grande do Norte. A energia que será gerada pelos parques eólicos foi comercializada no 20º Leilão de Energia Nova que ocorreu em 28.11.2014, ao preço médio histórico de R\$ 136,97/MWh, e a previsão inicial para entrada em operação comercial desses parques é janeiro de 2019.

Destaca-se a seguir os marcos relevantes da execução das obras desde janeiro de 2016 até março de 2017. Em janeiro de 2016 foram obtidas as licenças ambientais, iniciadas as execuções de vias de acesso, bases e plataforma de montagem do conjunto gerador. Em abril de 2016 iniciou-se a construção da Subestação Cutia, com potência instalada de três transformadores de 120 MVA e 26 circuitos de 34,0 KV, sendo dois circuitos para cada parque eólico. Em outubro de 2016, com o estágio avançado dos serviços civis em alguns parques, começaram a ser entregues os primeiros conjuntos geradores, bem como entrou em operação o Centro Produtivo de Torres, estrutura na qual serão confeccionados elementos pré-moldados que constituirão as torres de sustentação dos aerogeradores. Em janeiro de 2017 iniciou-se o processo de montagem das torres dos aerogeradores e os prazos planejados, até a presente data, estão adequados.

No primeiro trimestre de 2017 foi constituído complemento da estimativa de perdas para redução ao valor recuperável dos ativos de geração eólica do Complexo Bento Miguel, cujo impacto no resultado foi de R\$ 30.034. O cálculo do valor levou em consideração as premissas descritas na NE nº 19.9 das demonstrações financeiras de 31.12.2016.

Em 31.03.2017 os compromissos totais assumidos com fornecedores de equipamentos e serviços das usinas eólicas em construção montavam em R\$ R\$ 2.211.450. O valor refere-se, principalmente, ao fornecimento de aerogeradores, obras civis, engenharia do proprietário, construção de subestação e linhas de transmissão de média e alta tensão.

20 Intangível

20.1 Mutação do intangível

Consolidado	Contrato de concessão (a)				Direito de concessão e autoriza�o (a)	Outros (b)		Total
	em		Obriga�es especiais			em	em	
	serviço	em curso	em serviço	em curso				
Em 1^o.01.2017	7.988.437	896.252	(2.845.024)	(28.468)	403.133	26.997	18.485	6.459.812
Aquisi�es	-	165.482	-	-	-	-	1.554	167.036
Participa�o financeira do consumidor	277	-	(157)	(26.382)	-	-	-	(26.262)
Outorga Aneel - uso do bem público	-	184	-	-	-	-	-	184
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	-	(433)	-	-	-	-	-	(433)
Transferências do imobilizado	-	-	-	-	-	26	-	26
Transferências do / para contas a receber vinculadas � concessão	-	(10.398)	-	-	-	(61)	-	(10.459)
Capitaliza�es para intangível em serviço	205.675	(205.675)	(25.486)	25.486	-	2.603	(2.603)	-
Quotas de amortiza�o - concessão e autoriza�o	(113.736)	-	31.026	-	(3.284)	(2.724)	-	(88.718)
Quotas de amortiza�o - créditos de Pis/Pasep e Cofins	(2.823)	-	-	-	-	(18)	-	(2.841)
Baixas	(9.187)	(3.332)	2.681	-	-	-	-	(9.838)
Em 31.03.2017	8.068.643	842.080	(2.836.960)	(29.364)	399.849	26.823	17.436	6.488.507

(a) Amortiza o durante o período de concessão/autoriza o a partir do início da opera o comercial do empreendimento.

(b) Taxa anual de amortiza o: 20%.

20.2 Custos de empréstimos, financiamentos e deb ntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no intangível durante o primeiro trimestre de 2017 totalizaram R\$ 890,   taxa média de 0,05% a.a. (R\$ 3.300,   taxa média de 0,17% a.a., durante o primeiro trimestre de 2016).

20.3 Compromissos assumidos

Em 31.03.2017, os compromissos assumidos com fornecedores de equipamentos e serviços na aquisição de ativo intangível totalizavam em R\$ 87.940.

21 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2017	31.12.2016	31.03.2017	31.12.2016
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	941	1.485	36.896	50.016
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	828	826	35.795	35.570
	1.769	2.311	72.691	85.586
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida	34	35	861	835
Férias e 13º salário	2.578	2.577	111.008	111.021
Participação nos lucros e/ou resultados	804	650	83.894	64.814
Desligamentos voluntários	-	-	29.702	25.532
Outros	-	-	9	9
	3.416	3.262	225.474	202.211
	5.185	5.573	298.165	287.797

22 Fornecedores

Consolidado	31.03.2017	31.12.2016
	Energia elétrica (22.1)	577.499
Materiais e serviços	434.997	399.576
Gás para revenda	109.588	132.985
Encargos de uso da rede elétrica	73.646	86.347
	1.195.730	1.292.350
	Circulante	1.143.603
	Não circulante	52.127
		1.255.639
		36.711

22.1 Principais contratos de compra de energia

Contratos de compra de energia firmados em ambiente regulado, apresentados pelo valor original e reajustados anualmente pelo IPCA:

Leilões	Período de suprimento	Energia comprada (MW médio anual)	Data do leilão	Preço médio de compra (R\$/MWh)	
				histórico	atualizado
Leilão de energia existente					
13º Leilão - Produto 2014-DIS	1º.05.2014 a 31.12.2019	109,05	30.04.2014	262,00	321,90
13º Leilão - Produto 2014-QTD	1º.05.2014 a 31.12.2019	73,06	30.04.2014	271,00	332,95
14º Leilão - Produto 2015-03 DIS	1º.01.2015 a 31.12.2017	13,28	05.12.2014	191,99	228,02
14º Leilão - Produto 2015-03 QTD	1º.01.2015 a 31.12.2017	4,54	05.12.2014	201,00	238,72
		199,93			
Leilão de energia nova					
1º Leilão - Produto 2008 Hidro	2008 a 2037	3,61	16.12.2005	106,95	203,39
1º Leilão - Produto 2008 Termo	2008 a 2022	24,63	16.12.2005	132,26	251,53
1º Leilão - Produto 2009 Hidro	2009 a 2038	3,54	16.12.2005	114,28	217,33
1º Leilão - Produto 2009 Termo	2009 a 2023	40,29	16.12.2005	129,26	245,82
1º Leilão - Produto 2010 Hidro	2010 a 2039	69,87	16.12.2005	115,04	218,78
1º Leilão - Produto 2010 Termo	2010 a 2024	65,01	16.12.2005	121,81	231,65
3º Leilão - Produto 2011 Hidro	2011 a 2040	57,66	10.10.2006	120,86	224,61
3º Leilão - Produto 2011 Termo	2011 a 2025	54,22	10.10.2006	137,44	255,42
4º Leilão - Produto 2010 Termo	2010 a 2024	15,44	26.07.2007	134,67	242,67
5º Leilão - Produto 2012 Hidro	2012 a 2041	53,24	16.10.2007	129,14	230,51
5º Leilão - Produto 2012 Termo	2012 a 2026	115,38	16.10.2007	128,37	229,14
6º Leilão - Produto 2011 Termo	2011 a 2025	9,89	17.09.2008	128,42	216,39
7º Leilão - Produto 2013 Termo	2013 a 2027	110,96	30.09.2008	145,23	244,71
8º Leilão - Produto 2012 Hidro	2012 a 2041	0,01	27.08.2009	144,00	233,10
8º Leilão - Produto 2012 Termo	2012 a 2026	0,15	27.08.2009	144,60	234,07
15º Leilão - Produto 2017 Hidro	2017 a 2046	19,97	14.12.2012	93,46	125,09
15º Leilão - Produto 2017 Eólica	2017 a 2036	0,33	14.12.2012	87,94	117,70
17º Leilão - Produto 2016 Eólica	2016 a 2035	26,86	18.11.2013	124,43	158,69
19º Leilão - Produto 2017 Hidro	2017 a 2046	13,58	06.06.2014	121,00	147,39
19º Leilão - Produto 2017 Eólica	2017 a 2036	15,34	06.06.2014	129,97	158,32
		699,98			
Leilão de projetos estruturantes					
Santo Antônio	2012 a 2041	137,74	10.12.2007	78,87	139,22
Jirau	2013 a 2042	177,71	19.05.2008	71,37	122,45
Belo Monte (escalonado)	2015 a 2044	62,36	20.04.2010	77,97	121,37
		377,81			

23 Empréstimos e Financiamentos

Contrato	Empresa	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Encargos financeiros a.a. (juros + comissão)	Valor do contrato	Consolidado		
							31.03.2017	31.12.2016	
Moeda estrangeira									
Secretaria do Tesouro Nacional - STN									
(1) Par Bond	Copel	20.05.1998	1	11.04.2024	6,0% + 0,20%	17.315	50.652	53.498	
(1) Discount Bond	Copel	20.05.1998	1	11.04.2024	1,1875% + 0,20%	12.082	34.677	37.007	
Total moeda estrangeira							85.329	90.505	
Moeda nacional									
Banco do Brasil									
(2) 21/02155-4	Copel DIS	10.09.2010	2	15.08.2018	109,0% do DI	116.667	118.142	122.713	
(3) 21/02248-8	Copel DIS	22.06.2011	2	16.05.2018	109,0% do DI	150.000	157.491	152.314	
(4) CCB 21/11062X	Copel DIS	26.08.2013	3	27.07.2018	106,0% do DI	151.000	156.417	151.359	
(5) CCB 330.600.773	Copel DIS	11.07.2014	3	11.07.2019	111,8% do DI	116.667	119.336	124.170	
(5) NCI 330.600.132	Copel	28.02.2007	3	28.02.2019	107,8% do DI	231.000	154.870	241.312	
(5) NCI 330.600.151	Copel	31.07.2007	3	31.07.2017	111,0% do DI	18.000	6.124	6.366	
(5) CCB 306.401.381	Copel	21.07.2015	2	21.07.2018	109,40% do DI	640.005	651.944	677.177	
(5) NCI 306.401.445	Copel	24.02.2017	2	15.02.2020	124,5% do DI	77.000	75.884	-	
							1.440.208	1.475.411	
Eletrobras									
(6) 980/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2018	8,0%	11	5	5	
(6) 981/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2019	8,0%	1.169	164	180	
(6) 982/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.02.2020	8,0%	1.283	65	71	
(6) 983/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	11	96	103	
(6) 984/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	14	41	44	
(6) 985/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2021	8,0%	61	27	29	
(7) 142/06	Copel DIS	11.05.2006	120	30.09.2018	5,0% + 1,0%	74.340	5.458	6.369	
(7) 206/07	Copel DIS	03.03.2008	120	30.08.2020	5,0% + 1,0%	109.642	30.412	32.648	
(7) 273/09	Copel DIS	18.02.2010	120	30.12.2022	5,0% + 1,0%	63.944	9.450	9.866	
							45.718	49.315	
Caixa Econômica Federal									
(7) 415.855-22/14	Copel DIS	31.03.2015	120	08.12.2026	6,0%	2.844	5.563	5.631	
							5.563	5.631	
Finep									
(8) 21120105-00	Copel TEL	17.07.2012	81	15.10.2020	4%	35.095	11.254	11.983	
(8) 21120105-00	Copel TEL	17.07.2012	81	15.10.2020	3,5% + TR	17.103	9.412	10.043	
							20.666	22.026	
BNDES									
(9) 820989.1	Copel GeT	17.03.2009	179	15.01.2028	1,63% acima da TJLP	169.500	126.263	128.722	
(10) 1120952.1-A	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,82% acima da TJLP	42.433	28.220	28.895	
(11) 1120952.1-B	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,42% acima da TJLP	2.290	1.523	1.559	
(12) 1220768.1	Copel GeT	28.09.2012	192	15.07.2029	1,36% acima da TJLP	73.122	58.517	59.493	
(13) 13211061	Copel GeT	04.12.2013	192	15.10.2031	1,49% acima da TJLP	1.041.155	911.622	923.982	
(14) 13210331	Copel GeT	03.12.2013	168	15.08.2028	1,49% e 1,89% acima da TJLP	17.644	14.747	15.017	
(15) 15206041	Copel GeT	28.12.2015	168	15.06.2030	2,42% acima da TJLP	34.265	27.252	27.666	
(16) 15205921	Copel GeT	28.12.2015	168	15.12.2029	2,32% acima da TJLP	21.584	16.595	16.860	
(17) 14205611-A	Copel DIS	15.12.2014	72	15.01.2021	2,09% a.a. acima da TJLP	41.583	26.273	27.893	
(17) 14205611-B	Copel DIS	15.12.2014	6	15.02.2021	2,09 a.a. acima da TR BNDES	17.821	14.322	18.735	
(18) 14205611-C	Copel DIS	15.12.2014	113	15.06.2024	6% a.a.	78.921	56.827	58.787	
(19) 14205611-D	Copel DIS	15.12.2014	57	15.02.2021	TJLP	750	36	38	
(20) 3153-352	Copel DIS	01.11.2016	36	15.01.2022	5,5% a.a. acima da TJLP	60	61	-	
(21) 14212711	Santa Maria	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% a.a. acima da TJLP	59.462	53.995	54.734	
(21) 14212721	Santa Helena	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% a.a. acima da TJLP	64.520	58.553	59.355	
(22) 11211521	GE Farol	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% a.a. acima da TJLP	54.100	51.275	52.053	
(22) 11211531	GE Boa Vista	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% a.a. acima da TJLP	40.050	37.908	38.482	
(22) 11211541	GE S.Bento do Norte	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% a.a. acima da TJLP	90.900	85.971	87.275	
(22) 11211551	GE Olho D'Água	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% a.a. acima da TJLP	97.000	91.837	93.229	
							1.661.797	1.692.775	
(23) Notas Promissórias	Copel GeT	29.12.2015	1	18.12.2017	117% do DI	500.000	603.084	581.909	
							603.084	581.909	
Banco do Brasil Repasse BNDES									
(24) 21/02000-0	Copel GeT	16.04.2009	179	15.01.2028	2,13% acima da TJLP	169.500	126.261	128.721	
							126.261	128.721	
Total moeda nacional							3.903.297	3.955.788	
							3.988.626	4.046.293	
							Circulante	1.463.370	1.470.742
							Não circulante	2.525.256	2.575.551

Contrato	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Encargos financeiros a.a. (juros + comissão)	Valor do contrato	Controladora	
						31.03.2017	31.12.2016
Moeda estrangeira							
Secretaria do Tesouro Nacional - STN							
(1) <i>Par Bond</i>	20.05.1998	1	11.04.2024	6,0% + 0,20%	17.315	50.652	53.498
(1) <i>Discount Bond</i>	20.05.1998	1	11.04.2024	1,1875% + 0,20%	12.082	34.677	37.007
						85.329	90.505
Moeda nacional							
Banco do Brasil							
(5) NCI 330.600.132	28.02.2007	3	28.02.2019	107,8% do DI	231.000	154.870	241.312
(5) NCI 330.600.151	31.07.2007	3	31.07.2017	111,0% do DI	18.000	6.124	6.366
(5) CCB 306.401.381	21.07.2015	2	21.07.2018	109,40% do DI	640.005	651.944	677.177
(5) NCI 306.401.445	24.02.2017	2	15.02.2020	124,5% do DI	77.000	75.884	-
						888.822	924.855
						974.151	1.015.360
Circulante						419.610	453.288
Não circulante						554.541	562.072

Banco do Brasil: prestações anuais

- (2) Parcelas de R\$ 58.334 vencíveis em 15.08.2017 e 15.08.2018. Os juros proporcionais são pagos semestralmente.
- (3) Parcelas de R\$ 75.000 vencíveis em 16.05.2017 e 16.05.2018. Os juros proporcionais são pagos semestralmente.
- (4) Parcelas de R\$ 50.333 vencíveis em 27.07.2017 e 27.07.2018. Os juros proporcionais serão pagos juntamente com o principal.
- (5) Contrato CCB 330600773: parcelas de R\$ 38.889 vencíveis em 11.07.2017, 11.07.2018 e 11.07.2019. Os juros são pagos semestralmente.
 Contrato NCI 330.600.132: parcelas de R\$ 77.000 vencíveis em 28.02.2017, 28.02.2018 e 28.02.2019. Os juros são pagos semestralmente.
 Contrato NCI 330.600.151: parcelas de R\$ 3.000 vencíveis em 31.07.2017 e 31.07.2018. Os juros são pagos semestralmente.
 Contrato CCB 306.401.381: parcelas de R\$ 320.003 vencíveis em 21.07.2017 e 21.07.2018. Os juros são pagos semestralmente.
 Contrato NCI 306.401.445: parcelas de R\$ 38.500 vencíveis em 15.02.2019 e 15.02.2020. Os juros são pagos semestralmente.

Destinação

- (1) Reestruturação da dívida da Controladora referente aos financiamentos sob amparo da Lei nº 4.131/1962.
- (2) (3) (4) (5) Capital de giro.
- (6) Programa Nacional de Irrigação - Proni.
- (7) Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.
- (8) Projeto BEL - serviço de internet banda ultra larga (*Ultra Wide Band* - UWB).
- (9) (24) Implementação da UHE Mauá e sistema de transmissão associado, em consórcio com a Eletrosul.
- (10) Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu e Cascavel Oeste.
- (11) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para a implantação da linha de transmissão descrita acima.
- (12) Implantação da PCH Cavemoso II.
- (13) Implantação da UHE Colíder e sistema de transmissão associado.
- (14) Implantação da Subestação Cerquilha III em 230/138kV.
- (15) Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.
- (16) Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim C2.
- (17) Investimento em preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão.
- (18) Máquinas e equipamentos nacionais credenciados no BNDES.
- (19) Implantação, expansão e consolidação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE).
- (20) Operação para aquisição de máquinas e/ou equipamentos e também bens de informática e automação.
- (21) (22) Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.
- (23) Pagamento de outorga - leilão nº 012/2015, referente UHE GPS.

Garantias

- (1) Conta corrente bancária centralizadora da arrecadação das receitas. Garantias depositadas (23.1).
- (2) (3) Penhor de duplicatas mercantis de até 360 dias.
- (2) (3) (4) (5) (20) Cessão de créditos.
- (6) (7) Receita própria, suportada por procuração outorgada por instrumento público, e na emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil em igual número das parcelas a vencer.
- (8) Bloqueio de recebimentos na conta corrente da arrecadação.
- (9) (12) (24) Totalidade da receita proveniente da venda e/ou comercialização de energia dos CCEARs relativos ao projeto, através de Contrato de Cessão de Vinculação de Receitas, Administração de Contas e Outras Avenças.
- (10) (11) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 027/2009-Aneel, do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão nº 09/2010-ONS e dos contratos de uso do Sistema de Transmissão, celebrados entre o ONS, as Concessionárias e as Usuárias do Sistema de Transmissão, inclusive a totalidade da receita proveniente da prestação dos serviços de transmissão.
- (13) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 01/2011MME-UHE Colíder e cessão fiduciária em decorrência do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) celebrado entre Copel e BRF - Brasil Foods S.A.
- (14) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 015/2010, celebrado entre Copel e União Federal.
- (15) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 002/2013-Aneel.
- (16) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 022/2012-Aneel.
- (17) (18) (19) Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.
- (21) Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Energia Reserva nº 153/2011; cessão fiduciária de receitas decorrentes do projeto.
- (22) Penhor de ações (GE Farol, GE Boa Vista, GE S.B.Norte e GE Olho D'Água); cessão fiduciária de recebíveis provenientes da receita de venda de energia elétrica produzidas pelo projeto; cessão fiduciária das máquinas e equipamentos montados ou construídos com os recursos a eles vinculados.
- (23) Aval da Copel.

23.1 Cauções e depósitos vinculados - STN

Constituição de garantias, sob a forma de caução em dinheiro, *Par Bond*, no valor de R\$ 41.737 (R\$ 42.988 em 31.12.2016), e *Discount Bond*, no valor de R\$ 29.211 (R\$ 30.086 em 31.12.2016), destinadas a amortizar os valores de principal correspondentes aos contratos da STN, quando da exigência de tais pagamentos, em 11.04.2024. Os valores são atualizados mediante aplicação da média ponderada das variações percentuais dos preços do Bônus de Zero Cupom do Tesouro dos Estados Unidos da América, pela participação de cada série do instrumento na composição da carteira de garantias de principal, constituídas no contexto do Plano Brasileiro de Financiamento - 1992.

23.2 Composição dos empréstimos e financiamentos por tipo de moeda e indexador

Consolidado	31.03.2017	%	31.12.2016	%
Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)				
Dólar norte-americano (6,69)	85.329	2,14	90.505	2,24
	85.329	2,14	90.505	2,24
Moeda nacional - indexadores acumulados no período (%)				
CDI 12,13	2.043.292	51,22	2.057.320	50,84
TJLP 7,50	1.716.909	43,04	1.743.974	43,10
Ufir / taxa fixa 0,00	51.281	1,29	54.946	1,36
TR 0,35	23.734	0,60	28.778	0,71
Sem indexador -	68.081	1,71	70.770	1,75
	3.903.297	97,86	3.955.788	97,76
	3.988.626	100,00	4.046.293	100,00

23.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.03.2017	Controladora			Consolidado		
	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
2018	-	319.384	319.384	-	689.345	689.345
2019	-	114.078	114.078	-	311.935	311.935
2020	-	37.460	37.460	-	192.600	192.600
2021	-	-	-	-	139.785	139.785
2022	-	-	-	-	136.582	136.582
Após 2022	83.619	-	83.619	83.619	971.390	1.055.009
	83.619	470.922	554.541	83.619	2.441.637	2.525.256

23.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

Consolidado	Moeda estrangeira		Moeda nacional		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Em 1º.01.2017	836	89.669	1.469.906	2.485.882	4.046.293
Ingressos	-	-	-	77.060	77.060
Encargos	874	-	105.152	106	106.132
Variação monetária e cambial	-	(6.050)	2.208	4.151	309
Transferências	-	-	125.562	(125.562)	-
Amortização - principal	-	-	(120.801)	-	(120.801)
Pagamento - encargos	-	-	(120.367)	-	(120.367)
Em 31.03.2017	1.710	83.619	1.461.660	2.441.637	3.988.626

23.5 Cláusulas contratuais restritivas - covenants

A Companhia e suas controladas contrataram empréstimos e financiamentos com cláusulas que requerem a manutenção de índices econômico-financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos, com exigibilidade de cumprimento anual, bem como outras condições a serem observadas, tais como não alterar a participação acionária da Companhia no capital social das controladas que represente alteração de controle sem a prévia anuência. O descumprimento das condições mencionadas poderá implicar vencimento antecipado das dívidas e/ou multas.

