



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 / 2018

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	17
4 Principais Políticas Contábeis	18
5 Caixa e Equivalentes de Caixa	20
6 Títulos e Valores Mobiliários	21
7 Clientes	21
8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	23
9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos	24
10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão	25
11 Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão	27
12 Outros Créditos	27
13 Tributos	28
14 Despesas Antecipadas	31
15 Partes Relacionadas	31
16 Outros Investimentos Temporários	33
17 Depósitos Judiciais	33
18 Investimentos	33
19 Imobilizado	36
20 Intangível	41
21 Obrigações Sociais e Trabalhistas	42
22 Fornecedores	43
23 Empréstimos e Financiamentos	44
24 Debêntures	48
25 Benefícios Pós-emprego	50
26 Encargos do Consumidor a Recolher	52
27 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	52
28 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão	53
29 Outras Contas a Pagar	53
30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente	54
31 Patrimônio Líquido	61
32 Receita Operacional Líquida	62
33 Custos e Despesas Operacionais	66
34 Resultado Financeiro	69
35 Segmentos Operacionais	70
36 Gerenciamento de Riscos e Instrumentos Financeiros	72
37 Transações com Partes Relacionadas	86
38 Compromissos	89
39 Seguros	89
40 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa	90
41 Evento Subsequente	90
COMENTÁRIO DO DESEMPENHO	91
COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA	100
RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS	101
PARECER DO CONSELHO FISCAL SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	103
DECLARAÇÃO	104

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
Balancos Patrimoniais

levantados em 31 de março de 2018 e em 31 de dezembro de 2017

em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	5	464.512	56.833	1.697.463	1.040.075
Títulos e valores mobiliários	6	91	90	1.361	1.341
Cauções e depósitos vinculados		129	129	39.839	59.372
Clientes	7	-	-	2.519.265	2.733.240
Dividendos a receber		459.103	459.464	80.455	80.815
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	170.385	167.109	170.385	167.109
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	326.961	171.609
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	148.608	149.744
Outros créditos	12	8.559	8.287	399.988	409.351
Estoques		-	-	104.317	110.559
Imposto de renda e contribuição social	13.1	31.724	14.055	283.942	501.685
Outros tributos a recuperar	13.3	306	276	197.234	198.232
Despesas antecipadas	14	-	-	38.529	39.867
Partes relacionadas	15	380.193	292.051	88	38.835
		1.515.002	998.294	6.008.435	5.701.834
NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	217.187	218.322
Outros investimentos temporários	16	20.070	18.727	20.070	18.727
Cauções e depósitos vinculados	23.1	-	-	76.050	75.665
Clientes	7	-	-	209.532	261.082
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	1.324.352	1.349.253	1.324.352	1.349.253
Depósitos judiciais	17	120.505	119.167	576.227	582.529
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	108.987	171.609
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	4.420.453	4.360.378
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	11	-	-	71.656	68.859
Outros créditos	12	-	-	160.195	149.416
Imposto de renda e contribuição social	13.1	117.298	158.808	135.115	176.480
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.2	96.105	102.236	951.839	915.492
Outros tributos a recuperar	13.3	80.241	15	194.682	116.974
Despesas antecipadas	14	-	-	8.819	12.684
Partes relacionadas	15	105.099	219.426	14.266	130.156
		1.863.670	1.967.632	8.489.430	8.607.626
Investimentos	18	15.399.330	14.987.607	2.597.638	2.570.643
Imobilizado	19	880	830	10.158.540	9.829.450
Intangível	20	1.687	1.603	6.464.384	6.452.824
		17.265.567	16.957.672	27.709.992	27.460.543
TOTAL DO ATIVO		18.780.569	17.955.966	33.718.427	33.162.377