Até 31.03.2017, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

Abaixo estão apresentados os *covenants* financeiros presentes nos contratos de empréstimos e financiamentos:

Empresa	Instrumento Contratual	Indicador Financeiros	Limite
Copel GeT	BNDES Finem nº 820989.1 - Mauá	Ebitda / Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
Copel GeT	Banco do Brasil nº 21/02000-0 - Mauá		
Copel GeT	2ª Emissão de Notas promissórias	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≤ 3,5
		Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,5
Copel DIS	BNDES Finem nº 14205611	Endividamento Financeiro / Ebitda ajustado	≤ 5,0
Santa Maria	BNDES Finem nº 14212711		
Santa Helena	BNDES Finem nº 14212721	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
São Bento Energia, Investimento e Participações	Contrato de Cessão BNDES		
GE Boa Vista S.A.	BNDES Finem nº 11211531		
GE Farol S.A.	BNDES Finem nº 11211521		
GE Olho D'Água S.A.	BNDES Finem nº 11211551		
GE São Bento do Norte S.A.	BNDES Finem nº 11211541	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3

Financiamento a empreendimentos - Finem

24 Debêntures

Emissão	Empresa	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento		Encargos financeiros a.a. (juros)	Valor do contrato	Consolidado		
				inicial	final			31.03.2017	31.12.2016	
(1)	5ª	Copel	13.05.2014	3	13.05.2017	13.05.2019	111,5% da taxa DI	1.000.000	1.052.014	1.017.099
(2)	1ª	Copel GeT	15.05.2015	3	20.05.2018	20.05.2020	113,0% da taxa DI	1.000.000	1.132.821	1.094.731
(3)	2ª	Copel GeT	13.07.2016	2	13.07.2018	13.07.2019	121,0% da taxa DI	1.000.000	1.101.308	1.060.613
(4)	1ª	Copel DIS	30.10.2012	2	30.10.2016	30.10.2017	DI + Spread 0,99% a.a.	1.000.000	528.401	511.525
(5)	2ª	Copel DIS	27.10.2016	2	27.10.2018	27.10.2019	124,0% da taxa DI	500.000	524.727	504.699
(6)	1ª	Copel CTE	15.10.2015	5	15.10.2020	15.10.2024	IPCA + 7,9633% a.a.	160.000	179.445	174.184
(7)	2ª	Elejor	26.09.2013	60	26.10.2013	26.09.2018	DI + Spread 1,00% a.a.	203.000	60.825	70.984
(8)	1ª	Compagás	15.06.2013	40	15.09.2015	15.12.2018	TJLP + 1,7% a.a.+1,0% a.a.	62.626	33.383	38.018
(9)	2ª	Compagás	15.04.2016	57	15.07.2017	15.12.2021	TJLP/Selic + 2,17% a.a.	33.620	23.802	23.768
(10)	2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	TJLP + 2,02% a.a.	147.575	142.796	143.407
(11)	2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	IPCA + 9,87% a.a.	153.258	149.529	151.781
								4.929.051	4.790.809	
								Circulante	1.284.329	1.131.198
								Não circulante	3.644.722	3.659.611

(a) Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel.

Características

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476.

(8) (9) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie flutuante, emissão privada.

(10) Debêntures simples, 1ª série, não conversíveis em ações, emissão privada.

(11) Debêntures simples, 2ª série, não conversíveis em ações, emissão privada.

Encargos financeiros

(1) Juros semestrais - maio e novembro.

(2) Juros anuais - maio.

(3) Juros anuais - julho.

(4) (6) Juros semestrais - abril e outubro.

(5) Juros anuais - outubro.

(7) (10) (11) Juros mensais.

(8) (9) Juros trimestrais - março, junho, setembro e dezembro.

Destinação

(1) (2) (3) (4) (5) Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.

(6) Implantação, ampliação e modernização de rede de telecomunicações.

(7) Liquidação total do contrato de mútuo com a Copel.

(8) (9) Financiar plano de investimentos da emissora.

(10) (11) Implantação de centrais eólicas e sistemas de transmissão associados.

Garantias

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) Fidejussória.

(8) (9) Flutuante.

(10) (11) Real e fidejussória e penhor de ações da Copel Geração e Transmissão.

Interveniente garantidora

(2) (3) (4) (5) (6) (10) (11) Copel.

(7) Copel, na proporção de 70% e Paineira Participações S.A., na proporção de 30%.

(8) (9) Compagás.

Agente fiduciário

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) Pentágono S.A. DTVM.

(8) (9) BNDES Participações S.A. - BNDESPAR.

(10) (11) Não há.

24.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.03.2017	Controladora	Consolidado
2018	333.085	1.459.107
2019	333.085	1.430.585
2020	-	365.262
2021	-	41.575
2022	-	68.060
Após 2022	-	280.133
	666.170	3.644.722

24.2 Mutação das debêntures

Consolidado	circulante	não circulante	Total
Em 1º.01.2017	1.131.198	3.659.611	4.790.809
Encargos e variação monetária	162.105	6.034	168.139
Transferências	20.923	(20.923)	-
Amortização - principal	(18.252)	-	(18.252)
Pagamento - encargos	(11.645)	-	(11.645)
Em 31.03.2017	1.284.329	3.644.722	4.929.051

24.3 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

A Copel e suas controladas emitiram debêntures com cláusulas que requerem a manutenção de índices econômico-financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos, com exigibilidade de cumprimento anual, bem como outras condições a serem observadas, tais como não alterar a participação acionária da Companhia no capital social, que represente alteração de controle sem a prévia anuência dos debenturistas; não realizar, sem prévia e expressa autorização dos debenturistas, distribuição de dividendos ou pagamentos de juros sobre capital próprio, caso esteja em mora relativamente ao cumprimento de quaisquer de suas obrigações pecuniárias ou não atenda aos índices financeiros estabelecidos. O descumprimento destas condições poderá implicar vencimento antecipado das debêntures, bem como penalidades perante aos órgãos reguladores.

Até 31.03.2017, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

Abaixo estão apresentados os *covenants* financeiros presentes nos contratos de debêntures:

Empresa	Instrumento Contratual	Indicador Financeiros	Limite
Companhia Paranaense de Energia	5ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
Copel Geração e Transmissão	1ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
Copel Geração e Transmissão	2ª Emissão de Debêntures		
Copel Telecomunicações	1ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 4,0 ≥ 1,2
Copel Distribuição	2ª Emissão de Debêntures		
Copel Distribuição	1ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≤ 0,7
Elejor	2ª Emissão de Debêntures		
Compagás	2ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Endividamento Geral	≤ 3,5 ≤ 0,7
Nova Asa Branca I	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Nova Asa Branca II	2ª Emissão de Debêntures		
Nova Asa Branca III	2ª Emissão de Debêntures		
Nova Eurus IV	2ª Emissão de Debêntures		
Ventos de Santo Uriel	2ª Emissão de Debêntures		

25 Benefícios Pós-Emprego

A Companhia e suas controladas patrocinam planos de complementação de aposentadoria e pensão (Plano Previdenciário Unificado e Plano Previdenciário III) e de assistência médica e odontológica (Planos Prosaúde II e Prosaúde III), para seus empregados ativos e seus dependentes legais. O patrocínio vitalício do plano assistencial para os aposentados, pensionistas e dependentes legais somente é aplicado aos participantes do Plano Prosaúde II.

25.1 Plano de benefício previdenciário

O plano previdenciário unificado é um plano de Benefício Definido - BD em que a renda é pré-determinada em função do nível salarial de cada indivíduo, e o plano previdenciário III é um plano de Contribuição Variável - CV.

O plano de Benefício Definido - BD é um plano fechado para novos participantes desde 1998. O plano de Contribuição Variável - CV é o único plano disponível para novos participantes.

As parcelas de custos assumidas pelas patrocinadoras desses planos são registradas de acordo com avaliação atuarial preparada anualmente por atuários independentes, de acordo com o CPC 33 (R1) Benefícios a Empregados, correlacionada à norma contábil internacional IAS 19 R e IFRIC 14. As premissas econômicas e financeiras para efeitos da avaliação atuarial são discutidas com os atuários independentes e aprovadas pela Administração das patrocinadoras.

25.2 Plano de benefício assistencial

A Companhia e suas controladas alocam recursos para a cobertura das despesas de saúde dos empregados e de seus dependentes, dentro de regras, limites e condições estabelecidos nos regulamentos dos Planos Prosaúde II e Prosaúde III. A cobertura inclui exames médicos periódicos em ambos os planos e somente é estendida a todos os aposentados e pensionistas vitaliciamente no Plano Prosaúde II.

25.3 Balanço patrimonial e resultado do exercício

Os valores consolidados reconhecidos no passivo, na conta de Benefícios pós-emprego, estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2017	31.12.2016	31.03.2017	31.12.2016
Planos previdenciários	-	7	859	1.252
Planos assistenciais	3.784	3.698	780.798	768.613
	3.784	3.705	781.657	769.865
Circulante	167	188	47.672	47.894
Não circulante	3.617	3.517	733.985	721.971

Os valores consolidados reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2017	31.03.2016	31.03.2017	31.03.2016
Empregados				
Planos previdenciários	431	624	20.588	18.966
Plano assistencial - pós-emprego	130	2.040	24.106	32.209
Plano assistencial - funcionários ativos	154	284	19.848	17.196
(-) Transferências para imobilizado e intangível em curso	-	-	(5.675)	(5.110)
	715	2.948	58.867	63.261
Administradores				
Planos previdenciários	109	91	223	177
Plano assistencial	29	23	48	70
	138	114	271	247
	853	3.062	59.138	63.508

25.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

Consolidado	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2017	47.894	721.971	769.865
Apropriação do cálculo atuarial	-	24.108	24.108
Contribuições previdenciárias e assistenciais	36.981	-	36.981
Transferências	12.094	(12.094)	-
Amortizações	(49.297)	-	(49.297)
Em 31.03.2017	47.672	733.985	781.657

25.5 Avaliação atuarial de acordo com o CPC 33 (R1)

A Companhia e suas controladas, em atendimento ao CPC 33 (R1), optam pela elaboração do laudo atuarial anualmente.

As informações elaboradas em conformidade com o Relatório de Avaliação Atuarial estão contidas na NE nº 25 das demonstrações financeiras de 31.12.2016.

26 Encargos do Consumidor a Recolher

Consolidado	31.03.2017	31.12.2016
Conta de desenvolvimento energético - CDE (a)	120.208	136.450
Reserva global de reversão - RGR	4.545	5.262
Bandeira tarifária	6.907	-
	131.660	141.712

(a) Resoluções Homologatórias Aneel nºs 2.004/2015 e 2.202/2017.

27 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

27.1 Saldos constituídos para aplicação em Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE

Consolidado	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 31.03.2017	Saldo em 31.12.2016
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	-	4.388	-	4.388	4.603
MME	-	2.193	-	2.193	2.302
P&D	89.746	-	213.498	303.244	294.088
	89.746	6.581	213.498	309.825	300.993
Programa de eficiência energética - PEE					
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel	-	6.897	-	6.897	4.932
PEE	35.054	-	154.362	189.416	177.964
	35.054	6.897	154.362	196.313	182.896
	124.800	13.478	367.860	506.138	483.889
			Circulante	229.218	231.513
			Não circulante	276.920	252.376

27.2 Mutações dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D		Procel	PEE		Total
	Circulante	Circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Circulante	Não circulante	
Em 1º.01.2017	4.603	2.302	135.401	158.687	4.932	84.275	93.689	483.889
Constituições	6.783	3.391	275	6.508	1.816	-	7.264	26.037
Contrato de desempenho	-	-	-	-	-	-	366	366
Juros Selic (NE nº 34)	-	-	37	6.066	149	-	4.340	10.592
Recolhimentos	(6.710)	(3.356)	-	-	-	-	-	(10.066)
Conclusões	(288)	(144)	(3.730)	-	-	(518)	-	(4.680)
Em 31.03.2017	4.388	2.193	131.983	171.261	6.897	83.757	105.659	506.138

28 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.03.2017	31.12.2016	
(1) UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	07.2042	5,65% a.a.	IPCA	16.326	16.235	
(2) UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	22.958	22.783	
(3) UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	6.483	6.299	
(4) PCH Cavernoso	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	57	66	
(5) UHE Apucarantina	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	395	460	
(6) UHE Chaminé	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	682	795	
(7) UHE Derivação Rio Jordão	Copel GeT	11.07.2013	24.02.2014	02.2019	7,74% a.a.	IPCA	480	532	
(8) UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	10.2036	11,00% a.a.	IGPM	520.234	518.372	
							567.615	565.542	
							Circulante	63.297	66.210
							Não circulante	504.318	499.332

Taxa de desconto no cálculo do valor presente

Taxa desconto real e líquida, compatível com a taxa estimada de longo prazo, não tendo vinculação com a expectativa de retorno do projeto.

Pagamento à União

(1) Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual proposto de R\$ 643 (51% de R\$ 1.262), conforme cláusula 6ª do Contrato de Concessão nº 001/2007.

(2) Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual proposto de R\$ 1.256, a partir da data prevista para entrada em operação comercial da UHE, conforme cláusula 6ª do Contrato de Concessão nº 001/2011.

(3) (4) (5) (6) (7) Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual proposto, conforme cláusula 5ª do Contrato de Concessão nº 007/2013, pelo prazo de 5 anos.

(8) Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual proposto de R\$ 19.000, do 6º ao 35º ano de concessão ou enquanto estiver na exploração dos aproveitamentos hidrelétricos, conforme Termo de Ratificação do Lance e cláusula 6ª do Contrato de Concessão nº 125/2001.

28.1 Mutações de contas a pagar vinculadas à concessão

Consolidado	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2017	66.210	499.332	565.542
Adição	-	184	184
Ajuste a valor presente	-	209	209
Variação monetária	(2.952)	21.104	18.152
Transferências	16.511	(16.511)	-
Pagamentos	(16.472)	-	(16.472)
Em 31.03.2017	63.297	504.318	567.615

29 Outras Contas a Pagar

Consolidado	31.03.2017	31.12.2016
Acordo Ivaí Engenharia (NE nº 30.1.2 - g)	92.015	122.068
Taxa de iluminação pública arrecadada	39.867	27.565
Consumidores	23.989	32.283
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	21.759	28.880
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	20.714	20.542
Aquisição de investimentos	9.447	9.595
Cauções em garantia	8.535	8.067
Devolução ao consumidor	8.043	10.894
Outras obrigações	46.030	35.422
	270.399	295.316
	Circulante	231.960
	Não circulante	38.439
		264.791
		30.525

30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente

A Companhia e suas controladas respondem por diversos processos judiciais e administrativos perante diferentes cortes. A Administração, com base na avaliação de seus assessores legais, constitui provisões para as ações cujas perdas são consideradas prováveis, quando os critérios de reconhecimento de provisão descritos na NE nº 4.9 das demonstrações financeiras de 31.12.2016 são atendidos.

A Administração da Companhia acredita ser impraticável fornecer informações a respeito do momento de eventuais saídas de caixa relacionadas às ações pelas quais a Companhia e suas controladas respondem na data da elaboração das demonstrações financeiras, tendo em vista a imprevisibilidade e a dinâmica dos sistemas judiciário, tributário e regulatório brasileiro, sendo que a resolução final depende das conclusões dos processos judiciais. Por este motivo, esta informação não é fornecida.

30.1 Provisões para litígios

30.1.1 Mutação das provisões para litígios das ações consideradas como de perda provável

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017 Reapresentado	Resultado			Imobilizado e intangível em curso Reversões	Quitações	Transfe- rências	Saldo em 31.03.2017 Reapresentado
		Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições				
Fiscais								
Cofins (a)	93.892	2.122	-	-	-	-	96.014	
Outras (b)	142.985	620	(2.497)	-	-	(55.502)	87.339	
	236.877	2.742	(2.497)	-	-	(55.502)	183.353	
Trabalhistas (c)	458.901	24.007	(6)	-	-	(17.845)	465.057	
Benefícios a empregados (d)	42.366	2.260	-	-	-	-	44.626	
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo (e)	295.484	16.646	(865)	-	-	(6.394)	304.871	
Servidões de passagem (f)	99.380	230	-	4.397	(291)	-	103.716	
Desapropriações e patrimoniais (g)	65.712	-	(622)	21.922	(2.042)	-	84.970	
Consumidores (h)	5.228	1.074	-	-	-	-	6.302	
	465.804	17.950	(1.487)	26.319	(2.333)	(6.394)	499.859	
Ambientais (i)	1.432	-	(545)	-	-	-	887	
Regulatórias (j)	67.958	1.200	-	-	-	-	69.158	
	1.273.338	48.159	(4.535)	26.319	(2.333)	(79.741)	1.262.940	

Controladora	Saldo em 1º.01.2017	Resultado	Saldo em 31.03.2017
		Adições	
Fiscais			
Cofins (a)	93.892	2.122	96.014
Outras (b)	23.335	288	23.623
	117.227	2.410	119.637
Trabalhistas (c)	18	-	18
Cíveis (f)	20.578	769	21.347
Regulatórias (j)	15.121	-	15.121
	152.944	3.179	156.123

30.1.2 Descrição da natureza e/ou informações sobre as principais ações

a) Contribuição para o financiamento da seguridade social - Cofins

Autor: Receita Federal

Exigência de Cofins e respectivos juros e multa, relativos aos períodos de agosto de 1995 a dezembro de 1996 lançados em decorrência de rescisão de acórdão judicial que havia reconhecido a imunidade da Companhia ao tributo.

Situação atual: aguardando julgamento.

b) Outras provisões fiscais

Ações relativas a impostos, taxas e outros tributos federais, estaduais e municipais, em que a Companhia discute a incidência ou não, bem como suas bases e valores para recolhimento. A principal ação está descrita a seguir:

Réu: Receita Federal do Brasil

Pelo processo nº 5037809-14.2015.4.04.7000, a Copel GeT requereu parcelamento do saldo a pagar do ajuste anual do IRPJ e da CSLL, referente ao período de apuração de 2014. A Receita Federal do Brasil consolidou o valor com aplicação de multa no patamar máximo. Foi ajuizado Mandado de Segurança com objetivo de obstar o ato da Receita Federal que, no entendimento da Administração, não observou o limite previsto na legislação.

Situação atual: O TRF 4º região julgou improcedente a ação e dessa decisão, a Companhia interpôs Embargos de Declaração pleiteando efeito infringente. Em 31.12.2016, o valor de R\$ 32.318 foi transferido para Outras Obrigações Fiscais.

c) Trabalhistas

Ações movidas por empregados e ex-empregados da Copel e de suas controladas, envolvendo cobrança de horas-extras, periculosidade, adicional de transferência, equiparação/reenquadramento salarial e outras, e também ações movidas por ex-empregados de seus empreiteiros e empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária), envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras.

d) Benefícios a empregados

Ações de reclamações trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados da Copel e de suas subsidiárias integrais contra a Fundação Copel, que causarão, conseqüentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.

e) Cíveis e direito administrativo

Ações que envolvem faturamento, procedimento irregular, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica e acidentes com veículos. As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Tradener Ltda.

Valor estimado: R\$ 107.955

Ações populares e civis públicas ajuizadas nas quais se aponta ilegalidades e nulidades relativas à celebração do contrato de comercialização de energia elétrica firmado entre a Tradener e a Companhia. A ação popular nº 588/2006 já transitou em julgado e a decisão reconheceu como válida as comissões devidas pela Companhia à Tradener. Na ação civil pública nº 0000219-78.2003.8.16.0004, ajuizada pelo Ministério Público, também há decisão no sentido da ausência de irregularidades no contrato de comercialização de energia. Diante disso, a Tradener ajuizou ações de cobrança, visando o recebimento de suas comissões.

Situação atual: - Processo nº 0005990.22.2012.8.16.0004 - por sentença proferida em 27.01.2014, a Companhia foi condenada ao pagamento das comissões devidas à Tradener do valor atualizado aproximado de R\$ 107.955, correspondente ao valor atualizado pelo Índice Nacional de Preço ao Consumidor - INPC / Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE a partir do vencimento das comissões, acrescido de juros de 1% ao mês, contados da citação (31.10.2012) e honorários. Dessa decisão, a Companhia recorreu, porém, em 08.11.2016, por maioria, o Tribunal negou provimento à apelação. Dessa decisão a Copel opôs recurso de Embargos de Declaração que aguarda julgamento.

f) Servidões de passagem

As ações judiciais ocorrem quando há divergência entre o valor avaliado pela Copel para pagamento e o pleiteado pelo proprietário e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrículas, entre outras).

Ocorrem, também na intervenção do usucapião de terceiros, seja na qualidade de confrontante ou mesmo quando se trate de imóvel onde há áreas de servidão de passagem, a fim de preservar os limites e confrontações das faixas de servidões.

g) Desapropriações e patrimoniais

As ações judiciais de desapropriação e patrimoniais ocorrem quando há divergência entre o valor avaliado pela Copel para pagamento e o pleiteado pelo proprietário e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrículas etc.).

As ações patrimoniais compreendem, ainda, reintegrações de posse de imóveis de propriedade da concessionária. As demandas judiciais existem quando há necessidade de retomada dos imóveis invadidos por terceiros nas áreas de propriedade da Companhia. Decorrem também, da intervenção no usucapião de terceiros, seja na qualidade de confrontante, a fim de preservar os limites e confrontações das áreas desapropriadas. A principal ação está descrita a seguir:

Autor: Ivaí Engenharia de Obras S.A.

Ação declaratória proposta pela autora com o objetivo de obter o reconhecimento do direito ao reequilíbrio econômico-financeiro do contrato firmado com a Copel GeT, seguida de ação rescisória proposta pela Copel com objetivo de obter a desconstituição da decisão judicial transitada em julgado na ação declaratória, seguida de ação de cobrança proposta pela autora com objetivo de cobrar os valores decorrentes do reequilíbrio econômico-financeiro do contrato e seguida de cumprimento de sentença provisório proposto pela autora.

Situação atual: A ação declaratória e a ação rescisória já se encontram encerradas por decisão transitada em julgado, tendo havido a condenação da Copel ao pagamento de honorários advocatícios de sucumbência e despesas processuais. Os valores decorrentes do direito ao reequilíbrio econômico-financeiro do contrato declarado na decisão transitada em julgado, proferida na ação declaratória, constituem objeto de discussão judicial em ação de cobrança, em fase recursal no Superior Tribunal de Justiça - STJ, sendo que, também, são objeto de cumprimento de sentença provisório iniciado pela parte contrária, em andamento no juízo de primeiro grau. Em 21.10.2016, foi assinado acordo, previamente aprovado pelo Conselho de Administração, em que a Copel se comprometeu a pagar à Ivaí Engenharia, a quantia de R\$ 152.250, em 15 parcelas mensais e sucessivas, no valor base de R\$ 10.150, de maneira que o pagamento da primeira parcela tem vencimento até o 5º dia útil após a assinatura do termo de transação e o pagamento das 14 parcelas restantes tem vencimento no 15º dia de cada um dos meses imediatamente seguintes, considerando que o valor base da segunda parcela, assim como todas que lhe seguirem, terão seu valor corrigido monetariamente, desde o momento da assinatura do acordo, pelo critério de atualização da aplicação de percentual equivalente a 50% do último índice IPCA divulgado até data de vencimento de cada parcela. O acordo abrange as discussões existentes entre as partes sobre o equilíbrio econômico-financeiro do contrato e suspende o andamento dos processos judiciais de ação de cobrança, em fase recursal no STJ, e do cumprimento de sentença provisório, até o pagamento de todas as parcelas do acordo, momento em que serão extintos os referidos processos judiciais. Em 30.09.2016, o valor de R\$ 152.250 foi transferido para Outras contas a pagar (NE nº 29). O acordo vem sendo cumprido pela Copel e as parcelas estão com seus pagamentos em dia.

h) Consumidores

Ações pleiteando ressarcimento de danos causados em aparelhos eletrodomésticos, indenizações por dano moral decorrente da prestação de serviço (suspensão do fornecimento) e ações movidas por consumidores industriais questionando a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica ocorrida na vigência do Plano Cruzado e pleiteando restituição de valores envolvidos.

i) Ambientais

Ações civis públicas e ações populares que têm como finalidade obstaculizar o andamento de licenciamento ambiental de novos projetos ou a recuperação de áreas de preservação permanente no entorno dos reservatórios das usinas hidrelétricas utilizadas indevidamente por particulares. Em caso de eventual condenação, estima-se somente o custo da elaboração de novos estudos ambientais e o custo de recuperação das áreas de propriedade da Copel GeT.

Contemplam também os Termos de Ajuste de Conduta - TAC, os quais referem-se aos compromissos acordados e aprovados entre a Companhia e os órgãos competentes pelo descumprimento de alguma condicionante concluída nas Licenças de Instalação e Operação. Por serem considerados passivos, esses valores são registrados como "obrigações" no passivo circulante e não circulante e a contrapartida no ativo imobilizado (custo da construção).

j) Regulatórias

A Companhia está discutindo nas esferas administrativas e judicial notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias. A principal ação está descrita a seguir:

Autores: Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE e Dona Francisca Energética S.A.

Valor estimado: R\$ 49.655

A Copel, a Copel GeT e a Copel DIS estão discutindo ações judiciais contra o Despacho Aneel nº 288/2002, envolvendo as empresas citadas.

Situação atual: aguardando julgamento.

30.2 Passivo contingente

30.2.1 Classificação das ações consideradas como de perda possível.

Passivos contingentes são obrigações presentes decorrentes de eventos passados, sem provisões reconhecidas por não ser provável uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação. A seguir informações sobre a natureza e as potenciais perdas dos passivos contingentes da Companhia e de suas controladas.

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2017	31.12.2016	31.03.2017	31.12.2016
Fiscais (a)	469.342	484.539	787.964	752.625
Trabalhistas (b)	2	146	351.250	423.495
Benefícios a empregados (c)	-	-	22.107	23.631
Cíveis (d)	10.624	10.302	591.654	594.220
Regulatórias (e)	-	-	787.031	765.906
	479.968	494.987	2.540.006	2.559.877

30.2.2 Descrição da natureza e/ou informações sobre as principais ações

a) Fiscais

Ações relativas a impostos, taxas e outros tributos federais, estaduais e municipais, em que a Companhia discute a incidência ou não, bem como suas bases e valores para recolhimento. As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS

Valor estimado: R\$ 313.025

Exigências fiscais contra a Copel referentes à execução fiscal de contribuição previdenciária (NFLD nº 35.273.870-7), sendo mister ressaltar que o processo já foi julgado favoravelmente à Companhia nas duas instâncias.

Situação atual: aguardando julgamento.

Autor: Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS

Valor estimado: R\$ 27.288

Exigências fiscais contra a Copel relativas a contribuição previdenciária sobre a cessão de mão-de-obra (NFLD nº 35.273.876-6). Processo aguarda julgamento no CARF desde 2010. A atribuição de grau de risco possível decorre da existência de diversos argumentos jurídicos de defesa, especialmente a (a) ausência de prestação de serviços ou cessão de mão-de-obra e (b) desnecessidade de retenção da contribuição no caso de prestadoras de serviço optantes pelo Simples.

Situação atual: aguardando julgamento.

Autor: Secretaria de Estado da Fazenda

Valor estimado: R\$ 64.165

O Estado do Paraná lavrou o auto de infração nº 6587156-4 em face da Copel DIS, por suposta ausência de recolhimento do ICMS sobre a rubrica 'demanda medida' destacada nas faturas de energia elétrica emitidas em face de grande consumidor, no período de maio de 2011 a dezembro de 2013.

A Copel DIS sustenta a sua ilegitimidade para figurar no polo passivo da presente autuação fiscal, vez que a mesma é decorrente da Ação Declaratória nº 33.036, em trâmite na 3ª Vara da Fazenda Pública de Curitiba, ajuizada por grande consumidor em face do Estado do Paraná, a qual foi julgada procedente entendendo-se devida a incidência do ICMS apenas sobre a demanda medida, sentença essa posteriormente reformada pelo TJ/PR, no Recurso de Apelação Cível 822.670-2, entendendo-se pela ilegitimidade ativa do grande consumidor para questionar a incidência do ICMS sobre a demanda contratada.

Entende a Companhia que, não tendo figurado no referido processo judicial, não pode sofrer os efeitos da decisão judicial nele proferida, o que implicaria na sua ilegitimidade para figurar no polo passivo do auto de infração 6.587.156-4.

b) Trabalhistas

Ações movidas por empregados e ex-empregados da Copel e de suas controladas, envolvendo cobrança de horas-extras, periculosidade, adicional de transferência, equiparação/reenquadramento salarial e outras, e também ações movidas por ex-empregados de seus empreiteiros e empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária), envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras.

c) Benefícios a empregados

Ações de reclusórias trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados da Copel e de suas subsidiárias integrais contra a Fundação Copel, que causarão, conseqüentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.

d) Cíveis

Ações que envolvem faturamento, procedimento irregular, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica e acidentes com veículos. As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Mineradora Tibagiana Ltda.

Valor estimado: R\$ 147.039

Ação para indenização sobre supostos prejuízos nas atividades da mineradora pelas obras de construção da Usina Mauá, pelo Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, do qual a Copel GeT participa com o percentual de 51%, onde se discute judicialmente a validade da autorização de lavra de mineração da Mineradora Tibagiana no local da UHE Mauá e efeitos indenizatórios dela decorrentes.

Situação atual: Ação pendente de julgamento em 1º grau de jurisdição.

Autor: Ivaí Engenharia de Obras S.A.

Ação de cobrança proposta pela autora com o objetivo de cobrar os valores decorrentes do reequilíbrio econômico-financeiro do contrato firmado com a Copel GeT, reconhecido na ação declaratória.

Situação atual: em 18.12.2015, ocorreu a publicação do acórdão de julgamento do 2º recurso de embargos de declaração da Copel GeT perante o Superior Tribunal de Justiça - STJ, no qual se discute a diferença de valores decorrente da atualização do crédito da autora com cumulação da taxa Selic com outros índices de juros no período antecedente ao laudo pericial judicial (outubro de 2005). O julgamento prescreve o retorno do processo ao Tribunal de Justiça do Paraná - TJ-PR para que este profira novo julgamento sobre os embargos de declaração da Copel GeT, suprimindo a omissão do julgamento anterior. Há recurso de embargos de declaração apresentado em 05.02.2016, pela Ivaí, o qual encontra-se pendente de julgamento no STJ. Desse modo, considera-se como perda provável o valor do direito de crédito da autora corrigido pelo índice oficial do TJ-PR, sendo este a média do IGP-DI/INPC, buscado pela Copel GeT perante o Judiciário, acrescido de juros de mora de 1% ao mês, mais honorários advocatícios de sucumbência, embora ainda seja considerado como perda possível a reforma do acórdão do STJ, com a manutenção do acórdão anterior do TJ-PR, ou seja, permanecendo o valor do débito corrigido pela cumulação da taxa Selic com outros índices de juros no período antecedente ao laudo pericial. Em paralelo, há uma execução provisória do valor total do crédito buscado pela Ivaí. Conforme descrito na NE nº 30.1.2, foi celebrado acordo entre as partes, sendo que esse abrange as discussões existentes sobre o equilíbrio econômico-financeiro do contrato e suspende o andamento dos processos judiciais de ação de cobrança, em fase recursal no STJ, e do cumprimento de sentença provisório, até o pagamento de todas as parcelas do acordo, momento em que serão extintos os referidos processos judiciais. O acordo vem sendo cumprido pela Copel e as parcelas estão com seus pagamentos em dia.

Autores: franquizados de Agência/loja Copel

Valor estimado: R\$ 50.364

Propositura de 02 (duas) ações individuais em razão de contratos administrativos de franquia de Agência/loja Copel, com pedido principal para reconhecer subconcessão e transferir serviços prestados, com repasse integral dos valores das tarifas, e pedido secundário de prorrogação do contrato e indenização, com repasse integral dos valores das tarifas, dentre outras verbas, atualmente com recursos pendentes de julgamento.

Situação atual: aguardando julgamentos.

e) Regulatórias

A Companhia está discutindo nas esferas administrativas e judicial notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias. As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Aneel

Valor estimado: R\$ 17.007

A Copel DIS interpôs recurso em face da decisão exarada pelo Diretor Geral da Aneel, através do despacho nº 3.959 de 08.12.2015, que determinou a aplicação de penalidade à Copel DIS, a título de parcela de ineficiência por subcontratação, em razão da sobrecontratação de Montante de Uso do Sistema de Distribuição - Musd, junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

Situação atual: aguardando julgamento.

Autor: Energia Sustentável do Brasil S.A. - ESBR

Valor estimado: R\$ 728.930

O principal questionamento é o que tende a prevenir as distribuidoras da responsabilização por prejuízos resultantes do atraso no cronograma das obras da UHE Jirau, a ESBR moveu contra a Aneel a ação ordinária nº 10426-71.2013.4.01.4100, na Justiça Federal de Rondônia, cuja sentença (i) reconheceu excludentes de responsabilidade pelo atraso de 535 dias no cronograma das obras da UHE Jirau; (ii) declarou inexigíveis quaisquer obrigações, penalidades e custos impostos à ESBR decorrentes do atraso e, por fim, (iii) anulou o despacho Aneel nº 1.732/2013, que havia reconhecido o atraso de apenas 52 dias no cronograma de implantação. Houve recurso de apelação pela Aneel, em trâmite no TRF da 1ª Região.

A consequência prática da decisão foi que, ao tempo em que isentou a ESBR, expôs as Distribuidoras com as quais celebrou CCEARs ao Mercado de Curto Prazo e ao alto valor do PLD no período, onde se inclui a Copel DIS. Isso, porque as regras de comercialização de energia elétrica impõem que toda energia consumida tenha a correspondente cobertura contratual.

Uma das medidas adotadas foi a impetração do mandado de segurança nº 1001675-88.2015.4.01.0000, junto ao Tribunal Regional Federal da 1ª Região, através da Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica - Abradee, da qual a Copel DIS faz parte, cujo pedido principal é voltado à anulação do processo promovido pela ESBR contra a Aneel desde a citação. Embora se tenha obtida decisão liminar favorável, houve julgamento desfavorável no Mandado de Segurança, no sentido do seu não cabimento neste caso. Publicado o acórdão, foi interposto recurso ordinário pela Abradee, em processamento no TRF da 1ª região.

Contudo, em 30.11.2015, foi deferido em parte o pedido da Aneel em Suspensão de Execução de Sentença nº 0050083-30.2015.4.01.0000/RO, pela Presidência do TRF da 1ª Região, no sentido de manter a deliberação do Conselho de Administração da CCEE, decorrente da 813ª reunião de 21.07.2015, que considerou, a partir da decisão judicial no âmbito da Ação Cautelar nº 9500-90.2013.4.01.4100 “como obrigação de entregar 70% da garantia física proporcionada pela efetiva entrada em operação comercial das unidades geradoras da UHE Jirau até que esse montante seja equivalente à obrigação de entrega original”. Foi interposto recurso pela ESBR, rejeitado. Decisão também sujeita a recurso.

O risco de perda da ação está classificado como possível (intermediário), considerando o montante de R\$ 728.930 em 31.03.2017. Caso as ações sejam julgadas desfavoráveis, o valor será considerado como um Ativo Financeiro Setorial a ser recuperado mediante tarifa.

Situação atual: aguardando julgamento.

31 Patrimônio Líquido

31.1 Capital social

O capital social integralizado monta a R\$ 7.910.000. Sua composição por ações (sem valor nominal) e os principais acionistas estão demonstrados a seguir:

Acionistas	Número de ações em unidades							
	Ordinárias		Preferenciais "A"		Preferenciais "B"		Total	
	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%
Estado do Paraná	85.028.598	58,63	-	-	-	-	85.028.598	31,07
BNDESPAR	38.298.775	26,41	-	-	27.282.006	21,26	65.580.781	23,96
Eletrobrás	1.530.774	1,06	-	-	-	-	1.530.774	0,56
Custódias em bolsa:								
B3	18.636.788	12,85	76.763	23,36	68.415.562	53,33	87.129.113	31,85
NYSE	1.199.356	0,83	-	-	32.442.798	25,29	33.642.154	12,29
Latibex	-	-	-	-	106.549	0,08	106.549	0,04
Prefeituras	178.393	0,12	9.326	2,84	3.471	-	191.190	0,07
Outros	158.396	0,10	242.538	73,80	45.282	0,04	446.216	0,16
	145.031.080	100,00	328.627	100,00	128.295.668	100,00	273.655.375	100,00

31.2 Ajustes de avaliação patrimonial

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2017	998.466	998.466
Ajustes referentes a ativos financeiros disponíveis para venda		
Investimentos em participações societárias	9.203	9.203
Tributos sobre os ajustes	(3.129)	(3.129)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(28.044)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	9.535
Custo atribuído do imobilizado - equivalência (a)	(18.509)	-
Em 31.03.2017	986.031	986.031

(a) Equivalência patrimonial na controladora, líquida de tributos.

31.3 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	31.03.2017	31.03.2016 Representado
Numerador básico e diluído		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:		
Ações ordinárias	207.709	67.242
Ações preferenciais classe "A"	518	178
Ações preferenciais classe "B"	202.115	65.422
	410.342	132.842
Denominador básico e diluído		
Média ponderada das ações (em milhares):		
Ações ordinárias	145.031.080	145.031.080
Ações preferenciais classe "A"	328.627	380.291
Ações preferenciais classe "B"	128.295.668	128.244.004
	273.655.375	273.655.375
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora		
Ações ordinárias	1,43217	0,46364
Ações preferenciais classe "A"	1,57539	0,46742
Ações preferenciais classe "B"	1,57539	0,51014

32 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (32.5)	ISSQN	Receita líquida 31.03.2017
Fornecimento de energia elétrica (32.1)	2.053.763	(189.418)	(483.965)	(246.843)	-	1.133.537
Suprimento de energia elétrica (32.2)	794.496	(56.948)	-	(13.349)	-	724.199
Disponibilidade da rede elétrica (32.3)	1.828.731	(149.212)	(373.243)	(170.732)	-	1.135.544
Receita de construção	219.406	-	-	-	-	219.406
Valor justo do ativo indenizável da concessão	6.329	-	-	-	-	6.329
Telecomunicações	96.003	(3.325)	(22.172)	-	(594)	69.912
Distribuição de gás canalizado	161.359	(15.519)	(28.213)	-	-	117.627
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(147.977)	-	-	-	-	(147.977)
Outras receitas operacionais (32.4)	45.833	(6.734)	-	-	(665)	38.434
	5.057.943	(421.156)	(907.593)	(430.924)	(1.259)	3.297.011

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (32.5)	ISSQN	Receita líquida 31.03.2016 Reapresentado
Fornecimento de energia elétrica (32.1)	3.026.594	(280.382)	(768.623)	(398.275)	-	1.579.314
Suprimento de energia elétrica (32.2)	755.918	(61.696)	-	(12.216)	-	682.006
Disponibilidade da rede elétrica (32.3)	1.699.893	(157.662)	(418.174)	(269.840)	-	854.217
Receita de construção	271.153	-	-	-	-	271.153
Valor justo do ativo indenizável da concessão	9.026	-	-	-	-	9.026
Telecomunicações	85.219	(3.264)	(18.941)	-	(517)	62.497
Distribuição de gás canalizado	169.811	(16.544)	(30.075)	-	-	123.192
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(527.202)	-	-	-	-	(527.202)
Outras receitas operacionais (32.4)	34.635	(5.619)	-	-	(555)	28.461
	5.525.047	(525.167)	(1.235.813)	(680.331)	(1.072)	3.082.664

32.1 Fornecimento de energia por classe de consumidor

Consolidado	Receita bruta		Receita líquida	
	31.03.2017	31.03.2016	31.03.2017	31.03.2016
Residencial	684.359	994.850	349.536	519.416
Industrial	511.081	917.554	317.451	513.472
Comercial, serviços e outras atividades	488.729	706.394	246.070	336.776
Rural	189.337	181.381	128.025	100.925
Poder público	55.186	68.887	32.545	38.766
Iluminação pública	51.005	71.715	24.930	34.372
Serviço público	74.066	85.813	34.980	35.587
	2.053.763	3.026.594	1.133.537	1.579.314

32.2 Suprimento de energia elétrica

Consolidado	Receita bruta	
	31.03.2017	31.03.2016
Contratos bilaterais	383.909	324.360
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	280.014	212.268
Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado - CCEAR (leilão)	96.575	180.391
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.2)	20.612	-
Regime de cotas	13.386	38.899
	794.496	755.918

32.3 Disponibilidade da rede elétrica por classe de consumidor

Consolidado	Receita bruta		Receita líquida	
	31.03.2017	31.03.2016	31.03.2017	31.03.2016
Residencial	530.975	570.747	273.101	262.282
Industrial	314.321	364.001	168.913	176.162
Comercial, serviços e outras atividades	331.759	383.892	161.456	170.267
Rural	98.721	103.885	74.500	68.820
Poder público	43.012	42.115	26.067	22.681
Iluminação pública	39.548	44.538	19.861	20.130
Serviço público	32.546	33.314	16.743	15.132
Consumidores livres	148.134	81.999	116.847	60.584
Rede básica, de fronteira e de conexão	346	401	273	297
Receita de operação e manutenção - O&M	40.910	39.614	38.598	28.897
Receita de juros efetivos	248.459	35.387	239.185	28.965
	1.828.731	1.699.893	1.135.544	854.217

32.4 Outras receitas operacionais

Consolidado	Receita bruta	
	31.03.2017	31.03.2016
Arrendamentos e aluguéis (32.4.1)	26.779	24.449
Renda da prestação de serviços	7.963	5.398
Serviço taxado	3.194	2.122
Outras receitas	7.897	2.666
	45.833	34.635

32.4.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	31.03.2017	31.03.2016
Equipamentos e estruturas	25.362	24.397
Compartilhamento de instalações	1.349	-
Imóveis	68	52
	26.779	24.449

32.5 Encargos do consumidor

Consolidado	31.03.2017	31.03.2016
Conta de desenvolvimento energético - CDE Energia (32.5.1)	205.916	191.276
Conta de desenvolvimento energético - CDE Uso (32.5.1)	160.472	260.498
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	26.037	25.768
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	24.593	189.872
Quota para reserva global de reversão - RGR	11.526	10.756
Taxa de fiscalização	2.380	2.161
	430.924	680.331

32.5.1 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

A CDE, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e alterada pela Lei 12.783/2013, tem a finalidade de prover recursos para: (i) universalização; (ii) subvenção à subclasse residencial baixa renda; (iii) Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; (iv) amortização de operações financeiras vinculadas à reversão de ativos ao final das concessões; (v) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral. As quotas da CDE foram definidas originalmente com base nos valores da CCC dos Sistemas Interligados de 2001, cujos valores foram reajustados anualmente, a partir de 2002, na proporção do crescimento de mercado de cada agente, e em 2004 também pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo - IPCA. A partir da Lei 12.783/2013, a sistemática fica alterada e as cotas passam a ser definidas em função dos recursos necessários para atingir sua finalidades e das demais receitas relacionadas à CDE. O encargo CDE incorpora:

i) quota anual da CDE-Uso: essa quota é destinada ao custeio dos objetivos da CDE, previstos em seu orçamento anual, definido pelo Poder Executivo, conforme previsto nos §§ 2º e 3º do art. 13 da Lei nº 10.438/2002, com redação dada pela Lei nº 12.783/2013.