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

Balanços Patrimoniais
levantados em 31 de março de 2018 e em 31 de dezembro de 2017 (continuação)
em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
CIRCULANTE					
Obrigações sociais e trabalhistas	21	10.690	6.977	387.993	313.967
Partes relacionadas		831	3.936	-	-
Fornecedores	22	2.703	2.096	1.389.284	1.683.577
Imposto de renda e contribuição social	13.1	-	2.467	134.025	86.310
Outras obrigações fiscais	13.3	765	476	286.775	345.487
Empréstimos e financiamentos	23	338.523	322.092	848.951	784.666
Debêntures	24	360.184	339.341	1.722.624	1.632.062
Dividendos a pagar		266.023	267.988	287.015	288.981
Benefícios pós-emprego	25	63	57	53.335	53.225
Encargos do consumidor a recolher	26	-	-	106.570	150.025
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	27	-	-	284.398	282.766
Contas a pagar vinculadas à concessão	28	-	-	63.410	62.624
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	92.509	192.819
Outras contas a pagar	29	188	249	137.439	121.405
Provisões para litígios	30	116.958	112.000	116.958	112.000
		1.096.928	1.057.679	5.911.286	6.109.914
NÃO CIRCULANTE					
Fornecedores	22	-	-	40.717	43.469
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.2	-	-	120.249	156.630
Outras obrigações fiscais	13.3	2.443	2.365	778.354	809.576
Empréstimos e financiamentos	23	549.639	664.020	2.778.261	2.974.839
Debêntures	24	1.481.615	876.140	5.043.984	4.438.916
Benefícios pós-emprego	25	4.102	3.995	823.505	812.878
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	27	-	-	267.194	249.709
Contas a pagar vinculadas à concessão	28	-	-	496.988	492.330
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	92.142	90.700
Outras contas a pagar	29	753	830	78.877	72.849
Provisões para litígios	30	121.145	143.095	1.452.963	1.400.064
		2.159.697	1.690.445	11.973.234	11.541.960
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Atribuível aos acionistas não controladores					
Capital social	31.1	7.910.000	7.910.000	7.910.000	7.910.000
Ajustes de avaliação patrimonial	31.2	874.508	895.601	874.508	895.601
Reserva legal		844.398	844.398	844.398	844.398
Reserva de retenção de lucros		5.557.843	5.557.843	5.557.843	5.557.843
Lucros acumulados		337.195	-	337.195	-
		15.523.944	15.207.842	15.523.944	15.207.842
Atribuível aos acionistas controladores					
	18.2.2	-	-	309.963	302.661
		15.523.944	15.207.842	15.833.907	15.510.503
TOTAL DO PASSIVO		18.780.569	17.955.966	33.718.427	33.162.377

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

Demonstrações de Resultados
para os trimestres findos em 31 de março de 2018 e de 2017
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2018	31.03.2017	31.03.2018	31.03.2017
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	32	-	-	3.348.681	3.297.011
Custos Operacionais	33	-	-	(2.460.196)	(2.244.039)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		-	-	888.485	1.052.972
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	33	-	-	(42.841)	(40.907)
Despesas gerais e administrativas	33	(24.277)	(14.950)	(198.368)	(151.718)
Outras despesas operacionais, líquidas	33	44.534	(1.647)	(85.194)	(71.057)
Resultado da equivalência patrimonial	18	278.340	440.520	28.518	33.713
		298.597	423.923	(297.885)	(229.969)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		298.597	423.923	590.600	823.003
Resultado Financeiro	34				
Receitas financeiras		108.391	41.862	205.395	163.587
Despesas financeiras		(47.005)	(69.640)	(275.062)	(319.608)
		61.386	(27.778)	(69.667)	(156.021)
LUCRO OPERACIONAL		359.983	396.145	520.933	666.982
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	13.4				
Imposto de renda e contribuição social		(21.574)	-	(245.607)	(193.112)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(6.131)	14.197	64.254	(56.600)
		(27.705)	14.197	(181.353)	(249.712)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		332.278	410.342	339.580	417.270
Atribuído aos acionistas da empresa controladora		-	-	332.278	410.342
Atribuído aos acionistas não controladores	18.2.2	-	-	7.302	6.928
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	31.3				
Ações ordinárias		1,15971	1,43217		
Ações preferenciais classe "A"		1,27568	1,57539		
Ações preferenciais classe "B"		1,27568	1,57539		

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

Demonstrações de Resultados Abrangentes
para os trimestres findos em 31 de março de 2018 e de 2017
em milhares de reais

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.03.2017	31.03.2018	31.03.2017
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	332.278	410.342	339.580	417.270
Outros resultados abrangentes				
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado				
Ganhos com ativos financeiros disponíveis para venda	-	9.203	-	9.203
Tributos sobre outros resultados abrangentes	-	(3.129)	-	(3.129)
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos	-	6.074	-	6.074
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO	332.278	416.416	339.580	423.344
Atribuível aos acionistas da empresa Controladora			332.278	416.416
Atribuível aos acionistas não controladores			7.302	6.928

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 2018 e de 2017

em milhares de reais

	Atribuível aos acionistas da empresa controladora						Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
	Capital social	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 2018	7.910.000	873.306	22.295	844.398	5.557.843	-	15.207.842	302.661	15.510.503
Ajustes decorrentes da adoção dos CPCs 47 e 48	-	-	(4.391)	-	-	(11.785)	(16.176)	-	(16.176)
Saldo em 1º de janeiro de 2018 ajustado	7.910.000	873.306	17.904	844.398	5.557.843	(11.785)	15.191.666	302.661	15.494.327
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	332.278	332.278	7.302	339.580
Resultado abrangente total do período	-	-	-	-	-	332.278	332.278	7.302	339.580
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	31,2	(16.702)	-	-	-	16.702	-	-	-
Saldo em 31 de março de 2018	7.910.000	856.604	17.904	844.398	5.557.843	337.195	15.523.944	309.963	15.833.907

	Atribuível aos acionistas da empresa controladora						Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
	Capital social	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 2017 - rerepresentado	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	-	-	6.074	-	-	-	6.074	-	6.074
Ganhos com ativos financeiros, líquidos de tributos	-	-	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	-	(18.509)	-	-	-	18.509	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	-	(11.053)	(11.053)
Saldo em 31 de março de 2017	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.