A Resolução Homologatória Aneel nº 2018/2016 definiu a quota da CDE-Uso, no valor mensal de R\$ 83.727 a partir da competência de janeiro de 2016. Porém, a partir da competência de junho do mesmo ano, o valor mensal da quota foi alterado para R\$ 71.600, estabelecida pela Resolução Aneel nº 2.077/2016. Para a competência de janeiro de 2017, o valor da cota estipulada foi de R\$ 53.329, pela Resolução Homologatória Aneel nº 2202/2017, sendo alterada para R\$ 61.159, pela Resolução Homologatória Aneel nº 2204/2017, a partir da competência de fevereiro de 2017;

ii) quota anual CDE - Energia (Conta ACR): essa quota é destinada à quitação das operações de crédito contratadas pela CCEE na gestão da Conta no Ambiente de Contratação Regulada - Conta ACR, em atendimento ao Decreto nº 8.222/2014, e nos termos na Resolução Normativa nº 612/2014.

A Conta ACR tem como objetivo cobrir as despesas incorridas pelas concessionárias de distribuição, relativas ao ano de 2014, em decorrência da exposição involuntária no mercado de curto prazo e do despacho de usinas termelétricas vinculadas a CCEAR na modalidade por disponibilidade de energia elétrica.

A Resolução Homologatória nº 1.863/2015 definiu o valor da quota de CDE relativa à Conta ACR em R\$ 46.638, a partir da competência de junho de 2015. A partir da competência de junho de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2004/2015, o valor da quota foi atualizado para R\$ 49.362. Em 31.03.2017, ainda restam 36 parcelas a serem pagas, porém, a partir de abril de 2017, o valor da quota será reduzido para R\$ 37.907, valor este que se manterá até o mês de março de 2018, conforme homologado pela Resolução nº 2.231/2017. Estas parcelas são atualizadas anualmente, de acordo com as condições contratadas pela CCEE para cada um dos financiamentos realizados junto às instituições financeiras participantes; e

iii) quota anual CDE-Energia: essa quota é destinada à devolução dos recursos recebidos pelas concessionárias de distribuição, no período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014, para a cobertura de parcela dos custos com a exposição involuntária no mercado de curto prazo, o risco hidrológico das usinas contratadas em regime de quotas, e o despacho de termoeletricas por razão de segurança energética, em atendimento aos Decretos 7.895/2013 e Decreto 8.203/2014.

A Resolução Homologatória Aneel nº 1.857/2015, definiu a quota da CDE-Energia, no valor mensal de R\$ 17.120. A partir da competência de junho de 2016, o valor mensal da quota foi alterado para R\$ 18.947, estabelecida pela Resolução Aneel nº 2.077/2016.

Liminares Abrace e Anace

Em decorrência de decisões liminares em favor da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores de Livres - Abrace, e da Associação Nacional dos Consumidores de Energia - Anace e de outras associadas, que questionam judicialmente os componentes tarifários da CDE-Uso e CDE-Energia, a Aneel, pelas Resoluções Homologatórias 1.967/2015, 1.986/2015 e 2.083/2016, homologou o cálculo tarifário deduzindo estes encargos às associadas daquelas entidades, enquanto vigorarem as liminares concedidas nos Processos Judiciais nº 24648-39.2015.4.01.3400 e nº 0069262-32.2015.4.01.3400/16ª Vara Federal.

Em contrapartida, pela decisão liminar em favor da Abradee, é assegurado às distribuidoras associadas o direito do não repasse, deduzindo da parcela da CDE-Uso e CDE-Energia os valores não arrecadados em razão dos efeitos das decisões liminares. Tal dedução, que alcança todas as liminares, foi aprovada pela Aneel pelo Despacho nº 1.576, de 14.06.2016.

Em cumprimento à decisão liminar concedida nos autos do Processo Judicial nº 0028882-30.2016.4.01.3400 da 2ª Vara Federal, a Aneel, através do Despacho nº 2.634, de 30.09.2016, homologou, referente ao processo tarifário de 2016, novas tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD para os associados da Abrace, com vigência a partir de 29.06.2016, e enquanto perdurar os efeitos da antecipação de tutela. Recentemente, outras empresas também obtiveram decisões liminares a favor, com publicação de novas tarifas, e os efeitos da antecipação de tutela também estão sendo deduzidos.

Considerando como base o mês de competência de março de 2017, atualmente são 91 unidades consumidoras beneficiadas pelas decisões liminares. Dessa forma, a Companhia vem procedendo, ao longo do exercício, a dedução do pagamento da cota da CDE dos valores não faturados decorrentes destas liminares, assim não impactando o resultado da distribuidora.

As diferenças entre a cobertura tarifária para este encargo e a cota efetivamente paga, desde o início da vigência das liminares até a competência de março de 2017, representam os montantes de R\$ 90.570 para a CDE Uso e R\$ 6.988 para a CDE Energia.

32.6 Revisão tarifária periódica da Copel DIS

Aneel homologou o resultado da 4ª Revisão Tarifária Periódica da Copel DIS por meio da Resolução Homologatória nº 2.096, de 21.06.2016, que autorizou a aplicação do reajuste médio de -12,87% a ser percebido pelos consumidores, o qual é composto da seguinte forma: -1,73% referentes à inclusão dos componentes financeiros; 4,48% decorrentes da atualização da Parcela B; -2,57% referentes a atualização da Parcela A; e -13,05% que refletem a retirada dos componentes financeiros do processo tarifário anterior.

O reajuste foi aplicado integralmente às tarifas da Copel DIS a partir do dia 24.06.2016.

No processo de Revisão Tarifária Periódica, que até o 4º Ciclo era realizada a quatro anos, são redefinidos pela Aneel os custos que compõem a chamada Parcela B, ou seja, os custos operacionais e de capital, que são a depreciação e a remuneração dos investimentos. Para tanto, são consideradas as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas.

O processo de Revisão Tarifária também envolve a atualização dos custos que compõem a Parcela A, ou seja, os custos relacionados à aquisição de energia, ao uso dos sistemas de transmissão e os encargos setoriais.

Base de Remuneração Regulatória - BRR

A BRR corresponde ao montante de investimentos realizados pelas distribuidoras na prestação dos serviços que será coberto pelas tarifas cobradas dos consumidores. Estes ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados na atividade concedida.

De acordo com o determinado no Proret, da Aneel, para a avaliação dos ativos das concessionárias de distribuição de energia elétrica, a base de remuneração no Ciclo de RTP vigente é calculada considerando a base de remuneração aprovada no Ciclo anterior (base “blindada”) e os valores das inclusões ocorridas entre as datas-bases da RTP anterior e atual (base incremental).

No 4º Ciclo de Revisão Tarifária, a Copel DIS alcançou BRR líquida de R\$ 4.920.381 e remuneração do capital de R\$ 595.326.

33 Custos e Despesas Operacionais

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.03.2017
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(1.076.509)	-	-	-	(1.076.509)
Encargos de uso da rede elétrica	(169.011)	-	-	-	(169.011)
Pessoal e administradores (33.2)	(227.577)	(4.307)	(74.214)	-	(306.098)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(44.349)	(581)	(14.208)	-	(59.138)
Material	(17.102)	(273)	(1.996)	-	(19.371)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(5.061)	-	-	-	(5.061)
Gás natural e insumos para operação de gás	(82.339)	-	-	-	(82.339)
Serviços de terceiros (33.3)	(90.471)	(4.138)	(26.301)	-	(120.910)
Depreciação e amortização	(171.153)	(4)	(8.545)	(3.376)	(183.078)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	(29.857)	(24.673)	-	(44.169)	(98.699)
Custo de construção (33.5)	(274.729)	-	-	-	(274.729)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(55.881)	(6.931)	(26.454)	(23.512)	(112.778)
	(2.244.039)	(40.907)	(151.718)	(71.057)	(2.507.721)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.03.2016
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(1.199.871)	-	-	-	(1.199.871)
Encargos de uso da rede elétrica	(264.681)	-	-	-	(264.681)
Pessoal e administradores (33.2)	(206.262)	(3.831)	(65.038)	-	(275.131)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(47.355)	(650)	(15.503)	-	(63.508)
Material	(21.358)	(141)	(1.816)	-	(23.315)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(10.494)	-	-	-	(10.494)
Gás natural e insumos para operação de gás	(114.651)	-	-	-	(114.651)
Serviços de terceiros (33.3)	(95.475)	(7.935)	(26.880)	-	(130.290)
Depreciação e amortização	(169.113)	(9)	(6.537)	(3.377)	(179.036)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	-	(36.956)	-	(84.105)	(121.061)
Custo de construção (33.5)	(258.865)	-	-	-	(258.865)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(81.365)	1.829	(35.645)	(16.139)	(131.320)
	(2.469.490)	(47.693)	(151.419)	(103.621)	(2.772.223)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.03.2017
Pessoal e administradores (33.2)	(7.408)	-	(7.408)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(853)	-	(853)
Material	(117)	-	(117)
Serviços de terceiros	(4.012)	-	(4.012)
Depreciação e amortização	(19)	(280)	(299)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	-	(1.389)	(1.389)
Outras receitas (despesas) operacionais	(2.541)	22	(2.519)
	(14.950)	(1.647)	(16.597)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.03.2016
Pessoal e administradores (33.2)	(9.456)	-	(9.456)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(3.062)	-	(3.062)
Material	(65)	-	(65)
Serviços de terceiros	(2.609)	-	(2.609)
Depreciação e amortização	(4)	(280)	(284)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	-	(11.394)	(11.394)
Outras receitas (despesas) operacionais	(8.466)	-	(8.466)
	(23.662)	(11.674)	(35.336)

33.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.03.2017	31.03.2016
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	720.883	812.470
Itaipu Binacional	264.595	301.584
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	125.846	133.063
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	54.338	60.573
Contratos bilaterais	9.148	4.217
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(98.301)	(112.036)
	1.076.509	1.199.871

33.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2017	31.03.2016	31.03.2017	31.03.2016
Pessoal				
Remunerações	3.648	5.322	180.497	169.674
Encargos sociais	1.328	1.912	65.751	61.811
Auxílio alimentação e educação	238	505	27.867	24.825
Participação nos lucros e/ou resultados (a)	154	183	19.080	10.672
Provisão para indenização por demissões voluntárias e aposentadorias	-	-	7.192	3.295
	5.368	7.922	300.387	270.277
Administradores				
Honorários	1.606	1.221	4.537	3.901
Encargos sociais	400	299	1.064	910
Outros gastos	34	14	110	43
	2.040	1.534	5.711	4.854
	7.408	9.456	306.098	275.131

(a) De acordo com a Lei Federal nº 10.101/2000, o Decreto Estadual nº 1.978/2007 e a Lei Estadual nº 16.560/2010.

33.3 Serviços de terceiros

Consolidado	31.03.2017	31.03.2016
Manutenção do sistema elétrico	31.596	46.141
Manutenção de instalações	24.065	21.070
Comunicação, processamento e transmissão de dados	20.990	16.579
Leitura e entrega de faturas	12.469	12.403
Consultoria e auditoria	5.964	5.023
Atendimento a consumidor	5.652	5.324
Agentes autorizados e credenciados	167	5.920
Outros serviços	20.007	17.830
	120.910	130.290

33.4 Perdas estimadas, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2017	31.03.2016	31.03.2017	31.03.2016
Provisão para litígios	1.389	11.394	40.299	83.713
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	-	-	29.857	-
PECLD (Clientes e Outros créditos)	-	-	24.702	36.956
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	3.869	392
Reversão de perdas estimadas em consórcios	-	-	(28)	-
	1.389	11.394	98.699	121.061

33.5 Custo de construção

Consolidado	31.03.2017	31.03.2016
Material	108.847	131.607
Serviços de terceiros	104.831	93.193
Pessoal	37.659	29.683
Outros	23.392	4.382
	274.729	258.865

33.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	31.03.2017	31.03.2016
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	34.286	52.545
Tributos	14.047	11.065
Perdas na desativação e alienação de bens	13.592	10.614
Indenizações	11.438	11.321
Arrendamentos e aluguéis (33.6.1)	8.490	8.917
Propaganda e publicidade	4.067	9.328
Outros custos e despesas, líquidos	26.858	27.530
	112.778	131.320

33.6.1 Arrendamentos e aluguéis

Consolidado	31.03.2017	31.03.2016
Imóveis	7.489	7.140
Outros	1.336	2.000
(-) Créditos de PIS e Cofins	(335)	(223)
	8.490	8.917

34 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2017	31.03.2016	31.03.2017	31.03.2016 Reapresentado
Receitas financeiras				
Acréscimos moratórios sobre faturas de energia	-	-	48.062	58.604
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	32.197	57.468	32.197	57.468
Renda de aplicações financeiras mantidas para negociação	607	616	35.051	43.242
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	8.748	17.305
Remuneração de ativos e passivos setoriais	-	-	11.509	16.903
Renda de aplicações financeiras disponíveis para venda	4	5	3.160	3.099
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	-	-	-	841
Outras receitas financeiras	9.054	7.038	24.860	8.778
	41.862	65.127	163.587	206.240
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	63.822	70.475	272.086	239.673
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	-	-	18.361	35.735
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 27.2)	-	-	10.592	9.602
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	-	3.028	-	3.043
Variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	5.779	-	5.779	-
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	-	10.533
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	-	1.648
Outras despesas financeiras	39	8	12.790	71.596
	69.640	73.511	319.608	371.830
Líquido	(27.778)	(8.384)	(156.021)	(165.590)

35 Segmentos Operacionais

Segmentos operacionais são as atividades de negócios que geram receitas e incorrem em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelas diretorias executivas da Controladora e das controladas, principais tomadoras de decisões estratégicas, responsáveis pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho.

35.1 Produtos e serviços dos quais os segmentos reportáveis têm suas receitas geradas

A Companhia atua nos segmentos reportáveis identificados pelas diretorias de cada área de negócio, considerando os ambientes regulatórios, as unidades estratégicas de negócios e os diferentes produtos e serviços. Os segmentos são gerenciados separadamente, pois cada negócio e cada empresa exige diferentes tecnologias e estratégias.

No primeiro trimestre de 2017, todas as vendas foram realizadas em território brasileiro, bem como, todos os ativos não correntes estão localizados em território nacional.

Não foram identificados nenhum cliente na Companhia e de suas controladas que seja responsável individualmente por mais de 10% da receita líquida total do primeiro trimestre de 2017.

A Companhia avalia o desempenho de cada segmento, com base em informações derivadas dos registros contábeis.

As políticas contábeis dos segmentos operacionais são as mesmas descritas no resumo das principais práticas contábeis e as operações intersegmentos são realizadas como se estas fossem com terceiros, ou seja, pelos preços correntes de mercado.

35.2 Segmentos reportáveis da Companhia

Os segmentos reportáveis da Companhia, de acordo com o CPC 22/IFRS 8, são:

Geração e transmissão de energia elétrica (GET) - tem como atribuição produzir energia elétrica a partir de empreendimentos de fontes hidráulica, eólica e térmica (**GER**), e prover os serviços de transporte e transformação da energia elétrica, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de subestações, bem como pelas linhas destinadas à transmissão de energia (**TRA**); para os gestores, os ativos e passivos dos segmentos de geração e de transmissão de energia são apresentados de forma agregada e o resultado é apresentado de forma segregada;

Distribuição e comercialização de energia elétrica (DIS) - tem como atribuição distribuir e comercializar energia, sendo responsável por operar e manter a infraestrutura, bem como prestar serviços correlatos;

Telecomunicações (TEL) - tem como atribuição a prestação de serviços de telecomunicações e de comunicações em geral;

Gás - tem como atribuição a exploração do serviço público de distribuição de gás natural canalizado; e

Holding (HOL) - tem como atribuição a participação em outras empresas.

35.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia elétrica		TEL	GÁS	HOL	Operações intersegmento	Consolidado
	GET	DIS					
31.03.2017 - Reapresentado							
ATIVO TOTAL	15.964.221	10.253.445	896.910	528.178	3.672.869	(380.596)	30.935.027
ATIVO CIRCULANTE	1.214.495	2.788.634	88.183	120.984	894.757	(648.960)	4.458.093
ATIVO NÃO CIRCULANTE	14.749.726	7.464.811	808.727	407.194	2.778.112	268.364	26.476.934
Realizável a Longo Prazo	3.946.543	1.907.603	91.316	173.274	2.592.182	(131.485)	8.579.433
Investimentos	2.260.614	1.362	-	-	143.317	-	2.405.293
Imobilizado	8.266.290	-	698.886	-	38.525	-	9.003.701
Intangível	276.279	5.555.846	18.525	233.920	4.088	399.849	6.488.507

35.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica			TEL	GÁS	HOL	Operações intersegmento	Consolidado
	GET		DIS					
	GER	TRA						
31.03.2017								
RECETA OPERACIONAL LÍQUIDA	817.733	364.232	2.004.319	87.691	123.704	22.967	(123.635)	3.297.011
Receita operacional líquida com terceiros	741.449	343.573	1.996.094	69.224	123.704	22.967	-	3.297.011
Receita operacional líquida entre segmentos	76.284	20.659	8.225	18.467	-	-	(123.635)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(350.985)	(168.968)	(1.882.067)	(65.528)	(109.409)	(54.399)	123.635	(2.507.721)
Energia elétrica comprada para revenda	(10.694)	-	(1.119.526)	-	-	(23.175)	76.886	(1.076.509)
Encargos de uso da rede elétrica	(86.724)	-	(106.649)	-	-	-	24.362	(169.011)
Pessoal e administradores	(44.247)	(25.808)	(188.105)	(25.357)	(8.017)	(14.564)	-	(306.098)
Planos previdenciário e assistencial	(8.850)	(5.468)	(38.693)	(3.744)	(739)	(1.644)	-	(59.138)
Material	(2.650)	(1.122)	(14.230)	(568)	(629)	(172)	-	(19.371)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(5.061)	-	-	-	-	-	-	(5.061)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(82.339)	-	-	(82.339)
Serviços de terceiros	(27.801)	(4.985)	(81.432)	(14.707)	(6.037)	(4.932)	18.984	(120.910)
Depreciação e amortização	(94.270)	(1.168)	(70.981)	(9.299)	(7.047)	(313)	-	(183.078)
Provisão (reversão) para litígios e perdas em créditos tributários	2.003	(9.957)	(33.987)	(1.693)	855	(1.389)	-	(44.168)
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	(25.248)	-	-	-	-	(4.609)	-	(29.857)
Outras perdas estimadas, provisões e reversões	1.190	672	(24.689)	(1.016)	(831)	-	-	(24.674)
Custo de construção	-	(117.492)	(152.628)	-	(4.609)	-	-	(274.729)
Outros custos e despesas operacionais	(48.633)	(3.640)	(51.147)	(9.144)	(16)	(3.601)	3.403	(112.778)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	-	29.126	-	-	-	4.587	-	33.713
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	466.748	224.390	122.252	22.163	14.295	(26.845)	-	823.003
Receitas financeiras	26.064	2.591	77.653	2.616	9.293	48.500	(3.130)	163.587
Despesas financeiras	(129.204)	(48.337)	(61.952)	(7.672)	(5.778)	(69.795)	3.130	(319.608)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	363.608	178.644	137.953	17.107	17.810	(48.140)	-	666.982
Imposto de renda e contribuição social	(133.940)	(51.187)	(66.665)	(5.588)	(6.013)	13.681	-	(249.712)
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	229.668	127.457	71.288	11.519	11.797	(34.459)	-	417.270

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica			TEL	GÁS	HOL	Operações intersegmento	Consolidado
	GET		DIS					
	GER	TRA						
31.03.2016 - Reapresentado								
RECETA OPERACIONAL LÍQUIDA	748.392	167.896	2.086.195	78.085	159.951	-	(157.855)	3.082.664
Receita operacional líquida com terceiros	667.489	146.657	2.078.247	61.953	128.318	-	-	3.082.664
Receita operacional líquida entre segmentos	80.903	21.239	7.948	16.132	31.633	-	(157.855)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(404.867)	(107.503)	(2.172.193)	(57.446)	(146.936)	(41.873)	158.595	(2.772.223)
Energia elétrica comprada para revenda	(18.004)	-	(1.253.842)	-	-	-	71.975	(1.199.871)
Encargos de uso da rede elétrica	(76.815)	-	(209.140)	-	-	-	21.274	(264.681)
Pessoal e administradores	(43.974)	(19.012)	(169.769)	(20.792)	(7.895)	(13.689)	-	(275.131)
Planos previdenciário e assistencial	(10.364)	(4.722)	(39.020)	(4.814)	(645)	(3.943)	-	(63.508)
Material	(3.741)	(1.239)	(17.489)	(355)	(399)	(92)	-	(23.315)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(42.127)	-	-	-	-	-	31.633	(10.494)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(114.651)	-	-	(114.651)
Serviços de terceiros	(52.186)	(4.738)	(84.904)	(10.077)	(3.862)	(3.166)	28.643	(130.290)
Depreciação e amortização	(97.775)	(363)	(66.290)	(8.396)	(5.926)	(286)	-	(179.036)
Provisão (reversão) para litígios	7.166	1.935	(76.515)	(4.891)	(13)	(11.394)	-	(83.712)
Outras provisões e reversões	(1.877)	618	(35.588)	(345)	(157)	-	-	(37.349)
Custo de construção	-	(76.507)	(177.341)	-	(5.017)	-	-	(258.865)
Outros custos e despesas operacionais	(65.170)	(3.475)	(42.295)	(7.776)	(8.371)	(9.303)	5.070	(131.320)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(2.127)	22.358	-	-	-	25.535	1	45.767
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	341.398	82.751	(85.998)	20.639	13.015	(16.338)	741	356.208
Receitas financeiras	21.999	2.968	106.301	4.604	3.745	67.365	(742)	206.240
Despesas financeiras	(174.670)	(32.932)	(77.178)	(8.573)	(4.933)	(73.544)	-	(371.830)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	188.727	52.787	(56.875)	16.670	11.827	(22.517)	(1)	190.618
Imposto de renda e contribuição social	(66.940)	(10.104)	17.728	(5.501)	(4.211)	13.669	-	(55.359)
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	121.787	42.683	(39.147)	11.169	7.616	(8.848)	(1)	135.259

35.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.03.2017	GET		DIS	TEL	GÁS	HOL	Consolidado
	GER	TRA					
Imobilizado							
Adições	125.912	-	-	39.899	-	258	166.069
Intangível							
Adições	-	666	161.481	341	4.515	310	167.313

36 Instrumentos Financeiros

36.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE	nº	Nível	31.03.2017 - Reapresentado		31.12.2016 - Reapresentado	
				Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros							
Valor justo por meio do resultado							
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1		945.591	945.591	982.073	982.073
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1		3.357	3.357	3.385	3.385
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2		79.651	79.651	125.294	125.294
				1.028.599	1.028.599	1.110.752	1.110.752
Empréstimos e recebíveis							
Cauções e depósitos vinculados (a)				276	276	1.294	1.294
Cientes (a)	7			2.717.842	2.717.842	2.488.141	2.488.141
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (d)	8			1.524.500	1.603.906	1.522.735	1.610.269
Contas a receber vinculadas à concessão (e)	10			2.909.055	2.909.055	2.612.418	2.612.418
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (f)	10			592.459	679.654	586.706	673.545
Estado do Paraná - Programas do Governo (a)	15.1			155.141	155.141	155.141	155.141
Caução STN (c)	23.1			70.948	50.549	73.074	47.166
				7.970.221	8.116.423	7.439.509	7.587.974
Disponíveis para venda							
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1		1.522	1.522	1.567	1.567
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2		204.609	204.609	201.499	201.499
Contas a receber vinculadas à concessão (g)	10	3		628.121	628.121	614.806	614.806
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (h)	11	3		67.633	67.633	67.401	67.401
Outros investimentos temporários (i)	16	1		417.500	417.500	408.297	408.297
Outros investimentos temporários (i)	16	3		73.361	73.361	-	-
				1.392.746	1.392.746	1.293.570	1.293.570
Total dos ativos financeiros				10.391.566	10.537.768	9.843.831	9.992.296
Passivos Financeiros							
Outros passivos financeiros							
Passivos financeiros setoriais (a)	9			442.096	442.096	278.992	278.992
Parcelamento junto a Receita Federal do Brasil (c)	13.3			187.887	176.469	198.527	183.573
Fornecedores (a)	22			1.195.730	1.195.730	1.292.350	1.292.350
Empréstimos e financiamentos (c)	23			3.988.626	3.730.501	4.046.293	3.677.926
Debêntures (j)	24			4.929.051	4.929.051	4.790.809	4.790.809
Contas a pagar vinculadas à concessão (k)	28			567.615	645.575	565.542	640.839
Total dos passivos financeiros				11.311.005	11.119.422	11.172.513	10.864.489

Os três níveis de hierarquia para apuração do valor justo são apresentados a seguir:

Nível 1: obtidos de preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos;

Nível 2: obtidos por meio de outras variáveis além dos preços cotados incluídos no Nível 1, que são observáveis para o ativo ou passivo; e

Nível 3: obtidos por meio de técnicas de avaliação que incluem variáveis para o ativo ou passivo, mas que não têm como base os dados observáveis de mercado.

Apuração dos valores justos

- a) Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e prazo de realização.
- b) Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.
- c) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, 124,5% do CDI para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- d) Utilizada como premissa a comparação com o título Notas do Tesouro Nacional - NTN-B, de longo prazo e pós-fixado, a NTN-B Principal com vencimento em 15.08.2024, que paga em torno de 5,31% a.a. mais IPCA.
- e) Os critérios e as premissas estão divulgados na NE nº 4.4.9 das demonstrações financeiras de 31.12.2016, concessão de transmissão.
- f) Créditos a receber relacionados ao contrato de concessão de prestação de serviço de geração de energia elétrica em regime de cotas, tendo seu valor justo calculado pelo fluxo de entradas de caixa esperado, descontado à taxa estipulada no edital do leilão nº 12/2015 Aneel (9,04%), melhor taxa para utilizar como referência de mercado para este direito.
- g) Os critérios e as premissas estão divulgados na NE nº 4.4.9 das demonstrações financeiras de 31.12.2016, concessão de distribuição. A mutação ocorrida no primeiro trimestre de 2017 está demonstrada na NE nº 10.1.
- h) Os ativos de geração têm valores justos equivalentes aos valores contábeis, conforme NE nº 4.4.10 das demonstrações financeiras de 31.12.2016.
- i) Calculado conforme cotações de preços publicadas em mercado ativo, para os ativos classificados como nível 1, e determinado usando o modelo de fluxo de caixa descontado para os classificados como nível 3.
- j) Calculado conforme cotação do Preço Unitário - PU em 31.03.2017, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar.
- k) Utilizada a taxa de desconto real e líquida, de 8,63% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.

36.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

Os negócios da Companhia estão expostos aos seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

36.2.1 Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de incorrer em perdas decorrentes de um cliente ou de uma contraparte em um instrumento financeiro, resultantes da falha destes em cumprir com suas obrigações contratuais.

Consolidado	31.03.2017	31.12.2016
Exposição ao risco de crédito	Reapresentado	Reapresentado
Caixa e equivalentes de caixa (a)	945.591	982.073
Títulos e valores mobiliários (a)	289.139	331.745
Cauções e depósitos vinculados (a)	71.224	74.368
Clientes (b)	2.717.842	2.488.141
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	1.524.500	1.522.735
Contas a receber vinculadas à concessão (d)	3.537.176	3.227.224
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (e)	592.459	586.706
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (f)	67.633	67.401
Estado do Paraná - Programas do Governo (g)	155.141	155.141
Outros investimentos temporários (h)	490.861	408.297
	10.391.566	9.843.831

- a)** A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos, considerando sua política em aplicar praticamente todos os recursos em instituições bancárias federais. Excepcionalmente, por força legal e/ou regulatória, a Companhia aplica recursos em bancos privados considerados de primeira linha.
- b)** Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas, resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Tal risco está intimamente relacionado a fatores internos e externos à Copel. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gerência das contas a receber, detectando as classes de consumidores com maior possibilidade de inadimplência, suspendendo o fornecimento de energia e implementando políticas específicas de cobrança, atreladas a garantias reais ou fidejussórias para débitos superiores a R\$ 200.
- c)** A Administração considera o risco deste crédito reduzido, visto que as amortizações são garantidas com recursos oriundos de dividendos.
- d)** A Administração considera bastante reduzido o risco desse crédito, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, referente aos investimentos efetuados em infraestrutura e que não foram recuperados por meio da tarifa até o vencimento da concessão, especificamente a atividade de transmissão, tendo em vista que a RAP é uma receita garantida, portanto sem risco de demanda.

Para o valor relativo aos ativos RBSE existentes em 31.05.2000, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 589/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição - VNR. Tendo em vista que em 20.04.2016, por meio da Portaria MME nº 120, o Poder Concedente definiu a forma e prazo de recebimento deste ativo regulamentado pela Resolução Normativa Aneel nº 762/2017, a Administração considera como reduzido o risco de crédito.

- e)** A Administração considera bastante reduzido o risco deste crédito, visto que o contrato celebrado de venda da energia por cotas garante o recebimento de uma Receita Anual de Geração - RAG garantida que inclui a amortização anual deste valor durante o prazo da concessão.

- f) Para os ativos de concessão de geração, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 596/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do VNR, para fins de indenização. Apesar do Poder Concedente ainda não ter divulgado a forma do pagamento da remuneração dos ativos e de existirem incertezas quanto a homologação dos investimentos realizados, a expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados.
- g) A Administração considera bastante reduzido o risco deste crédito, uma vez que tratam-se de programas específicos junto ao Governo do Estado, a destacar o Programa Luz Fraterna (NE nº 37.a).
- h) Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas, resultantes da volatilidade do mercado de ações. Esse tipo de risco envolve fatores externos e vem sendo administrado através de acompanhamento periódico das variações ocorridas no mercado.

36.2.2 Risco de liquidez

O risco de liquidez da Companhia é representado pela possibilidade de insuficiência de recursos, caixa ou outro ativo financeiro, para liquidar as obrigações nas datas previstas.

A Companhia faz a administração do risco de liquidez com um conjunto de metodologias, procedimentos e instrumentos, aplicados no controle permanente dos processos financeiros, a fim de garantir o adequado gerenciamento dos riscos.

Os investimentos são financiados por meio de dívidas de médio e longo prazos junto a instituições financeiras e ao mercado de capitais.

São desenvolvidas projeções econômico-financeiras de curto, médio e longo prazos, as quais são submetidas à apreciação pelos órgãos da Administração. Anualmente ocorre a aprovação do orçamento empresarial para o próximo exercício.

As projeções econômico-financeiras de médio e longo prazos abrangem períodos mensais cobrindo os próximos cinco anos. A projeção de curto prazo considera períodos diários cobrindo os próximos 90 dias.

A Companhia monitora permanentemente o volume de recursos a serem liquidados por meio de controle do fluxo de caixa, objetivando reduzir o custo de captação, o risco de renovação dos empréstimos e a aderência à política de aplicações financeiras, mantendo-se um nível de caixa mínimo.

A tabela a seguir demonstra valores esperados de liquidação, não descontados, em cada faixa de tempo. As projeções foram efetuadas com base em indicadores financeiros vinculados aos respectivos instrumentos financeiros, previstos nas medianas das expectativas de mercado do Relatório Focus, do Banco Central do Brasil, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para o ano seguinte. A partir de 2019, repetem-se os indicadores de 2018 até o horizonte da projeção.

Consolidado	Juros (a)	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Passivo Total
31.03.2017							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 23	27.842	139.127	1.612.599	1.825.951	1.528.514	5.134.033
Debêntures	NE nº 24	51.001	578.215	878.429	3.971.384	603.824	6.082.853
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	5.495	10.990	50.408	294.773	1.732.377	2.094.043
Eletrobras - Itaipu	Dólar	-	185.491	857.949	4.950.490	2.281.619	8.275.549
Outros fornecedores	-	818.529	171.940	149.441	55.462	358	1.195.730
Obrigações de compra	IGP-M e IPCA	-	2.037.553	3.260.975	18.587.382	123.267.655	147.153.565
Parcelamento junto a Receita Federal do Brasil	Selic	5.263	10.626	49.376	143.030	-	208.295
Passivos Financeiros Setoriais	Selic	23.141	46.851	219.526	190.686	-	480.204
		931.271	3.180.793	7.078.703	30.019.158	129.414.347	170.624.272
31.12.2016							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 23	90.265	164.214	1.588.764	1.873.952	1.556.703	5.273.898
Debêntures	NE nº 24	8.725	19.929	1.545.694	4.147.064	583.869	6.305.281
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	5.494	10.988	50.331	300.343	1.850.518	2.217.674
Eletrobras - Itaipu	Dólar	-	193.346	893.025	5.104.889	2.698.195	8.889.455
Outros fornecedores	-	1.106.430	21.619	124.060	40.239	2	1.292.350
Obrigações de compra	IGP-M e IPCA	-	1.497.009	3.129.899	17.686.276	94.007.720	116.320.904
Parcelamento junto a Receita Federal do Brasil	Selic	5.133	10.392	48.578	161.534	-	225.637
Passivos Financeiros Setoriais	Selic	13.071	26.537	125.315	144.590	-	309.513
		1.229.118	1.944.034	7.505.666	29.458.887	100.697.007	140.834.712

Em 31.03.2017, a Copel apresentou um capital circulante líquido negativo de R\$ 333.274 e o Consolidado de R\$ 1.349.060. A Administração, quando da definição do orçamento empresarial para o exercício de 2017, definiu ações para equacionamento da capacidade financeira de curto prazo, preservando os programas de investimentos da Companhia, bem como buscando o alongamento da dívida.

Conforme divulgado nas NEs nºs 23.5 e 24.3, a Companhia e suas controladas têm empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) que podem exigir a antecipação do pagamento destas obrigações.

36.2.3 Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que o valor justo ou os fluxos de caixa futuros de instrumento financeiro oscilem devido a mudanças nos preços de mercado, tais como as taxas de câmbio, taxas de juros e preços de ações. O objetivo do gerenciamento desse risco é controlar as exposições, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno.

a) **Risco cambial - dólar norte-americano**

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de flutuações nas taxas de câmbio que reduzam saldos ativos ou aumentem saldos passivos em moeda estrangeira.

A dívida em moeda estrangeira da Companhia não é significativa e não existe exposição a operações com derivativos de câmbio. A Companhia mantém monitoramento das taxas cambiais.

O efeito da variação cambial decorrente do contrato de compra de energia da Eletrobras (Itaipu) é repassado no próximo reajuste tarifário da Copel DIS.

O risco cambial na compra de gás decorre da possibilidade de a Compagás computar prejuízos decorrentes de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando o valor em reais das contas a pagar sobre o gás adquirido da Petrobras. Este risco é mitigado pelo monitoramento e repasse da variação de preços aos clientes via tarifa, quando possível. A Compagás mantém monitoramento permanente dessas flutuações.

Análise de sensibilidade do risco cambial

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto da depreciação cambial do Dólar Norte-Americano sobre seus Empréstimos e Financiamentos expostos a tais riscos.

Para o cenário base, foram considerados os saldos existentes nas respectivas contas em 31.03.2017 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio – fim de período (R\$/US\$ 3,23) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2017 do Relatório Focus do Bacen de 28.04.2017. Para os cenários adverso e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no Cenário Provável.

Risco cambial	Risco	Base 31.03.2017	Cenários projetados - dez.2017		
			Provável	Adverso	Remoto
Ativos financeiros					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	70.948	1.379	(16.702)	(34.784)
		70.948	1.379	(16.702)	(34.784)
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos - STN	Alta do dólar	(85.329)	(1.659)	(23.406)	(45.153)
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(178.892)	(3.478)	(49.071)	(94.663)
Petrobras (aquisição de gás pela Compagás)	Alta do dólar	(109.588)	(2.131)	(30.060)	(57.990)
		(373.809)	(7.268)	(102.537)	(197.806)

Além da análise de sensibilidade exigida pela Instrução CVM nº475/2008, a Companhia avalia seus instrumentos financeiros considerando os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1) Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto em 31.03.2017, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela acima, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

b) Risco de taxa de juros e variações monetárias

Risco de a Companhia incorrer em perdas, por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores, que diminuam as receitas financeiras ou aumentem as despesas financeiras relativas aos ativos e passivos captados no mercado.

A Companhia não celebrou contratos de derivativos para cobrir este risco, mas vem monitorando continuamente as taxas de juros e indexadores de mercado, a fim de observar eventual necessidade de contratação.

Análise de sensibilidade do risco de taxa de juros e variações monetárias

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto de taxas de juros pós-fixadas e de variações monetárias sobre seus ativos e passivos financeiros expostos a tais riscos.

Para o cenário base, foram considerados os saldos existentes nas respectivas contas em 31.03.2017 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação dos indicadores: CDI/Selic – 8,50%, IPCA – 4,03%, IGP-DI – 2,70%, IGP-M – 2,71% e TJLP – 7,00%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2017 do Relatório Focus do Bacen de 28.04.2017.

Para os cenários adverso e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no Cenário Provável.

Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	Base - 31.03.2017	Cenários projetados - dez.2017		
		Reapresentado	Provável	Adverso	Remoto
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	289.139	18.244	13.727	9.169
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	276	17	13	8
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Baixa IGP-DI	1.524.500	30.768	23.095	15.410
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	4.129.635	124.200	93.264	62.253
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	Indefinido (a)	67.633	-	-	-
Estado do Paraná - Programas do Governo	Risco reduzido	155.141	-	-	-
		6.166.324	173.229	130.099	86.840
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(1.440.208)	(90.871)	(113.306)	(135.634)
BNDES	Alta TJLP	(1.661.797)	(86.502)	(107.904)	(129.220)
Notas promissórias	Alta CDI	(603.084)	(38.052)	(47.447)	(56.796)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(126.261)	(6.572)	(8.198)	(9.818)
Eletrobrás - RGR, Caixa Econômica Federal e Finep	Sem Risco	(71.947)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(4.411.890)	(278.371)	(347.098)	(415.497)
Debêntures	Alta IPCA	(328.974)	(9.894)	(12.352)	(14.805)
Debêntures	Alta TJLP	(188.187)	(9.796)	(12.219)	(14.633)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(442.096)	(27.894)	(34.781)	(41.635)
Parcelamento junto a Receita Federal do Brasil	Alta Selic	(187.887)	(11.855)	(14.782)	(17.695)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(520.234)	(10.538)	(13.162)	(15.781)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(47.381)	(1.425)	(1.779)	(2.132)
		(10.029.946)	(571.770)	(713.028)	(853.646)

(a) Avaliação do risco ainda carece de regulamentação por parte do Poder Concedente.

Além da análise de sensibilidade exigida pela Instrução CVM nº475/2008, a Companhia avalia seus instrumentos financeiros considerando os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1). Baseado na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto em 31.03.2017, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela acima, uma vez que as premissas

utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

36.2.4 Risco quanto à escassez de energia

Aproximadamente 61,0% da capacidade instalada no país atualmente é proveniente de geração hidrelétrica, o que torna o Brasil e a região geográfica em que operamos sujeitos a condições hidrológicas que são imprevisíveis, devido a desvios não cíclicos da precipitação média. Condições hidrológicas desfavoráveis podem causar, entre outras coisas, a implementação de programas abrangentes de economia de eletricidade, tais como uma racionalização ou até uma redução obrigatória de consumo, que é o caso de um racionamento.

A partir de 2014, os reservatórios das regiões Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste enfrentaram situações climáticas adversas, levando os órgãos responsáveis pelo setor a adotarem medidas de otimização dos recursos hídricos para garantir o pleno atendimento à carga.

A crise econômica pela qual o país está passando teve um reflexo significativo no consumo de energia elétrica, praticamente estagnando o seu crescimento nos últimos 2 anos, sendo determinante para evitar uma maior dificuldade no atendimento pleno do mercado.

Em relação ao curto prazo, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE informou que o risco de qualquer déficit de energia está dentro margem de segurança. O mesmo posicionamento é adotado pelo ONS em relação ao risco de déficit no médio prazo, conforme apresentado no PEN 2016 - Plano da Operação Energética 2016-2020.

Embora os estoques armazenados nos reservatórios não sejam os ideais, sob o ponto de vista dos órgãos reguladores, quando combinados com outras variáveis, como o menor crescimento do consumo, são suficientes para manter o risco de déficit dentro da margem de segurança estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE (risco máximo de 5%) em todos os subsistemas.

36.2.5 Risco quanto aos impactos do GSF

O Mecanismo de Realocação de Energia - MRE é um sistema de redistribuição de energia gerada, característico do setor elétrico brasileiro, que tem sua existência pelo entendimento, à época, na necessidade de uma operação centralizada associada a um preço ótimo calculado centralmente, conhecido como PLD. Como os geradores não possuem controle sobre a sua produção, cada usina recebe uma determinada quantidade virtual de energia à qual pode ser comprometida por meio de contratação bilateral. Este valor, que possibilita registros de contratos bilaterais, é conhecido como Garantia Física - GF e, assim como o PLD, também é calculado centralmente.

Mensalmente, a GF comprometida com contratos bilaterais necessita ser lastreada por geração de energia elétrica. Isto é realizado, basicamente, através de alocação de energia gerada recebida do MRE ou compra de geração valorada ao PLD. O GSF é a relação entre toda a geração hidrelétrica dos participantes do MRE e o somatório da GF de todas as usinas do MRE. Basicamente, o GSF é utilizado para calcular quanto cada usina receberá de geração para lastrear sua GF. Assim, conhecendo o GSF de um dado mês a empresa poderá saber se necessitará lastrear seus contratos bilaterais via compras ao PLD.

Sempre que a multiplicação do GSF pela GF for menor que o somatório dos contratos bilaterais, as empresas necessitarão comprar a diferença no curto prazo. No entanto, para o situação da multiplicação do GSF pela GF ser maior que os contratos bilaterais, a empresa recebe a diferença ao PLD.

As baixas afluências registradas, desde 2014, bem como problemas com atrasos na expansão do sistema de transmissão tiveram como consequência baixos valores de GSF, resultando em fortes perdas para as empresas detentoras de empreendimentos hidroelétricos participantes do MRE.

Para as usinas com contratos no Ambiente de Contratação Livre - ACL, a principal forma de gerenciar o risco de GSF baixo é não comprometer toda a GF com contratos bilaterais, atualmente é abordagem adotada pela Copel.

Para os contratos no ACR, a Lei nº 13.203/2015, permitiu aos geradores contratarem um seguro, junto à carga, mediante pagamento de um Prêmio de Risco. A Copel adotou esta abordagem para proteção dos contratos vinculados a energia produzida pelas UHEs Mauá, Foz do Areia, Santa Clara e Fundão.

Para o segmento de distribuição, os efeitos do GSF são percebidos nos custos dos contratos por disponibilidade, bem como nos custos associados à cotas de Itaipu, Angra e das usinas cujas concessões foram renovadas de acordo com a Lei 12.783/2013. Trata-se, contudo, de um risco financeiro, uma vez que é garantida a neutralidade das despesas com a compra de energia, por meio de repasse tarifário.