Demonstrações dos Fluxos de Caixa
para os trimestres findos em 31 de março de 2018 e de 2017
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2018	31.03.2017	31.03.2018	31.03.2017
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do período		332.278	410.342	339.580	417.270
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do período com a geração (utilização) de caixa das atividades operacionais:					
Encargos, variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas		779	35.690	194.175	258.728
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	10.2	-	-	(20.624)	(20.612)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	10.3	-	-	(39.273)	(23.249)
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa dos ativos RBSE	10.4	-	-	(42.010)	(224.604)
Imposto de renda e contribuição social	13.4	21.574	-	245.607	193.112
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.4	6.131	(14.197)	(64.254)	56.600
Resultado da equivalência patrimonial	18.1	(278.340)	(440.520)	(28.518)	(33.713)
Apropriação do cálculo atuarial dos benefícios pós-emprego	25.4	140	131	24.297	24.108
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	25.4	(11)	333	34.356	36.981
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	27.2	-	-	29.507	26.403
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	32	-	-	(9.568)	(4.861)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	32	-	-	(221.945)	147.977
Depreciação e amortização	33	304	299	177.210	183.078
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas		(18.342)	1.389	117.970	98.699
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	2	6
Resultado das baixas de imobilizado		-	-	3.114	1.864
Resultado das baixas de intangíveis		-	-	5.230	9.996
		64.513	(6.533)	744.856	1.147.783
Redução (aumento) dos ativos					
Clientes		-	-	320.666	(222.555)
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		2.736	31.750	2.735	5.369
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8.1	65.030	24.653	65.030	24.653
Depósitos judiciais		(1.465)	(2.243)	5.795	51.781
Outros créditos		(272)	(226)	(3.834)	(28.930)
Estoques		-	-	6.242	3.757
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		25.051	(3.250)	260.318	25.399
Outros tributos a recuperar		(80.256)	(43)	(77.184)	8.271
Despesas antecipadas		-	-	5.203	2.936
Partes relacionadas		18.268	135	-	-
		29.092	50.776	584.971	(129.319)
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		3.713	(388)	74.026	10.368
Partes relacionadas		(3.105)	-	-	-
Fornecedores		607	(2.127)	(262.672)	(132.470)
Outras obrigações fiscais		367	(76)	(87.501)	(36.567)
Benefícios pós-emprego	25.4	(16)	(385)	(47.916)	(49.297)
Encargos do consumidor a recolher		-	-	(43.455)	(10.052)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	27.2	-	-	(16.497)	(14.746)
Contas a pagar vinculadas à concessão	28.1	-	-	(16.287)	(16.472)
Passivos financeiros setoriais	9.2	-	-	28.531	26.636
Outras contas a pagar		(140)	9	22.060	(24.917)
Provisões para litígios quitadas	30.1.1	(9)	-	(36.344)	(79.741)
		1.417	(2.967)	(386.055)	(327.258)
CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
		95.022	41.276	943.772	691.206
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Imposto de renda e contribuição social pagos		(24.041)	-	(197.892)	(131.763)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	23.4	(39.432)	(67.019)	(86.257)	(120.367)
Encargos de debêntures pagos	24.2	(5.526)	(62)	(18.201)	(11.645)
		26.023	(25.805)	641.422	427.431

(continua)

Demonstrações dos Fluxos de Caixa
para os trimestres findos em 31 de março de 2018 e de 2017 (continuação)
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2018	31.03.2017	31.03.2018	31.03.2017
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		(1.344)	57	18.920	(27.611)
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		(138.865)	(3.000)	-	-
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas		116.978	-	117.239	-
Aportes em investimentos	18.1	(115.990)	(90.200)	-	(105.789)
Redução de capital em investidas	18.1	-	90.000	35.280	73.361
Aquisições de imobilizado		(74)	(164)	(503.267)	(197.609)
Aquisições de intangível		(84)	(164)	(133.471)	(167.037)
Participação financeira do consumidor - intangível		-	-	25.834	26.100
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(139.379)	(3.471)	(439.465)	(398.585)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Ingressos de empréstimos e financiamentos		-	77.000	-	77.060
Ingressos de debêntures emitidas	24.2	600.000	-	600.000	-
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	23.4	(77.000)	(77.000)	(121.356)	(120.801)
Amortizações de principal de debêntures	24.2	-	-	(21.247)	(18.252)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(1.965)	-	(1.966)	(3.335)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		521.035	-	455.431	(65.328)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		407.679	(29.276)	657.388	(36.482)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	56.833	46.096	1.040.075	982.073
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	464.512	16.820	1.697.463	945.591
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		407.679	(29.276)	657.388	(36.482)