36.2.6 Risco de não prorrogação das concessões de geração e transmissão

A Copel GeT protocolou, em 24.03.2017, junto à Aneel, sua intenção em prorrogar a outorga da concessão de geração da UTE Figueira, ressaltando, porém, que firmará os necessários contratos e/ou aditivos, somente após conhecer e aceitar os termos contratuais e as regras que orientarão todo processo relacionado à prorrogação da outorga. Para as demais usinas, a data limite para se manifestar pela prorrogação ou não das concessões de geração estão demonstradas a seguir:

Usina	Data limite para manifestação
UHE Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	17.09.2018
UHE Apucarantina	12.10.2020
UHE Chaminé	16.08.2021
UHE Guaricana	16.08.2021

Essas usinas representam uma Garantia Física de 620,69 MW médios. Atualmente, a prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição alcançadas pelos artigos 17, 19 e 22 da Lei nº 9.074/1995 é disciplinada pela Lei nº 12.783/2013. Segundo esta lei, a prorrogação é facultada à aceitação expressa das condições daquela Lei, tais como: (i) receita fixada conforme critérios estabelecidos pela Aneel; (ii) alteração da remuneração de preço para tarifa calculada pela Aneel para cada usina; (iii) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição; (iv) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel; e (v) concordância com os valores estabelecidos como indenização dos ativos vinculados à concessão.

As concessões de geração de energia hidrelétrica, transmissão e distribuição de energia elétrica poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 anos. Contudo, para as concessões de geração de energia termelétrica, o prazo de prorrogação ficou limitado a até 20 anos.

O atual regramento regulatório também define que a concessionária tem um prazo de antecedência para solicitar a prorrogação da concessão de até 60 meses da data final do contrato ou ato de outorga para usinas de geração de energia hidrelétrica, transmissão e distribuição de energia elétrica e de 24 meses para as usinas de geração termelétricas.

Também é definido que, se o concessionário optar pela prorrogação da concessão, o Poder Concedente poderá antecipar os efeitos da prorrogação em até 60 meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga, inclusive, definindo a tarifa ou receita inicial.

A Companhia procederá análises para a tomada de decisão em optar ou não pela prorrogação das concessões das usinas, frente às condições impostas pelo Poder Concedente, visando a preservação de seus níveis de rentabilidade.

No caso de não antecipação da prorrogação, o Poder Concedente licitará as concessões na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 anos, considerando no julgamento da licitação o menor valor de tarifa e a maior oferta de pagamento da bonificação pela outorga.

Em 2012, a Copel GeT prorrogou o Contrato de Concessão de Transmissão nº 060/2001, estendendo sua principal concessão de transmissão até 31.12.2042.

Em 2016, após ter vencido a licitação promovida pela Aneel, a Copel GeT teve renovada até 05.01.2046 a concessão da UHE Governador Parigot de Souza, com capacidade instalada de 260 MW e garantia física de 109 MW médios.

36.2.7 Risco de não prorrogação da concessão de distribuição

Recentemente, nos termos do aditivo ao contrato de concessão nº 46/1999 da Copel DIS, a concessão foi prorrogada, condicionada à parâmetros de qualidade e eficiência na prestação do serviço de distribuição, mensurados por indicadores que consideram a duração e a frequência das interrupções do serviço (DECi e FECi) e a eficiência na gestão econômica e financeira da empresa.

O Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão impõe condicionantes de eficiência econômico-financeira e de qualidade. O descumprimento das condições por dois anos consecutivos ou de quaisquer dos limites ao final do período dos primeiros cinco anos acarretará na extinção da concessão. A partir do sexto ano subsequente à celebração do contrato, o descumprimento dos critérios de qualidade por três anos consecutivos ou de gestão econômico-financeira por dois anos consecutivos implicará na abertura do processo de caducidade. Adicionalmente, o descumprimento das metas globais de indicadores de continuidade coletivos por dois anos consecutivos ou três vezes em cinco anos, poderá suscitar na limitação de distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre capital próprio, enquanto que o descumprimento dos indicadores de sustentabilidade econômico-financeira refletirá na necessidade de aporte de capital dos acionistas controladores.

A tabela a seguir apresenta as metas definidas para a Copel DIS nos primeiros cinco anos da renovação:

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Qualidade (limite estabelecido) (a)		Qualidade (realizado)	
		DECI (b)	FECi (b)	DECI (b)	FECi (b)
2016		13,61	9,24	10,82	7,23
2017	LAJIDA \geq 0	12,54	8,74	-	-
2018	LAJIDA (-) QRR \geq 0 (c)	11,23	8,24	-	-
2019	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} \leq 1 / (0,8 * SELIC) (c) (d)	10,12	7,74	-	-
2020	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} \leq 1 / (1,11 * SELIC) (c) (d)	9,83	7,24	-	-

(a) Conforme NT 0335/2015 Aneel.

(b) DECI - Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora; e FECi - Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora.

(c) QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Será o valor definido na última Revisão Tarifária Periódica - RTP, acrescido do IGP-M entre o mês anterior ao da RTP e o mês anterior ao do período de 12 meses da aferição de sustentabilidade econômico-financeira.

(d) Selic: limitada a 12,87% a.a.

36.2.8 Risco de sobrecontratação e subcontratação de energia elétrica

O processo de compra de energia elétrica pelas distribuidoras é regulado pela Lei 10.848/2014 e pelo Decreto nº 5.163/2004, que determinam que estas devem adquirir o volume necessário para o atendimento de 100% de seu mercado, através de leilões do ACR.

A verificação sobre a contratação da totalidade do mercado é realizada observando-se o período compreendido pelo ano civil, sendo que a diferença entre os custos remunerados pela tarifa e os efetivamente realizados com a compra de energia são integralmente repassados aos consumidores cativos, desde que: (i) apresente nível de contratação entre 100% e 105% do seu mercado; (ii) apresente nível inferior a 100% - tendo, portanto, ficado exposta ao risco de compra de energia ao PLD, caso seja reconhecida a condição de subcontratação involuntária; e (iii) a distribuidora apresente nível superior a 105% - tendo, portanto, ficado exposta ao risco de venda de energia ao PLD, caso seja reconhecida a condição de sobrecontratação involuntária.

Ou seja, ainda que as distribuidoras apurem níveis de contratação inferiores ou superiores aos limites regulatórios, existe a garantia de neutralidade caso se identifique que tal violação decorre de acontecimentos extraordinários e imprevisíveis, que não permite gerenciamento.

Por outro lado, caso a violação dos limites de contratação seja decorrente de ações voluntárias das distribuidoras, estas ficarão sujeitas ao risco da exposição do mercado de curto prazo, que poderá se revelar vantajoso ou prejudicial conforme o valor do PLD.

Assim como no ano de 2016, em 2017 as distribuidoras vivenciam um cenário de sobrecontratação generalizada, sendo que a maioria das empresas apuraram nível de contratação superior a 105%, decorrente de fatores econômicos como a queda do consumo relacionada a crise do país, e setoriais, a alocação de Contratos de Cotas de Garantia Física e a migração dos consumidores especiais para o mercado livre.

No que tange às questões setoriais, por meio da Resolução Normativa nº 706/2016, a Aneel reconheceu como sobrecontratação involuntária a alocação de cotas de garantia física das usinas hidrelétricas enquadradas na Lei nº 12.783/2013, acima do montante de reposição das distribuidoras.

Mais recentemente, por meio do Despacho nº 1.143/2017, a Aneel formalizou a possibilidade das distribuidoras terem reconhecido como sobrecontratação involuntária a migração de consumidores para o ACL. Para tanto, terá sua situação particular individualmente avaliada, sob o princípio do máximo esforço preconizado pelo Art. 6º da Resolução Normativa nº 453/2011.

Nesse sentido, a Copel DIS realizou todos os esforços possíveis, previstos em regulamento, para mitigar a sobrecontratação gerada pela migração de consumidores especiais para o mercado livre e solicitou junto à Aneel que eventual sobrecontratação relativo a esse tema fosse considerada como involuntária.

36.2.9 Risco quanto à escassez de gás

Risco decorrente de eventual período de escassez no fornecimento de gás natural, para atender às atividades relacionadas à distribuição de gás e geração de energia termelétrica.

Um período prolongado de escassez de gás poderia impactar em perdas em razão da redução de receitas das controladas Compagás e UEG Araucária.

36.3 Gerenciamento de capital

A Companhia busca conservar uma sólida base de capital para manter a confiança do investidor, credor e mercado e garantir o desenvolvimento futuro dos negócios. Procura manter um equilíbrio entre os mais altos retornos possíveis com níveis adequados de empréstimos e as vantagens e a segurança proporcionadas por uma posição de capital saudável. Assim, maximiza o retorno para todas as partes interessadas em suas operações, otimizando o saldo de dívidas e patrimônio.

A Companhia monitora o capital usando um índice representado pela dívida líquida consolidada ajustada, dividido pelo lucro antes dos juros, imposto de renda, depreciação e amortização - Lajida (*earnings before interest, taxes, depreciation and amortization - Ebitda*) consolidado, ajustado dos últimos doze meses. A meta corporativa estabelecida no planejamento estratégico prevê a manutenção anual do índice abaixo de 3,5, sendo que a eventual expectativa de não conformidade daquele indicador enseja ações por parte da Administração no intuito de corrigir o curso das apurações até o final de cada exercício.

36.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2017	31.12.2016	31.03.2017	31.12.2016
Endividamento	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado
Empréstimos e financiamentos	974.151	1.015.360	3.988.626	4.046.293
Debêntures	1.052.014	1.017.099	4.929.051	4.790.809
(-) Caixa e equivalentes de caixa	16.820	46.096	945.591	982.073
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	91	149	89.064	136.649
Dívida líquida	2.009.254	1.986.214	7.883.022	7.718.380
Patrimônio líquido	15.134.514	14.718.098	15.390.433	14.978.142
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,13	0,13	0,51	0,52

37 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
	31.03.2017	31.12.2016	31.03.2017	31.12.2016	31.03.2017	31.03.2016	31.03.2017	31.03.2016
Controlador								
Estado do Paraná - dividendos	-	-	83.786	83.786	-	-	-	-
Repasso CRC (NE nº 8)	1.524.500	1.522.735	-	-	26.418	57.468	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	166.556	167.674	-	-	-	-	-	-
Obras da Copa do Mundo de 2014 (NE nº 15.1.2)	14.266	14.266	-	-	-	-	-	-
Programa Morar Bem Paraná (NE nº 15.1.3)	24.985	24.985	-	-	-	-	-	-
Empregados cedidos (b)	28	302	-	-	-	-	-	-
Serviços de telecomunicações (c)	53.447	48.794	-	-	9.877	8.586	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (d)	-	-	154	164	-	-	(467)	(438)
Entidades com influência significativa								
BNDES e BNDESPAR - dividendos (e)	-	-	57.218	57.218	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 23)	-	-	1.661.797	1.692.775	-	-	(36.855)	(37.923)
Debêntures - Compagás (NE nº 24)	-	-	57.185	61.786	-	-	(1.542)	(1.042)
Debêntures - eólicas (f)	-	-	292.325	295.188	-	-	(8.420)	-
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (c) (g)	30	32	2	-	886	730	(402)	(337)
Dividendos	16.817	16.817	-	-	-	-	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto								
Dominó Holdings - dividendos	5.123	5.123	-	-	-	-	-	-
Voltalia São Miguel do Gostoso - mútuo (NE nº 15.4)	30.064	28.968	-	-	983	918	-	-
Dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
Costa Oeste Transmissora de Energia (h) (i) (j)	75	72	46	73	255	275	(567)	(928)
Dividendos	1.751	1.751	-	-	-	-	-	-
Marumbi Transmissora de Energia (h) (j)	285	285	53	55	856	1.512	(226)	(201)
Dividendos	3.845	3.845	-	-	-	-	-	-
Caiuá Transmissora de Energia (h) (i) (j)	322	308	187	356	924	-	(4.111)	(3.737)
Dividendos	1.991	1.991	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (h) (j)	-	-	74	76	-	-	(431)	(431)
Dividendos	4.012	4.012	-	-	-	-	-	-
Matrinchã Transmissora de Energia (h) (j)	-	-	321	326	-	-	(1.925)	(603)
Dividendos	23.213	23.213	-	-	-	-	-	-
Transmissora Sul Brasileira (h) (j)	-	-	133	149	-	-	(788)	(846)
Guaraciaba Transmissora de Energia (h) (j)	-	-	166	173	-	-	(983)	-
Dividendos	5.512	5.512	-	-	-	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia (j)	-	-	-	-	-	-	(65)	-
Dividendos	3.051	3.051	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia - dividendos	1.224	1.224	-	-	-	-	-	-
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (k)	-	-	1.436	1.436	-	-	(4.170)	(4.216)
Foz do Chopim Energética Ltda. (c) (h)	160	161	-	-	488	582	-	-
Sercomtel S.A. Telecomunicações (c) (l)	3.842	2.787	-	-	2.020	2.493	-	-
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 33.2)	-	-	-	-	-	-	(5.711)	(4.854)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 25)	-	-	-	-	-	-	(271)	(247)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel (c)	48	52	-	-	77	74	-	-
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	342	340	-	-	(4.223)	(3.555)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 25)	-	-	781.657	769.865	-	-	-	-
Lactec (m)	-	-	1.350	1.743	-	-	(1.005)	(3.789)

- a) O Programa Luz Fraterna, instituído e alterado pelas leis estaduais nº 491/2003 e 17.639/2013, permite ao Estado do Paraná quitar as contas de energia elétrica de famílias paranaenses de baixa renda (devidamente cadastradas) quando o consumo não ultrapassar o limite de 120 kWh no mês. O benefício é válido para ligações elétricas residenciais de padrão monofásico, ligações rurais monofásicas e rurais bifásicas com disjuntor de até 50 ampères. Também é preciso que o titular não tenha outra conta de luz no seu nome e não tenha débitos em atraso com a Copel DIS.

A partir de agosto de 2016, foram realizadas quitações mensais de forma tempestiva. Até o mês de janeiro de 2017, as quitações foram realizadas através de depósitos bancários e as quitações nos meses de fevereiro e março de 2017 ocorreram através de compensação com crédito presumido de ICMS, conforme Ofício da Secretaria de Estado da Fazenda, previsto no Decreto nº 2.789/2015.

Do saldo em 31.03.2017, o valor de R\$ 115.890 está contabilizado na Controladora, na conta de Partes Relacionadas, conforme NE nº 15.1.1.

- b)** Ressarcimento do valor correspondente a remuneração e encargos sociais de empregados cedidos ao Estado do Paraná. Os saldos apresentados são líquidos da PECLD, no valor de R\$ 1.393, em 31.03.2017 (R\$ 1.749, em 31.12.2016).
- c)** Receita proveniente de serviços de telecomunicações prestados pela Copel TEL.
- d)** O Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar é uma unidade complementar do Serviço Social Autônomo Paraná Tecnologia, vinculado à Secretaria de Estado da Ciência, Tecnologia e Ensino Superior. O Simepar mantém com a Copel DIS, com vigência até 07.08.2017, contratos de prestação de serviços de previsão do tempo, laudos meteorológicos, análise de ampacidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.
- e)** O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR que tem influência significativa sobre a Copel (NE nº 31.1).
- f)** O BNDES e a BNDESPAR adquiriram o total das debêntures emitidas pelas controladas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel (NE nº 24).
- g)** Saneamento básico prestado pela Sanepar.
- h)** Encargos de uso do Sistema de Transmissão e receita proveniente de contratos de operação e manutenção e de prestação de serviço de engenharia com a Copel GeT.
- i)** A Copel DIS mantém com as empresas Costa Oeste Transmissora de Energia e Caiuá Transmissora de Energia Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT, com vencimento até a extinção da concessão da distribuidora ou da transmissora, o que ocorrer primeiro.
- j)** A Copel DIS mantém Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - Cust com o ONS e com as concessionárias de transmissão de energia, o qual tem por objeto a contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão - Must. A contratação é de caráter permanente e é regulamentada pela Resolução Normativa Aneel nº 666/2015. Os montantes são definidos para os quatro anos subsequentes, com revisões anuais.
- k)** Contrato de compra e venda de energia, realizado entre a Dona Francisca Energética e a Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.
- l)** Contrato de compartilhamento de postes, realizado entre a Sercomtel S.A. Telecomunicações e a Copel DIS, com vencimento em 28.12.2018.

m) O Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec é uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público - Oscip, na qual a Copel é uma associada. O Lactec mantém contratos de prestação de serviços e de pesquisa e desenvolvimento com a Copel GeT e com a Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel.

Os saldos do ativo referem-se a P&D e PEE, contabilizados no Circulante, na conta Serviços em curso, na qual devem permanecer até a conclusão do projeto, conforme determinação da Aneel.

Os valores decorrentes das atividades operacionais da Copel DIS com as partes relacionadas são faturados de acordo com as tarifas homologadas pela Aneel.

37.1 Avais e garantias concedidos às partes relacionadas

Os avais e garantias concedidos pela Copel às suas controladas na emissão de financiamentos e de debêntures são informados nas NEs nºs 23 e 24.

A Copel forneceu garantias financeiras, na modalidade de carta fiança corporativa, para contratos de compra de energia elétrica efetuados pela Copel GeT, em maio de 2015, no total de R\$ 3.052 e efetuados pela Copel Energia, em novembro de 2016, no total de R\$ 16.406.

Os avais e garantias concedidos pela Copel e pela Copel GeT na emissão de financiamentos, de debêntures e de contratos de seguros dos empreendimentos controlados em conjunto são informados a seguir:

Empresa	Operação	Data da emissão	Vencimento final	Valor aprovado	Saldo 31.03.2017	% participação	Valor aval/fiança
(1) Caiuá Transmissora	Financiamento	23.12.2013	15.02.2029	84.600	76.457	49,0	37.464
(2) Costa Oeste Transmissora	Financiamento	30.12.2013	15.11.2028	36.720	29.895	51,0	15.246
(3) Guaraciaba Transmissora	Financiamento	28.09.2016	15.01.2031	440.000	387.886	49,0	190.064
(4) Integração Maranhense	Financiamento	30.12.2013	15.02.2029	142.150	126.030	49,0	61.755
(5) Mata de Santa Genebra	Debêntures	12.09.2014	30.06.2017	469.000	508.941	50,1	254.979
(6) Matrinchá Transmissora	Financiamento	27.12.2013	15.05.2029	691.440	603.599	49,0	295.764
(7) Matrinchá Transmissora	Debêntures	15.05.2016	15.06.2029	180.000	190.747	49,0	93.466
(8) Transmissora Sul Brasileira	Financiamento	12.12.2013	15.07.2028	266.572	221.620	20,0	44.324
(9) Transmissora Sul Brasileira	Debêntures	15.09.2014	15.09.2028	77.550	107.226	20,0	21.445
(10) Paranaíba Transmissora	Financiamento	21.10.2015	15.10.2030	606.241	609.407	24,5	149.305
(11) Paranaíba Transmissora	Debêntures	15.01.2017	15.03.2028	120.000	103.069	24,5	25.252
(12) Marumbi Transmissora	Financiamento	06.10.2014	15.07.2029	55.037	47.269	80,0	37.815
(13) Voltalia São Miguel do Gostoso Part. S.A. (a)	Debêntures	15.01.2016	15.12.2028	57.000	61.118	49,0	29.948
(14) Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	58.185	49,0	28.511
(15) Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	70.000	58.153	49,0	28.495
(16) Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	54.777	49,0	26.841
(17) Usina de Energia Eólica São João S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	68.000	55.442	49,0	27.167
(18) Cantareira Transmissora de Energia	Financiamento	28.12.2016	15.09.2032	426.834	289.710	49,0	141.958

(a) Subsidiária integral da Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.

Instituição financeira financiadora:

BNDES: (1) (2) (3) (4) (6) (8) (12) (13) (14) (15) (16) (17) (18).

Destinação:

Programa Investimentos e/ou Capital de Giro.

Aval / Fiança:

Prestado pela Copel Geração e Transmissão: (1) (4);

Prestado pela Copel: (2) (3) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (14) (15) (16) (17) (18).

Garantias da Operação:

Penhor de ações da Copel Geração e Transmissão proporcional à participação nos empreendimentos: 49% (1) (3) (4) (6) (7) (17); 51% (2); 20% (8) (9); 24,5% (10); 80% (11).

Seguro Garantia de Fiel Cumprimento Empresa	Término da vigência	Importância segurada	% aval Copel GeT	Valor do aval
Matrinchã Transmissora	28.06.2017	90.000	49,0	44.100
Guaraciaba Transmissora	30.06.2017	47.000	49,0	23.030
Paranaíba Transmissora	28.06.2017	48.000	24,5	11.760
Mata de Santa Genebra	26.05.2018	78.300	50,1	39.228
Cantareira Transmissora	30.11.2018	31.200	49,0	15.288

38 Seguros

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros está demonstrada a seguir:

Consolidado Apólice	Término da vigência	Importância segurada
Riscos Nomeados	24.08.2017	2.112.196
Riscos Operacionais - UHE Mauá - Consórcio Energético Cruzeiro do Sul	23.11.2017	799.290
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	31.05.2017	694.678
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	29.12.2017	674.673
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2017	521.931
Riscos Operacionais - São Bento	29.12.2017	449.928
Garantia Judicial - Procuradoria Geral da Fazenda Nacional	11.05.2018	291.396
Multirriscos - Elejor	11.03.2018	197.800
Seguro D&O (a)	28.03.2018	79.210
Seguro Aeronáutico (casco e responsabilidade civil) (a)	30.01.2018	77.510

(a) Os valores das importâncias seguradas de Riscos Operacionais - UEG Araucária, do Seguro Aeronáutico e do Seguro D&O foram convertidos de dólar para real com a taxa do dia 31.03.2017, de R\$ 3,1684.

Além dos seguros relacionados, a Companhia e suas controladas contratam outras apólices de seguros com menores valores, tais como: responsabilidade civil geral, garantia de pagamento, riscos diversos, transporte nacional e internacional e seguro de vida.