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

Demonstrações do Valor Adicionado
para os trimestres findos em 31 de março de 2018 e de 2017
em milhares de reais

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.03.2017	31.03.2018	31.03.2017
Receitas				
Venda de energia e outros serviços	-	-	4.828.519	4.953.406
Receita de construção	-	-	362.135	324.140
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	9.568	6.329
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	221.945	(147.977)
Outras receitas	26.473	23	34.486	285
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(26.830)	(24.702)
	26.473	23	5.429.823	5.111.481
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	1.286.119	1.174.810
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER	-	-	317.298	165.835
Material, insumos e serviços de terceiros	3.773	4.129	163.569	146.814
Gás natural e insumos para operações de gás	-	-	98.306	60.136
Custo de construção	-	-	331.190	332.098
Perda / Recuperação de valores ativos	-	-	23.622	18.895
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	-	-	2.899	29.857
Outros insumos	(7.094)	3.215	108.510	76.910
	(3.321)	7.344	2.331.513	2.005.355
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	29.794	(7.321)	3.098.310	3.106.126
(-) Depreciação e amortização	304	299	177.210	183.078
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	29.490	(7.620)	2.921.100	2.923.048
(+) Valor adicionado transferido				
Resultado da equivalência patrimonial	278.340	440.521	28.518	33.714
Receitas financeiras	108.391	41.862	205.395	163.587
Outras receitas	-	-	29.204	26.779
	386.731	482.383	263.117	224.080
	416.221	474.763	3.184.217	3.147.128

(continua)

Demonstrações do Valor Adicionado
para os trimestres findos em 31 de março de 2018 e de 2017 (continuação)
em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	31.03.2018	%	31.03.2017	%	31.03.2018	%	31.03.2017	%
Pessoal								
Remunerações e honorários	2.506		5.288		207.951		214.850	
Planos previdenciário e assistencial	569		853		66.056		64.814	
Auxílio alimentação e educação	269		239		31.444		31.801	
Encargos sociais - FGTS	160		403		17.489		18.037	
Indenizações trabalhistas	4.421		-		92.084		7.785	
Participação nos lucros e/ou resultados	222		154		24.416		19.080	
Apropriação no imobilizado e intangível em curso	-		-		(4.405)		(6.602)	
	8.147	2,0	6.937	1,5	435.035	13,7	349.765	11,1
Governo								
Federal								
Tributos	28.759		(12.770)		566.695		627.559	
Encargos setoriais	-		-		589.439		488.777	
Estadual	1		1		976.031		929.405	
Municipal	56		87		2.680		2.481	
	28.816	6,9	(12.682)	(2,7)	2.134.845	67,0	2.048.222	65,1
Terceiros								
Juros	46.573		69.608		262.476		321.136	
Arrendamentos e aluguéis	407		558		9.642		8.825	
Doações, subvenções e contribuições	-		-		2.639		1.910	
	46.980	11,3	70.166	14,8	274.757	8,6	331.871	10,5
Acionistas								
Lucros retidos	332.278		410.342		332.278		410.342	
Participações de acionistas não controladores	-		-		7.302		6.928	
	332.278	79,8	410.342	86,4	339.580	10,7	417.270	13,3
	416.221	100,0	474.763	100,0	3.184.217	100,0	3.147.128	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 2018

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 sociedade por ações, de economia mista, de capital aberto, controlada pelo Estado do Paraná, 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 nas 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) (a)	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 - Compagas	Curitiba/PR	Distribuição de gás canalizado	51,0	Copel
Eleijor - 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
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. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte III S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel I S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Jangada S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Cutia S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.(b)	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. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia

(a) A Administração está avaliando uma eventual alteração do objeto social ou o encerramento das atividades operacionais e a versão de seu patrimônio para a acionista.

(b) 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.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT

(a) Projeto com suas atividades paralisadas devido a uma Ação Civil Pública. Existe deliberação dos consorciados por solicitar à Agência Nacional do Petróleo - ANP a liberação das obrigações contratuais sem ônus para as licitantes, com a consequente devolução dos bônus de assinatura, reembolso dos custos com garantia incorridos e liberação das garantias apresentadas.

(b) Fase pré-operacional.

1.1.3 Coligadas

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. (a)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	35,77	Copel GeT
Carbocampel S.A.	Figueira/PR	Exploração de carvão	49,0	Copel
Dois Saltos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica Ltda. (b)	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 (c)	Londrina/PR	Telecomunicações	45,0	Copel
Dominó Holdings Ltda.	Curitiba/PR	Participação em sociedade	49,0	Copel Energia
GBX Tietê II Empreendimentos Participações S.A.	São Paulo/SP	Incorporação de empreendimentos imobiliários	19,31	UEG

(a) Em fevereiro de 2018, a coligada Foz do Chopim Energética Ltda. foi transferida da Copel para a Copel GeT, mediante aumento do capital social.

(b) Fase pré-operacional.

(c) 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 Iguçu (NE nº 19.7.1) (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 (2.1.1)	Contrato de concessão de distribuição de gás	51	20.01.2019
Dois Saltos (a)	Autorização - Resolução nº 5204/2015	30	22.04.2045
Paraná Gás (1.1.2 - a)	PART-T-300_R12 Nº 4861-.0000.99/2014-00 - ANP	30	15.05.2045
Usina de Energia Eólica São João S.A. (b)	Portaria MME nº 173 /2012 - EOL São João	49	25.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (b)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas	49	08.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (b)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	15.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (b)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	17.04.2047

(a) Empreendimento em construção.

(b) 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

2.1.1 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 anteriores.

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. Porém, como até o término da emissão destas informações trimestrais, tal discussão ainda não havia sido encerrada e a citada lei continuar vigente, tornou-se necessário considerar tais efeitos nas informações trimestrais de 31.03.2018.

A Administração continuará envidando seus melhores esforços para proteger os interesses da Companhia, buscando equacionar da melhor forma os impactos da nova interpretação dada pelo Poder Concedente, bem como, buscando alternativas necessárias para a manutenção da concessão de forma sustentável.

Os impactos registrados nas demonstrações financeiras da Compagás de 31.03.2018 pela antecipação do vencimento da concessão estão apresentados a seguir:

31.03.2018	Término da concessão em 2024	Efeitos	Término da concessão em 2019
BALANÇO PATRIMONIAL			
Ativo não circulante			
Contas a receber vinculadas à concessão	110.965	197.773	308.738
Intangível	191.759	(147.737)	44.022
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita Operacional Líquida			
Valor justo do ativo indenizável da concessão	1.528	2.956	4.484
Custos Operacionais			
Amortização	(7.288)	1.653	(5.635)

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 Iguazu (a)	30	13.09.2049	
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	
UHE Marumbi - Declaração de registro de central geradora: CGH.PH.PR.001501-6.02	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 Cerquilha III	100	05.10.2040	
Contrato nº 022/2012 - LT - Foz do Chopim - Salto Osório 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 230/138 kV Curitiba Norte	100	28.01.2044	
Contrato nº 021/2014 - LT Foz do Chopim - Realeza; SE Realeza 230/138 kV - Pátio novo em 230 kV	100	04.09.2044	
Contrato nº 022/2014 - LT Assis - Londrina	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 Andirá 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 - Guaira; 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 Paranaita - Ribeirãozinho; LT 500 kV Paranaita - 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 - Marimondo II; LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte; LT 500 Rio Verde Norte - Marimondo II; Seccionamento das LTs 500 kV Marimondo - Araraquara, na SE Marimondo II; SE Marimondo 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	49	04.09.2044

(a) Empreendimento em construção.

3 Base de Preparação

3.1 Declarações de conformidade

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 31.12.2017, que não sofreram modificações no primeiro trimestre de 2018, não estão sendo apresentadas. Portanto, estas informações trimestrais devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras de 31.12.2017, disponíveis nos sites da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e da Copel.

A 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.

A emissão das informações trimestrais foi aprovada pela Administração em 15.05.2018.

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 de 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 31.12.2017.

4 Principais Políticas Contábeis

4.1 Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1º.01.2018

4.1.1 CPC 48/IFRS 9 - Instrumentos financeiros

Esta norma estabelece três categorias para classificação e mensuração de ativos e passivos financeiros: (i) mensurados ao valor justo por meio do resultado; (ii) mensurados pelo custo amortizado, baseado no modelo de negócio pelo qual eles são mantidos e nas características de seus fluxos de caixa contratuais; e (iii) mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

A Companhia e suas controladas adotaram o CPC 48/IFRS 9, aproveitando a isenção constante do item 7.2.15 que lhes permite não rerepresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros. As diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção inicial do CPC 48/IFRS 9 foram reconhecidas nos lucros acumulados.

Redução ao valor recuperável (*impairment*)

Em relação ao *impairment* de ativos financeiros, o CPC 48/IFRS 9 requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em créditos e modificações nessa expectativa a cada data de reporte, para refletir as mudanças no risco de crédito desde o reconhecimento inicial, ou seja, não é mais necessário que o evento ocorra antes para que seja reconhecida a perda no crédito.