Os seguros de garantia contratados pelas controladas e pelos empreendimentos controlados em conjunto possuem como avalista a Copel, no limite de sua participação em cada empreendimento.

39 Eventos Subsequentes

39.1 Deliberação de dividendos adicionais

Conforme deliberado na 62ª Assembleia Geral Ordinária da Copel, realizada em 28.04.2017, a Companhia provisionou proventos do exercício de 2016, no montante de R\$ 506.213, correspondente a 50% do Lucro Líquido ajustado do Exercício de 2016, aos acionistas com posição acionária registrada em 28.04.2017. Em 31.12.2016, foi provisionado o montante líquido de R\$ 253.106, correspondente aos dividendos mínimos obrigatórios de 25% do lucro líquido ajustado, conforme NE nº 31.1.4 das Demonstrações Financeiras de 31.12.2016.

39.2 Empréstimos e financiamentos

Em 21.07.2017, a Copel aditou o contrato referente a Cédula de Crédito Bancário nº 306.401.381 no valor total de R\$ 640.005, emitida pelo Banco do Brasil, com remuneração de 120,0% das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros - DI de um dia, com pagamento de juros semestrais, pelo prazo de 3 anos e amortizações anuais em 21.07.2018, 21.07.2019 e 21.07.2020.

As principais captações e amortizações de empréstimos e financiamentos estão apresentadas a seguir:

31.03.2017	Contrato	Empresa	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Encargos financeiros a.a. (juros + comissão)	Pagamento de encargos	Valor do contrato	Valor do principal pago
Pagamentos									
Banco do Brasil	21/02155-4	Copel DIS	10.09.2010	2	15.08.2018	109,0% do DI	Semestral	116.667	58.334
Banco do Brasil	21/02248-8	Copel DIS	22.06.2011	2	16.05.2018	109,0% do DI	Semestral	150.000	150.000
Banco do Brasil	CCB 21/11062X	Copel DIS	26.08.2013	3	27.07.2018	106,0% do DI	Semestral	151.000	50.333
Banco do Brasil	CCB 330.600.773	Copel DIS	11.07.2014	3	11.07.2019	111,8% do DI	Semestral	116.667	38.889
Banco do Brasil	NCI 330.600.132	Copel	28.02.2007	3	28.02.2019	107,8% do DI	Semestral	231.000	77.000
BNDES	13211061	Copel GeT	04.12.2013	192	15.10.2031	1,49% acima da TJLP	Mensal	1.041.155	73.323
	Notas Promissórias	Copel GeT	29.12.2015	1	18.12.2017	117% do DI	Parcela única	500.000	500.000
Captações									
Banco do Brasil	CFX 17/35959-7	Copel DIS	16.05.2017	2	06.05.2019	12,0%	Trimestral	75.000	
Banco do Brasil	CCB 21/00851-5	Copel DIS	30.06.2017	2	13.06.2019	11,0%	Trimestral	38.889	
Banco do Brasil	CCB 17/35960-0	Copel DIS	27.07.2017	2	17.07.2019	11,0%	Trimestral	50.333	
Banco do Brasil	CFX 17/35958-9	Copel DIS	15.08.2017	2	05.08.2019	11,0%	Trimestral	58.333	
	Notas Promissórias	Copel GeT	12.05.2017	1	12.05.2019	117% do DI	Parcela única	500.000	
	Notas Promissórias	Copel GeT	11.05.2018	1	11.11.2018	114,5% do DI	Parcela única	600.000	

39.3 Debêntures

As principais emissões e amortizações de debêntures estão apresentadas a seguir:

31.03.2017	Empresa	Emissão	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento		Encargos financeiros a.a. (juros)	Valor do contrato	Valor do principal pago
					inicial	final			
Pagamento das parcelas									
com vencimento em 13.05.2017 e em 13.05.2018	Copel	5ª	13.05.2014	3	13.05.2017	13.05.2019	111,5% da taxa DI	1.000.000	666.600
com vencimento em 30.10.2017	Copel DIS	1ª	30.10.2012	2	30.10.2016	30.10.2017	DI + Spread 0,99% a.a.	1.000.000	500.000
Novas emissões									
(1)	Copel	6ª	29.06.2017	1	-	28.06.2019	117,0% da taxa DI	520.000	
(2)	Copel	7ª	19.01.2018	2	19.01.2020	19.01.2021	119,0% da taxa DI	600.000	
(3)	Copel GeT	3ª	20.10.2017	3	20.10.2020	20.10.2022	126,0% da taxa DI	1.000.000	
(4)	Copel DIS	3ª	20.10.2017	2	20.10.2021	20.10.2022	126,0% da taxa DI	500.000	
(5)	Copel TEL	2ª	15.07.2017	1	-	15.07.2022	IPCA + 5,4329%	220.000	

Características

(1) (2) (3) (4) (5) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476.

Pagamento de encargos financeiros

- (1) Parcela única no fim do contrato.
- (2) (5) Juros semestrais - janeiro e julho.
- (3) (4) Juros semestrais - abril e outubro.

Destinação

- (1) (2) (3) (4) Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.
- (5) Implantação, ampliação e modernização de rede de telecomunicações.

39.4 Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS

Em 20.06.2017, a Aneel homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS por meio da Resolução Homologatória nº 2.255 que autorizou a aplicação do reajuste médio de 5,85% a ser percebido pelos consumidores, o qual é composto da seguinte forma: -0,73% referentes à inclusão dos componentes financeiros; 1,07% decorrentes da atualização da Parcela B; 2,78% referentes a atualização da Parcela A; e 2,73% que refletem a retirada dos componentes financeiros do processo tarifário anterior. O reajuste foi aplicado integralmente às tarifas da Copel DIS a partir do dia 24.06.2017.

39.5 Remensuração dos ativos RBSE - Resolução Homologatória Aneel nº 2.258

Em 27.06.2017 a Aneel publicou a Resolução Homologatória nº 2.258, na qual estabeleceu a RAP para o ciclo tarifário 2017-2018, aplicando decisão judicial liminar de 11.04.2017, relativa à ação movida por três associações empresariais, que determina, em caráter provisório, a exclusão da parcela de “remuneração” prevista no artigo 15, parágrafo 2º, da Lei nº 12.783/2013.

A remuneração em discussão judicial, concernente ao custo de capital próprio apurada dos ativos RBSE de janeiro de 2013 a junho de 2017 reduziu provisoriamente a RAP deste ciclo, de R\$ 132.993 para R\$ 121.267, sendo o montante retirado pela Aneel da RAP nos oito ciclos tarifários de R\$ 201.795.

39.6 Adesão ao Programa Especial de Regularização Tributária - Pert

Em 28.08.2017, a Copel DIS aderiu ao Pert, de acordo com as normas vigentes previstas na MP nº 783 de 31.05.2017 e IN nº 1711 de 16.06.2017.

Em 25.10.2017, com a conversão da MP nº 783/2017 na Lei nº 13.496, o percentual de redução da multa foi alterado de 40% para 50%. Aplicando os efeitos da lei, a Copel DIS fez jus a uma redução de R\$ 8.918, no valor da sua dívida consolidada, a qual foi registrada em outubro de 2017.

39.7 5º Termo aditivo - Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná

Em 31.10.2017, a Administração da Companhia e o Estado do Paraná assinaram o quinto termo aditivo que formalizou a Novação do Termo de Ajuste da CRC, conforme divulgada na NE nº 8.

39.8 Adesão ao Programa e alienação de Units da Sanepar

Em 17.11.2017, a Copel solicitou a conversão de ações e a adesão ao Programa *Units* da Sanepar, as quais ocorreram em 21.11.2017. O Certificado de Depósito de Ações - *Units* são ativos compostos por mais de uma classe de valores mobiliários e as de propriedade da Copel e da Copel Energia são representadas por uma ação ordinária e quatro ações preferenciais de emissão da Sanepar.

A Copel, detentora de 36.343.267 ações preferenciais de emissão da Sanepar, solicitou a conversão de 7.268.655 em ações ordinárias e a formação de 7.268.653 *Units*. A Copel Energia, detentora de 7.956.306 ações ordinárias de emissão da Sanepar, solicitou a conversão de 6.365.044 em ações preferenciais e a formação de 1.591.261 *Units*.

Em 12.12.2017, foi concluído o processo de *Bookbuilding* no âmbito da oferta pública com esforços restritos de distribuição secundária de *Units*, de emissão da Sanepar, com o estabelecimento do preço de R\$ 55,20 por *Unit*. A Copel e a Copel Energia participaram como vendedoras e alienaram a totalidade de suas *Units*, com conseqüente ingresso de recurso no caixa na ordem de R\$ 484.608.

39.9 Operação de empreendimentos

39.9.1 Cantareira Transmissora de Energia - entrada em operação

Em 03.02.2018, entrou em operação comercial, com um mês de antecedência, a linha de transmissão Estreito - Fernão Dias (500 kV), empreendimento pertencente à SPE Cantareira (49% Copel GeT).

A linha, que inicialmente estava prevista para entrar em operação em março de 2018, tem extensão de 342 quilômetros e passa pelos estados de São Paulo e Minas Gerais, percorrendo mais de 29 cidades. O empreendimento permitirá maior intercâmbio de energia, contribuindo com a segurança e a confiabilidade operacional do sistema elétrico nacional.

39.9.2 UHE Colíder - alteração de cronograma

A previsão de entrada em operação comercial da Usina Hidrelétrica Colíder foi revisada, sendo que a primeira unidade geradora está prevista para junho de 2018, enquanto a terceira e última, em novembro de 2018.

Em 12.04.2018 foi concluída a descida do terceiro e último rotor Kaplan da usina. Na casa de força, a etapa final de montagem dos três grupos de geradores e turbinas segue em ritmo intenso, enquanto que a linha de transmissão que vai conectar a UHE Colíder à Subestação Cláudia na tensão 500 kV está em fase final de instalação, com lançamento de cabos em andamento.

39.9.3 Complexo Eólico Cutia - revisão do cronograma

A entrada em operação comercial do Complexo Eólico Cutia, composto por sete parques eólicos (Guajiru, Jangada, Potiguar, Cutia, Maria Helena, Esperança do Nordeste e Paraíso dos Ventos do Nordeste) todos localizados no Estado do Rio Grande do Norte, conforme NE nº 19.6, foi revisada para junho de 2018.

De acordo com o Contrato de Energia de Reserva (CER), a receita prevista para o período de 1º.10.2017 até a entrada em operação comercial de cada unidade geradora dos parques eólicos ficará retida e será utilizada para abater os ressarcimentos devidos por eventual geração anual e/ou quadrienal abaixo do montante contratado, enquanto que eventual remanescente positivo será lançado como crédito. A não entrega do montante de energia não sujeita o vendedor à exposição financeira no Mercado de Curto Prazo.

39.10 Avais concedidos a partes relacionadas

Em 30.11.2017 e em 09.01.2018, a Copel concedeu avais para as seguintes operações:

Empresa	Operação	Instituição financeira	Data da emissão	Vencimento final	Valor aprovado	participação %
Mata de Santa Genebra	Financiamento	BNDES	30.11.2017	15.07.2033	1.018.500	50,1
Cantareira Transmissora de Energia	Debêntures		09.01.2018	15.08.2032	100.000	49,0

39.11 UEG Araucária Ltda. - celebração de contrato de gás

Em 31.01.2018, foi assinado contrato de suprimento de combustível celebrado entre a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e a UEG Araucária. O contrato vigorará até 31.12.2018 e prevê o fornecimento de até 2.190.000 metros cúbicos de gás natural por dia, sem obrigatoriedade de retirada (*take or pay*). Com isso, a UTE Araucária volta a ficar disponível ao Sistema Interligado Nacional - SIN e poderá ser despachada a critério do ONS. A distribuição do gás será realizada pela Compagás.

39.12 Revisão de garantia física

O Poder Concedente revisou a Garantia Física das usinas abaixo relacionadas por meio da Portaria MME nº 178 de 03.05.2017 com efeitos a partir de 1º.01.2018:

Projects	Installed power (MW)	Physical guarantee (average MW)	Ownership	Installed power (proportional average MW)	Physical guarantee (proportional average MW) up to 12.31.2017	Physical guarantee (proportional average MW) as from 2018
HPP Gov. José Richa (Salto Caxias)	1240,0	605,6	100%	1240,0	605,0	605,6
HPP Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1260,0	578,5	100%	1260,0	603,0	578,5
HPP Gov. Bento Munhos da Rocha Netto (Foz do Areia)	1676,0	603,0	100%	1676,0	576,0	603,3
HPP Dona Francisca	125,0	76,0	23%	28,8	18,0	17,5
HPP Santa Clara e HPP Fundação	240,3	133,0	70%	168,2	94,8	93,1
Net effect						1,2

39.13 Reconhecimento de crédito tributário

Em 14.02.2018, a RFB reconheceu crédito tributário no valor atualizado de R\$ 80.226 a favor da Copel, referente à discussão da tributação de Pasep, no período de julho de 1988 à julho de 1995, provenientes dos efeitos da Resolução do Senado Federal nº 49, de 09.10.1995, que suspendeu os efeitos dos Decretos-lei nºs 2.445/1988 e 2.449/1988, considerados inconstitucionais pelo Supremo Tribunal Federal.

39.14 Recebimento do crédito relativo ao Programa Luz Fraterna

As transferências dos direitos creditórios da conta Luz Fraterna da Copel DIS para a Copel foram suspensas a partir do segundo semestre de 2015, considerando o Decreto nº 2.789/2015, que criou a possibilidade de utilização de crédito presumido de ICMS para quitação das faturas alusivas a esse programa. Adicionalmente, a Lei Estadual nº 18.875 de 27.09.2016 autorizou o Estado do Paraná a parcelar os débitos vencidos e não pagos junto à Copel, relativos a serviços prestados até a data da publicação da referida lei. Em 23.03.2018, o Estado do Paraná liquidou o saldo de R\$ 115.890.

39.15 Contratos de mútuo

39.15.1 Usinas eólicas

Em 21.08.2017, foram assinados contratos de mútuo entre a Copel (mutuante) e as usinas eólicas (mutuárias) com limites aprovados no total de R\$ 260.000 acrescidos de IOF, com juros remuneratórios de 117% do CDI e com vigência até 31.01.2018, destinados ao financiamento das atividades e negócios das mutuárias.

Em 24.01.2018, foram assinados termos aditivos aos contratos, alterando a vigência para 28.09.2018 e o limite aprovado para R\$ 408.000, conforme demonstrado a seguir:

Mutuárias	Limite aprovado
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A.	45.500
Usina de Energia Eólica Jangada S.A.	92.700
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A.	92.000
Usina de Energia Eólica Cutia S.A.	40.700
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A.	110.800
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.	9.700
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	17.400
	408.800

39.15.2 Copel TEL

Em 09.08.2017 foi liquidado o contrato de mútuo entre a Copel (mutuante) e a Copel TEL (mutuária), cujos detalhes estão divulgados na NE nº 15.3.

39.15.3 Voltalia São Miguel do Gostoso Participações

Em 06.02.2018 foi liquidado o contrato de mútuo entre a Copel (mutuante) e a Voltalia São Miguel do Gostoso (mutuária), cujos detalhes estão divulgados na NE nº 15.4.

39.16 Contrato de concessão - Compagás

A Compagás tem contrato de concessão firmado com o Poder Concedente, o Estado do Paraná, que determina a data de 06.07.2024 como vencimento da concessão. Esta data sempre foi divulgada e considerada para a avaliação dos saldos nas demonstrações financeiras.

Em 07.12.2017, o Estado do Paraná publicou a Lei Complementar nº 205, trazendo nova interpretação quanto ao término de vencimento da concessão, entendendo que o vencimento será em 20.01.2019.

A Administração da Compagás, sua Controladora e demais acionistas estão avaliando e questionando os efeitos da referida lei, por entenderem estar conflitante com os termos observados no atual contrato de concessão. Enquanto tal discussão não for encerrada e a citada lei continuar vigente, os efeitos da alteração da data de vencimento da concessão estão sendo considerados a partir das demonstrações financeiras de 31.12.2017.

39.17 Declaração de registro de central geradora - UHE Marumbi

Em 17.04.2018, a Aneel emitiu a declaração de registro de central geradora CGH.PH.PR.001501-6.02 para a CGH Marumbi, localizada no Município de Morretes-PR., com potência de 4,8 MW e garantia física de 2,4 MW médios.

39.18 Litígios

As principais ações judiciais foram contabilizadas e divulgadas em dezembro de 2017 e são as seguintes:

i) provisão de ação relativa a discussão em arbitragem protegida por sigilo e confidencialidade, em fase de instrução probatória, sem decisão proferida. Adicionalmente, o valor considerado como de perda possível para esta ação foi acrescido na nota explicativa de passivos contingentes cíveis;

ii) provisão de ação no valor de R\$ 98.000 para indenização sobre supostos prejuízos causados à autora por obras e implantação de empreendimento hidrelétrico, com julgamento em primeira instância pela improcedência da ação e em fase de recurso pela procedência do pedido da autoria, devendo o valor dos danos ser apurado posteriormente.

COMENTÁRIO DO DESEMPENHO NO PERÍODO
para o trimestre findo em 31 de março de 2017
em milhares de reais

1 Linhas de Distribuição

Redes Compactas - A Copel Distribuição S.A. vem implantando redes compactas em áreas urbanas com elevado grau de arborização nas proximidades das redes de distribuição. Essa tecnologia evita cortes e podas de árvores e melhora a qualidade do fornecimento, pois reduz o número de desligamentos. Ao final de março de 2017, a extensão das redes compactas instaladas era de 9.052 km (8.130 km em março de 2016), representando um acréscimo de 922 km em doze meses, variação de 11,3%.

Rede Secundária Isolada - A Copel Distribuição também está investindo em redes secundárias isoladas em baixa tensão (127/220 V), que apresentam vantagens significativas em relação à rede aérea convencional, tais como: melhorar os indicadores DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, dificultar o roubo de energia, melhorar as condições do meio ambiente, reduzir as áreas de podas, aumentar a segurança, reduzir a queda de tensão ao longo da rede e aumentar a vida útil dos transformadores pela redução do número de curtos-circuitos na rede, entre outras. Ao final de março de 2017, a extensão das redes de distribuição secundárias isoladas instaladas era de 16.507 km (15.174 km em março de 2016), representando um incremento de 1.333 nos últimos doze meses, variação de 8,8%.

2 Mercado de Energia

Comportamento do mercado - A geração de energia da Copel Geração e Transmissão S.A. e parques eólicos nos três primeiros meses de 2017 foi de 6.391 GWh (7.695 GWh no mesmo período de 2016). O montante de energia comprada por meio de CCEAR (leilão) por parte da Copel Distribuição foi de 3.026 GWh (3.438 GWh no mesmo período de 2016) e de Itaipu foi de 1.465 GWh (1.482 GWh no mesmo período de 2016), conforme demonstrado no fluxo a seguir:

Fluxo de energia (GWh) (a) (b)		janeiro a março de 2017	
Geração própria		6.391	47,3%
Energia comprada		7.129	52,7%
Disponibilidade		13.520	
CCEAR	3.026		
Itaipu	1.465		
Dona Francisca	35		
Angra	252		
CCGF	1.784		
Elejor	293		
Proinfa	124		
Outros (1)	150		
Disponibilidade		13.520	
Mercado Cativo		5.336	39,5%
Concessionárias		126	0,9%
Consumidores livres		1.178	8,7%
Energia suprida		5.920	43,8%
Contratos bilaterais		1.721	
CCEAR		442	
CER		88	
CCEE(MCP)		1.457	
MRE		2.212	
Perdas e diferenças		960	7,1%
Perdas rede básica		193	
Perdas distribuição		687	
Alocação de contratos no CG		80	

(a) Estão incluídos os montantes de energia negociados entre as controladas da Copel.

(b) Valores sujeitos a alterações após fechamento pela CCEE.

CCEAR = Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

CER: Contrato de Energia de Reserva.

CCEE (MCP) = Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (Mercado de Curto Prazo).

MRE = Mecanismo de Realocação de Energia.

CG = Centro de Gravidade do Submercado (diferença entre a energia contratada e a recebida no CG - estabelecido em contrato).

Não considera a energia produzida pela UTE Araucária, vendida no mercado de curto prazo (MCP).

(1) Outros: energia comprada pela Copel Comercialização.

Venda de energia - Na tabela a seguir são apresentadas as vendas totais de energia da Copel, aberto entre Copel Distribuição, Copel Geração e Transmissão e parques eólicos:

Classe	Em GWh		
	jan a mar 2017	jan a mar 2016	Variação
Copel Distribuição			
Mercado cativo	5.336	6.016	-11,3%
Residencial	1.898	1.781	6,6%
Industrial	897	1.607	-44,2%
Comercial	1.300	1.417	-8,3%
Rural	630	614	2,6%
Outras	611	597	2,3%
Concessionárias e permissionária	126	162	-22,2%
CCEE (MCP) (a)	592	358	65,4%
Total da Copel Distribuição	6.054	6.536	-7,4%
Copel Geração e Transmissão			
CCEAR (Copel Distribuição) (b)	23	41	-43,9%
CCEAR (outras concessionárias) (b)	212	1.002	-78,8%
Consumidores livres	1.080	880	22,7%
Contratos bilaterais	1.669	2.031	-17,8%
CCEE (MCP)	866	309	180,3%
Total da Copel Geração e Transmissão	3.850	4.263	-9,7%
Parques Eólicos			
CCEAR (outras concessionárias) (b)	207	209	-1,0%
CER (c)	88	89	-1,1%
Total dos Parques Eólicos	295	298	-1,0%
Copel Comercialização			
Consumidores livres	98	-	-
Contratos bilaterais	52	-	-
Total Copel Comercialização	150	-	-
Total	10.349	11.097	-6,7%

Observação: Não considera a energia disponibilizada através do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia).