O CPC 48/IFRS 9 exige que a Administração da Companhia realize avaliação com base em doze meses ou por toda a vida do ativo financeiro e registre os efeitos quando houver indicativos de perdas em crédito esperadas nos ativos financeiros.

A Companhia e suas controladas aplicaram a abordagem simplificada que registra perdas esperadas durante toda a vida dos ativos financeiros do contas a receber de clientes.

Efeitos na aplicação inicial

Os novos requerimentos do CPC 48/IFRS produziram os seguintes impactos na classificação dos ativos financeiros, conforme demonstrado a seguir:

Instrumento financeiro	Classificação atual (CPC 38)	Nova classificação (CPC 48/IFRS 9)
Títulos e valores mobiliários	Disponíveis para venda	Valor justo por meio do resultado
Cauções e depósitos vinculados	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Clientes	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Ativos financeiros setoriais	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Contas a receber vinculadas à concessão - transmissão (amortizável)	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Contas a receber vinculadas à concessão - transmissão (indenizável)	Empréstimos e recebíveis	Valor justo por meio do resultado
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Contas a receber vinculadas à concessão - distribuição	Disponíveis para venda	Valor justo por meio do resultado
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	Disponíveis para venda	Valor justo por meio do resultado
Estado do Paraná - Programas do Governo	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Outros investimentos temporários	Disponíveis para venda	Valor justo por meio do resultado

Os efeitos no balanço patrimonial da Companhia estão apresentados no quadro abaixo:

	Controladora			Consolidado		
	31.12.2017	Efeitos da aplicação do CPC 48	1º.01.2018	31.12.2017	Efeitos da aplicação do CPC 48	1º.01.2018
BALANÇO PATRIMONIAL						
Ativo	17.955.966	(14.496)	17.941.470	33.162.377	(14.496)	33.147.881
Ativo circulante	998.294	-	998.294	5.701.834	(18.608)	5.683.226
Clientes	-	-	-	2.733.240	(18.608)	2.714.632
Ativo não circulante	16.957.672	(14.496)	16.943.176	27.460.543	4.112	27.464.655
Clientes	-	-	-	261.082	(3.356)	257.726
Impostos diferidos	102.236	-	102.236	915.492	7.468	922.960
Investimentos	14.987.607	(14.496)	14.973.111	2.570.643	-	2.570.643
Passivo	17.955.966	(14.496)	17.941.470	33.162.377	(14.496)	33.147.881
Patrimônio líquido	15.207.842	(14.496)	15.193.346	15.510.503	(14.496)	15.496.007
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	15.207.842	(14.496)	15.193.346	15.207.842	(14.496)	15.193.346
Ajustes de avaliação patrimonial	895.601	(4.391)	891.210	895.601	(4.391)	891.210
Lucros acumulados	-	(10.105)	(10.105)	-	(14.496)	(14.496)

A Companhia não designou passivos financeiros como Valor justo por meio do resultado, sendo assim, não houve impacto na classificação de passivos financeiros.

4.1.2 CPC 47/IFRS 15 - Esclarecimentos à IFRS 15 - Receita de contratos com clientes

Esta norma estabelece que uma entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços. A norma introduziu um modelo para o reconhecimento da receita, que considera cinco passos: (i) identificação do contrato com o cliente; (ii) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato; e (v) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho.

Em suma, pelos novos requisitos da IFRS 15, a entidade reconhece a receita somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de determinada operação são efetivamente transferidos ao cliente. Adicionalmente, esta norma estabelece maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes.

O efeito no balanço patrimonial consolidado da Companhia em 1º.01.2018 foi redução na rubrica de clientes em R\$ 2.960, aumento de impostos diferidos ativos em R\$ 1.280, em contrapartida da redução da rubrica de lucros acumulados em R\$ 1.680, com os respectivos reflexos na rubrica de investimentos e de lucros acumulados da Controladora, por equivalência patrimonial.

Adicionalmente, a partir de 1º.01.2018, os indicadores de continuidade Duração de interrupção individual - DIC, Frequência de interrupção individual - FIC, Duração máxima de interrupção contínua - DMIC e Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico - DICRI, anteriormente contabilizados como despesa operacional, passaram a ser contabilizados como redutor da receita de disponibilidade da rede elétrica.

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Caixa e bancos conta movimento	1.132	2.477	135.680	157.470
Aplicações financeiras de liquidez imediata	463.380	54.356	1.561.783	882.605
	464.512	56.833	1.697.463	1.040.075

Compreendem numerário em espécie, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, que possam ser resgatadas no prazo de até 90 dias da data de contratação.