(a) CCEE (MCP): Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (Mercado de curto prazo).

(b) CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

(c) CER: Contrato de Energia de Reserva.

Mercado cativo da Copel Distribuição - A venda de energia para o mercado cativo da Copel Distribuição totalizou 5.336 GWh nos três primeiros meses de 2017, redução de 11,3% em comparação ao mesmo período do ano anterior.

A classe residencial consumiu 1.898 GWh entre janeiro e março de 2017, registrando crescimento de 6,6% no consumo, em função do acréscimo de 2,0% no número de clientes e do aumento de 4,4% do consumo médio mensal (175 KWh no primeiro trimestre de 2017 ante 167 KWh no primeiro trimestre de 2016). O aumento do consumo é resultado da menor tarifa de energia vigente (em função da revisão tarifária de junho de 2016 e da bandeira verde na maior parte do primeiro trimestre de 2017 ante bandeira vermelha na maior parte do primeiro trimestre de 2016) e do registro de temperaturas mais elevadas que a média histórica para o período, principalmente no mês de fevereiro, ocasionando maior uso de aparelhos para resfriamento. O consumo da classe residencial no primeiro trimestre de 2017 foi equivalente a 35,6% do mercado cativo, totalizando 3.622.426 consumidores.

A classe industrial registrou queda de 44,2% no primeiro trimestre de 2017, totalizando 897 GWh, reflexo, principalmente, da migração de clientes para o mercado livre. A intensa migração de clientes para o mercado livre durante o ano de 2016 (sobretudo no segundo semestre) e início de 2017, fez com que a base de clientes e o volume de energia consumido na classe industrial tivesse uma forte redução. Entre abril de 2016 e março de 2017, 375 clientes deixaram o mercado cativo industrial da Copel Distribuição (84 clientes apenas no primeiro trimestre de 2017), os quais representariam o consumo médio de 761 GWh no trimestre caso continuassem no mercado cativo da Copel Distribuição. Os setores que mais impactaram na retração do consumo foram: fabricação de produtos alimentícios, fabricação de produtos de borracha e material plástico, indústria automobilística, fabricação de papel e celulose e fabricação de bebidas. Ao final do primeiro trimestre de 2017, a classe industrial representava 16,8% do consumo do mercado cativo e contava com 79.083 consumidores. Desconsiderando os efeitos da migração de clientes, essa classe teria apresentado crescimento de 3,2% no primeiro trimestre de 2017.

A classe comercial consumiu 1.300 GWh no primeiro trimestre de 2017, redução de 8,3%. A queda no consumo foi influenciada pela migração de 262 clientes para o mercado livre entre abril de 2016 e março de 2017 (95 clientes somente no primeiro trimestre de 2017), os quais correspondem a um consumo médio de 139 GWh no trimestre, e pelo cenário econômico, com retração no volume de vendas do comércio varejista. Ao final do primeiro trimestre de 2017 essa classe representava 24,4% do mercado cativo e eram atendidos 384.041 consumidores. Desconsiderado o impacto oriundo da migração de clientes, essa classe teria registrado crescimento de 1,6% no primeiro trimestre de 2017.

A classe rural registrou acréscimo de 2,6% no consumo no primeiro trimestre de 2017, totalizando 630 GWh. Ao final de março de 2017 a classe representava 11,8% do mercado cativo da Copel e contava com 358.847 consumidores.

As outras classes (poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio) totalizaram 611 GWh consumidos entre janeiro e março de 2017, crescimento de 2,3%. Em conjunto, essas classes eram equivalentes a 11,5% do mercado cativo, totalizando 57.456 consumidores ao final do primeiro trimestre de 2017.

Número de consumidores - O número de consumidores finais (cativos da Copel Distribuição e consumidores livres da Copel Geração e Transmissão) faturados em março de 2017 foi de 4.502.664, representando um crescimento de 1,4% sobre o mesmo mês de 2016.

Classe	mar 2017	mar 2016	Varição
Residencial	3.622.426	3.549.987	2,0%
Industrial	79.083	87.461	-9,6%
Comercial	384.041	377.880	1,6%
Rural	358.847	366.365	-2,1%
Outras	57.456	57.023	0,8%
Total cativo	4.501.853	4.438.716	1,4%
Concessionárias e permissionárias	6	6	-
Consumidores livres (a)	805	157	412,7%
Total geral	4.502.664	4.438.879	1,4%

(a) Total de consumidores livres atendidos pela Copel GeT e por outros fornecedores dentro da área de concessão da Copel Distribuição.

3 Administração

Quadro de empregados

Empregados	mar 2017	mar 2016
Copel e subsidiárias integrais		
Copel	69	70
Copel Geração e Transmissão	1.683	1.671
Copel Distribuição	5.970	6.177
Copel Telecomunicações	663	618
Copel Comercialização	39	3
Copel Renováveis	70	46
	8.494	8.585
Controladas		
Compagás	162	163
Elejor	7	7
UEG Araucária	16	16
	185	186

4 Relações com o Mercado

De Janeiro a Março de 2017, as ações ordinárias nominativas (ON - código CPLE3) e as ações preferenciais nominativas classe B (PNB - código CPLE6) da Copel estiveram presentes em 95% dos pregões da B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão.

As ações em circulação totalizaram 44,96% do capital da Companhia. Ao final de Março de 2017, o valor de mercado da Copel considerando as cotações de todos os mercados, ficou em R\$ 7.962.992.

Dos 58 papéis que compõem a carteira teórica do Ibovespa, as ações PNB da Copel, participam com 0,291% e com índice Beta de 1,2060.

Na carteira do Índice Setorial de Energia Elétrica - IEE, a Copel participa com 6,9560%.

No Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 - ISE, a Copel PNB tem participação de 0,970%.

Na B3, as ações ON fecharam o período cotadas a R\$ 25,88 e as ações PNB a R\$ 32,74, com variações positivas de 35,64% e 19,66% respectivamente. No mesmo período, o Ibovespa teve variação positiva de 7,90%.

Na Bolsa de Valores de Nova Iorque - NYSE, as ações PNB são negociadas no "Nível 3" na forma de ADS's, sob o código ELP, as quais estiveram presentes em 97,0% dos pregões, fechando o período cotadas a US\$ 10,31 com variação positiva 21,58%. Neste mesmo período, o índice Dow Jones teve variação positiva de 4,56%.

No Mercado de Valores Latino-Americano em Euros - Latibex, vinculado à Bolsa de Valores de Madri, as ações PNB da Companhia são negociadas sob o código XCOP, as quais estiveram presentes em 94% dos pregões, fechando o período cotadas a € 9,65 com variação positiva de 19,43%. No mesmo período o índice Latibex All Shares teve variação positiva de 9,96%.

A tabela a seguir sintetiza as negociações das ações da Copel de janeiro a março de 2017:

Negociação das ações - jan a mar 2017	ON		PNB	
	Total	Média diária	Total	Média diária
B3				
Negócios	8.122	131	200.875	3.240
Quantidade	2.871.800	46.319	34.358.000	554.161
Volume (R\$ mil)	71.330	1.150	1.181.178	19.051
Presença nos pregões	62	95%	62	95%
Nyse				
Quantidade	47.425	1.157	24.497.056	395.114
Volume (US\$ mil)	357	9	253.556	4.090
Presença nos pregões	41	64%	62	97%
Latibex				
Quantidade	-	-	821.006	13.459
Volume (€ mil)	-	-	411	7
Presença nos pregões	-	-	61	94%

5 Tarifas

Tarifas de fornecimento de energia

Tarifas médias de fornecimento (a) - R\$/MWh	mar 2017	mar 2016	Variação
Residencial	421,44	492,27	-14,4%
Industrial (b)	385,31	419,54	-8,2%
Comercial	412,23	463,25	-11,0%
Rural	286,53	316,83	-9,6%
Outras	310,59	357,98	-13,2%
	384,19	433,82	-11,4%

(a) Sem ICMS. Não considera Bandeiras Tarifárias.

(b) Não inclui consumidores livres.

Tarifas de compra de energia

Tarifas de compra de energia* - R\$/MWh	mar 2017	mar 2016	Varição
Itaipu (a)	190,68	198,87	-4,1%
Leilão 2010 - H30	210,71	190,80	10,4%
Leilão 2010 - T15 (b)	219,89	98,29	123,7%
Leilão 2011 - H30	217,59	199,04	9,3%
Leilão 2011 - T15 (b)	189,55	219,71	-13,7%
Leilão 2012 - T15 (b)	236,84	193,56	22,4%
Leilão 2016 - T20 (b)	139,28	136,88	1,8%
Leilão CCEAR 2014 - 2019 (c)	139,64	133,94	4,3%
Leilão CCEAR 2014 - 2019 (d)	320,12	292,94	9,3%
Leilão 2014 - 36M	-	176,64	-100,0%
Bilaterais	232,69	210,32	10,6%
Angra	222,30	197,79	12,4%
Contrato de cotas de garantia física - CCGF (e)	56,48	53,67	5,2%
Santo Antonio	134,99	123,48	9,3%
Jirau	118,73	108,61	9,3%
Demais Leilões (f)	174,33	190,28	-8,4%
Média	152,67	152,05	0,4%

(a) Transporte de Furnas não incluído.

(b) Preço médio do leilão conforme pagamento bilateral aos vendedores. Não inclui efeitos de contratação contabilizados pela CCEE.

(c) Disponibilidade.

(d) Quantidade.

(e) Contrato de cotas de garantia física das UHEs que tiveram suas concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013.

(f) Preço médio ponderado dos produtos. Não inclui Proinfa.

*A tabela foi atualizada para todos os períodos conforme nova metodologia de apuração dos preços médios, resultado da 4ª fase da AP 78/2011 da Aneel, aprovada em 28/03/2016.

Tarifas de suprimento de energia

Tarifas de suprimento de energia - R\$/MWh	mar 2017	mar 2016	Varição
Leilão - CCEAR 2009-2016	-	163,88	-
Leilão - CCEAR 2011-2040	203,89	187,22	8,9%
Leilão - CCEAR 2013-2042	222,60	205,16	8,5%
Leilão - CCEAR 2015 - 2045	155,33	142,44	9,0%
Concessionárias dentro do Estado do Paraná	213,69	282,51	-24,4%

6 Resultado Econômico-Financeiro

Receitas (NE nº 32)

Até março de 2017, a Receita operacional líquida atingiu R\$ 3.297.011, montante 7,0% superior aos R\$ 3.082.664 registrados no mesmo período de 2016.

Essa variação decorreu, principalmente, pelos seguintes fatos:

- a) redução de 28,2% na Receita de Fornecimento de energia elétrica, em virtude principalmente da:
- redução média de 12,87% na tarifa aplicada a partir de junho de 2016; e
 - retração de 11,3% no mercado cativo, basicamente pela saída de consumidores cativos para o mercado livre e pela conjuntura econômica atual no país;

- b) acréscimo de 32,9% na Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica, principalmente:
- pelo efeito da remensuração do fluxo de caixa em decorrência do laudo de avaliação relativo aos ativos RBSE;
 - resultado do 4º Ciclo de Revisão Tarifária, ocorrido em junho de 2016, que elevou a Parcela B em 22%;
 - acréscimo 3,5% no consumo do mercado fio de energia; e
 - parcialmente compensado pelo reajuste tarifário médio de -12,87% na tarifa de uso.
- c) aumento de 11,9% na Receita de Telecomunicações, decorrente principalmente do aumento do número de clientes, sobretudo no mercado varejo com o produto BEL Fibra; e
- d) aumento de 35,0% em Outras Receitas Operacionais, sobretudo pelo maior em arrendamento, aluguéis e renda da prestação de serviços.

Custos e Despesas Operacionais (NE nº 33)

Até março de 2017, o total de custos e despesas operacionais atingiu R\$ 2.507.721, valor 9,5% inferior aos R\$ 2.772.223 registrados no mesmo período de 2016. Os principais destaques foram:

- a) decréscimo de 10,3% na conta Energia elétrica comprada para revenda devido sobretudo pela redução no consumo e conseqüentemente decréscimo de energia adquirida na CCEE e CCEAR.
- b) redução de 36,1% na conta Encargos de uso da rede em virtude principalmente dos menores custos com Encargos dos serviços do sistema - ESS e do Encargo de energia de reserva - EER;
- c) acréscimo de 11,3% em relação ao mesmo período de 2016 no saldo da conta Pessoal e administradores, refletindo sobretudo o reajuste salarial de 9,15%, conforme acordo coletivo que passou a vigorar em outubro de 2016;
- d) redução de 28,2% em Gás natural e insumos para operação de gás devido ao menor consumo e ao menor custo médio no período; e
- e) decréscimo de 18,5% em Perdas estimadas, provisões e reversões devido ao menor valor de PECLD e em Provisão de litígios, principalmente em provisões fiscais, compensados parcialmente pela provisão em 2017 de Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos.

Resultado Financeiro (NE nº 34)

A variação de R\$ 9.569 no resultado financeiro deve-se, principalmente:

- a) decréscimo na receita financeira de 20,7% decorrente sobretudo ao menor valor de acréscimos moratórios sobre faturas de energia e à variação dos juros e variação monetária sobre repasse CRC no período;
- b) redução de 14,0% em despesas financeiras devido principalmente a variação monetária referente a repactuação da dívida junto a CCEE registrada no 1º trimestre de 2016, não recorrente em 2017.

Lajida

O lucro antes dos juros, imposto de renda, depreciação e amortização - Lajida (*earnings before interest, taxes, depreciation and amortization - Ebitda*) está demonstrado a seguir:

Consolidado	31.03.2017	31.03.2016 Reapresentado
Lucro líquido do período	417.270	135.259
IRPJ e CSLL diferidos	56.600	(297.792)
Provisão para IRPJ e CSLL	193.112	353.151
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	156.021	165.590
Lajir/Ebit	823.003	356.208
Depreciação e Amortização	183.078	179.036
Lajida/Ebitda	1.006.081	535.244
Receita Operacional Líquida - ROL	3.297.011	3.082.664
Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)	30,5%	17,4%

COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Presidente MAURICIO SCHULMAN
Membros JONEL NAZARENO IURK
GEORGE HERMANN RODOLFO TORMIN
ROGÉRIO PERNA
MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO
LEILA ABRAHAM LORIA
OLGA STANKEVICIUS COLPO
SÉRGIO ABU JAMRA MISAEEL
ADRIANA ANGELA ANTONIOLLI

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

Presidente MAURICIO SCHULMAN
Especialista Financeiro ROGÉRIO PERNA
Membros MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO
LEILA ABRAHAM LORIA
OLGA STANKEVICIUS COLPO

CONSELHO FISCAL

Membros GILMAR MENDES LOURENÇO
MAURO RICARDO MACHADO COSTA
ROBERTO LAMB
LETÍCIA PEDERCINI ISSA MAIA

DIRETORIA

Diretor Presidente JONEL NAZARENO IURK
Diretor de Gestão Empresarial ANA LETÍCIA FELLER
Diretor de Finanças e de Relações com Investidores ADRIANO RUDEK DE MOURA
Diretor de Desenvolvimento de Negócios JOSÉ MARQUES FILHO
Diretor Jurídico e de Relações Institucionais HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR
Diretor de Governança, Risco e *Compliance* VICENTE LOIÁCONO NETO
Diretor Adjunto PAULO CESAR KRAUSS

CONTADOR

CRC-PR-045809/O-2 ADRIANO FEDALTO

Informações sobre este relatório:

Relações com investidores: Fone: +55 (41) 3222-2027
ri@copel.com

RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

Aos Acionistas e Administradores da
Companhia Paranaense de Energia - Copel
Curitiba – PR

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias, individuais e consolidadas, da Companhia Paranaense de Energia - COPEL (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR, referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2017, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração dessas informações financeiras intermediárias, individuais e consolidadas, 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 - CVM, 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 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, individuais e consolidadas, incluídas nas informações trimestrais anteriormente referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) e a norma internacional IAS 34 aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR, e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela CVM.

A Deloitte refere-se a uma ou mais entidades da Deloitte Touche Tohmatsu Limited, uma sociedade privada, de responsabilidade limitada, estabelecida no Reino Unido (“DTTL”), sua rede de firmas-membro, e entidades a ela relacionadas. A DTTL e cada uma de suas firmas-membro são entidades legalmente separadas e independentes. A DTTL (também chamada “Deloitte Global”) não presta serviços a clientes. Consulte www.deloitte.com/about para obter uma descrição mais detalhada da DTTL e de suas firmas-membro.

A Deloitte oferece serviços de auditoria, consultoria, assessoria financeira, gestão de riscos e consultoria tributária para clientes públicos e privados dos mais diversos setores. A Deloitte atende a quatro de cada cinco organizações listadas pela Fortune Global 500®, por meio de uma rede globalmente conectada de firmas-membro em mais de 150 países, trazendo capacidades de classe global, visões e serviços de alta qualidade para abordar os mais complexos desafios de negócios dos clientes. Para saber mais sobre como os cerca de 225.000 profissionais da Deloitte impactam positivamente nossos clientes, conecte-se a nós pelo Facebook, LinkedIn e Twitter.

Ênfase

Reapresentação das informações financeiras intermediárias

Em 15 de maio de 2017, emitimos relatório de revisão sem ressalva sobre as informações financeiras intermediárias, individuais e consolidadas, da Companhia, referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2017, que ora estão sendo reapresentadas. Conforme mencionado na nota explicativa nº 4.1 às informações financeiras intermediárias, essas informações financeiras intermediárias foram alteradas e estão sendo reapresentadas para refletir: (a) (i) os ajustes contábeis sobre investimento em fundo de investimento exclusivo da controlada indireta UEG Araucária Ltda., no montante de R\$156.187 mil; e (ii) os ajustes de períodos anteriores referentes à tributação da conta de Compensação de Variações de Valores de Itens da Parcela A - CVA, no valor de R\$31.995 mil, conforme previsto na norma internacional IAS 8/pronunciamento técnico CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro; e (b) eventos subsequentes ocorridos entre a data-base dessas informações financeiras intermediárias e a data de aprovação para reapresentação dessas informações financeiras intermediárias. Nossa conclusão não contém modificação relacionada a esse assunto.

Reapresentação dos valores correspondentes

Conforme mencionado na nota explicativa nº 4.1 às informações financeiras intermediárias, em decorrência da mudança de política contábil adotada pela Companhia, referente à classificação do ajuste da expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão, bem como dos efeitos de anos anteriores do item (a) descrito no parágrafo anterior, os valores correspondentes das informações financeiras intermediárias relativos ao balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2016, às demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e do fluxo de caixa referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2016 e do valor adicionado referente ao período de três meses findo naquela data (informação suplementar), apresentados para fins de comparação, foram ajustados e estão sendo reapresentados conforme previsto na norma internacional IAS 8/pronunciamento técnico CPC 23. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Revisamos, também, as demonstrações individual e consolidada do valor adicionado ("DVA") referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2017, preparadas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação nas informações financeiras intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e como informação suplementar pelas "International Financial Reporting Standards - IFRS", que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas 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.

Curitiba, 13 de junho de 2018

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC nº 2 SP 011609/O-8 "F" PR

Fernando de Souza Leite
Contador
CRC nº 1 PR 050422/O-3

PARECER DO CONSELHO FISCAL SOBRE A REAPRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS REFERENTES AO PRIMEIRO TRIMESTRE DO EXERCÍCIO DE 2017

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel, abaixo assinados, dentro de suas atribuições e responsabilidades legais e estatutárias, procederam ao exame da Reapresentação das Demonstrações Financeiras Intermediárias referentes ao 1º trimestre de 2017, aprovadas pelo Conselho de Administração da Companhia em reunião realizada nesta data. As minutas foram recebidas e analisadas individualmente pelos conselheiros antecipadamente à reunião e discutidas previamente com a Administração, com a auditoria independente e com o Comitê de Auditoria Estatutário da Companhia. Com base nos trabalhos desenvolvidos ao longo do respectivo trimestre, nas análises efetuadas, no acompanhamento das discussões sobre os motivos da reapresentação e nos esclarecimentos prestados pela Administração e a auditoria independente, e, considerando ainda o relatório de Revisão Limitada dos Auditores Independentes Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, emitido sem ressalvas para a referida demonstração intermediária, os Conselheiros Fiscais registram que não tiveram conhecimento de nenhum fato ou evidência que não estejam refletidos nas Demonstrações Financeiras Intermediárias relativas ao trimestre encerrado em 31.03.2017, conforme reapresentadas, e opinam que as referidas demonstrações podem ser divulgadas.

Curitiba, 13 de junho de 2018

/s/

GILMAR MENDES LOURENÇO

/s/

LETÍCIA PEDERCINI ISSA MAIA

/s/

MAURO RICARDO MACHADO COSTA

/s/

ROBERTO LAMB

DECLARAÇÃO

Pelo presente instrumento, como membros da Diretoria Executiva da Companhia Paranaense de Energia - Copel, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Rua Cel. Dulcídio, 800, Curitiba - PR, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 76.483.817/0001-20, para fins do disposto no inciso II, parágrafo 1º, do artigo 29 da Instrução CVM nº 480/2009, declaramos que:

(I) revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório de auditoria da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes relativamente às informações financeiras intermediárias da Copel, contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR de 31.03.2017, rerepresentadas em 13.06.2018; e

(II) revimos, discutimos e concordamos com as informações financeiras intermediárias da Copel, contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR de 31.03.2017, rerepresentadas em 13.06.2018.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 13 de junho de 2018

/s/

Jonel Nazareno Iurk

Diretor Presidente

/s/

Ana Letícia Feller

Diretora de Gestão Empresarial

/s/

Adriano Rudek de Moura

Diretor de Finanças e de Relações com Investidores

/s/

José Marques Filho

Diretor de Desenvolvimento de Negócios

/s/

Harry França Júnior

Diretor Jurídico e de Relações Institucionais

/s/

Vicente Loiacono Neto

Diretor de Governança, Risco e *Compliance*