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 73% e 100% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6 Títulos e Valores Mobiliários

Categoria	Indexador	Consolidado	
		31.03.2018	31.12.2017
Cotas de fundos de investimentos	CDI	155.682	114.732
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	95,0% a 101% do CDI	53.477	57.192
Operação Compromissada	96,5% a 100% do CDI	8.691	47.052
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	Selic	698	687
Cotas de fundos de investimentos	CDI	-	-
		218.548	219.663
	Circulante	1.361	1.341
	Não circulante	217.187	218.322

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.

7 Clientes

Consolidado	Saldos vencidos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo	Saldo
				31.03.2018	31.12.2017
Consumidores					
Residencial	278.881	196.368	16.842	492.091	512.817
Industrial	255.943	39.919	81.701	377.563	429.327
Comercial	240.799	56.549	28.878	326.226	340.582
Rural	54.537	20.903	3.754	79.194	80.531
Poder público	34.640	11.918	5.961	52.519	55.826
Iluminação pública	31.337	2	-	31.339	37.684
Serviço público	31.253	732	578	32.563	39.780
Receita de fornecimento não faturada	361.657	-	-	361.657	410.086
Parcelamento de débitos (7.1)	141.861	14.686	34.068	190.615	190.261
Subsídio baixa renda - Eletrobras	13.160	-	-	13.160	14.435
Outros créditos	26.314	22.156	68.015	116.485	157.611
	1.470.382	363.233	239.797	2.073.412	2.268.940
Concessionárias e permissionárias					
Suprimento de energia elétrica					
Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR	19.634	61	6.393	26.088	76.513
Contratos bilaterais	131.849	2.198	5.971	140.018	195.510
CCEE (7.2)	240.630	-	231.618	472.248	442.541
MCS D Energia Nova	36.401	-	-	36.401	-
Receita de suprimento não faturada	26.105	-	-	26.105	31.671
Regime de cotas e Ressarcimento de geradores	9.885	91	1.282	11.258	11.351
	464.504	2.350	245.264	712.118	757.586
Encargos de uso da rede elétrica	128.638	7.007	7.115	142.760	162.020
Telecomunicações	40.943	19.622	13.855	74.420	65.769
Distribuição de gás	50.081	2.214	9.925	62.220	49.837
PECLD (7.3)	(19.147)	(10.508)	(306.478)	(336.133)	(309.830)
	2.135.401	383.918	209.478	2.728.797	2.994.322
	Circulante			2.519.265	2.733.240
	Não circulante			209.532	261.082

Mecanismo de Contratação de Sobras e Déficits - MCS D

7.1 Parcelamento de débitos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, em 31.03.2018, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto, que varia de 0,08% a 3,95% a.m.

7.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Do saldo na Copel GeT, de R\$ 447.692, foram recebidos R\$ 56.715 até a data da publicação dessas informações trimestrais e o saldo remanescente tem previsão de recebimento para as próximas liquidações da CCEE no decorrer de 2018.

Faz parte do saldo a receber o montante R\$ 231.617, proveniente do reprocessamento pela CCEE da energia valorada ao PLD do período de janeiro a setembro de 2015, em decorrência do êxito no pedido de antecipação de tutela na ação ordinária que pede a exclusão de responsabilidade na entrega de energia para cumprir os contratos de comercialização da UHE Colíder (NE nº 19.6). Neste período a Copel GeT cumpriu seu compromisso com sobras de energia descontratada em suas demais usinas.

Do montante apurado pela CCEE, com base no valor do PLD, decorrente dos efeitos da liminar pelo excludente de responsabilidade da UHE Colíder, há constituição de PECLD no valor de R\$ 119.665. O saldo remanescente de R\$ 111.952 corresponde ao direito líquido e certo pelo fornecimento da energia, independente de qualquer litígio, valorado ao preço dos contratos de comercialização.

Ainda, em relação ao excludente de responsabilidade da UHE Colíder, há outra parte adicional de R\$ 36.081, referente ao mesmo fornecimento de energia, valorada ao PLD, que não foi reconhecida em virtude da incerteza sobre o julgamento do mérito da ação judicial.

7.3 Perdas esperadas para créditos de liquidação duvidosa - PECLD

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Adições / (reversões)	Perdas	Efeito da aplicação dos novos CPCs	Saldo em 31.03.2018
Consumidores					
Residencial	22.532	12.176	(13.453)	(5.708)	15.547
Industrial	78.779	(5.574)	(2.252)	4.394	75.347
Comercial	59.275	14.306	(3.877)	16.973	86.677
Rural	2.731	1.347	(2.095)	1.646	3.629
Poder público	4.835	19	(112)	3.262	8.004
Iluminação pública	40	317	(5)	389	741
Serviço público	19	103	(123)	460	459
Não faturado	-	189	-	1.573	1.762
Ajuste a valor presente	-	2.779	-	(4.048)	(1.269)
	168.211	25.662	(21.917)	18.941	190.897
Concessionárias e permissionárias					
CCEE (7.2)	119.665	-	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	14.189	(4.363)	-	4.155	13.981
	133.854	(4.363)	-	4.155	133.646
Telecomunicações	1.511	3.265	-	(1.233)	3.543
Distribuição de gás	6.254	1.878	(85)	-	8.047
	309.830	26.442	(22.002)	21.863	336.133

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 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.

O Estado do Paraná solicitou à Companhia e o Conselho de Administração aprovou em 16.06.2016, condicionado à anuência do Ministério da Fazenda, 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, porém com pagamentos dos juros mensais. As demais cláusulas seriam mantidas, inclusive a manutenção dos índices de correção e juros atualmente vigentes, não afetando, desta forma, o valor presente líquido global do referido contrato.

A Administração da Companhia e o Estado do Paraná formalizaram em 31.10.2017 o quinto termo aditivo.

O Estado do Paraná cumpriu os termos acordados e efetuou os pagamentos das parcelas mensais de juros previstas até dezembro de 2017. Encerrado o período de carência, o Estado do Paraná vem cumprido rigorosamente os pagamentos nas condições contratadas, restando 85 parcelas mensais.

8.1 Mutação do CRC

	Saldo em 1 ^o .01.2018	Juros	Variacão monetária	Recebimentos	Saldo em 31.03.2018
	1.516.362	24.256	19.149	(65.030)	1.494.737
Circulante	167.109				170.385
Não circulante	1.349.253				1.324.352

8.2 Vencimento das parcelas de longo prazo

2019	138.125
2020	192.542
2021	205.347
2022	219.004
2023	233.569
Após 2023	335.765
	1.324.352

9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

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

Consolidado	31.03.2018		31.12.2017	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2018				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	459.596	153.199	333.412	333.412
Energia elétrica para revenda - Itaipu	423.911	141.304	250.851	250.851
Transporte de energia pela rede básica	39.450	13.150	18.056	18.056
Transporte de energia de Itaipu	11.903	3.968	5.063	5.063
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(369.332)	(123.111)	(211.735)	(211.735)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	435	145	(28.800)	(28.800)
Proinfa	2.524	841	(33)	(33)
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	76.725	25.575	33.319	33.319
Sobrecontratação	(58.983)	(19.661)	(112.137)	(112.137)
Risco hidrológico	(210.196)	(70.066)	(93.964)	(93.964)
Devoluções tarifárias	(47.364)	(15.788)	(21.302)	(21.302)
Ajuste CVA Angra III	(1.708)	(569)	(1.121)	(1.121)
	326.961	108.987	171.609	171.609

Consolidado	31.03.2018		31.12.2017	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2017				
Parcela A				
Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ	(81.051)	-	(168.939)	-
ESS	(80.572)	-	(167.938)	-
CDE	(40.441)	-	(84.293)	-
Proinfa	(2.458)	-	(5.122)	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	17.273	-	36.002	-
Transporte de energia pela rede básica	5.338	-	11.127	-
Transporte de energia comprada de Itaipu	1.342	-	2.797	-
Outros componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	(5.983)	-	(12.470)	-
Sobrecontratação	42.195	-	87.949	-
Neutralidade	26.200	-	54.609	-
Ajuste CVA Angra III	24.197	-	50.435	-
Outros	1.451	-	3.024	-
	(92.509)	-	(192.819)	-
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2021				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	(92.142)	-	(90.700)
	-	(92.142)	-	(90.700)
	(92.509)	(92.142)	(192.819)	(90.700)

9.2 Mutação dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

Consolidado	Saldo em 1�.01.2018	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.03.2018
		Constituição	Amortização	Atualização		
Parcela A						
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	537.704	55.771	(19.659)	8.672	-	582.488
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	497.885	(37.547)	92.365	7.572	(28.531)	531.744
Transporte de energia pela rede básica	47.239	15.996	(6.078)	781	-	57.938
Transporte de energia comprada de Itaipu	12.923	5.574	(1.514)	230	-	17.213
ESS	(591.408)	(62.192)	91.405	(10.820)	-	(573.015)
CDE	(141.893)	57.704	45.802	(1.474)	-	(39.861)
Proinfa	(5.188)	3.339	2.797	(41)	-	907
Outros componentes financeiros						
Neutralidade	121.247	33.674	(28.409)	1.988	-	128.500
Ajuste CVA Angra III	48.193	-	(26.238)	(35)	-	21.920
Risco hidrológico	(187.928)	(88.425)	-	(3.909)	-	(280.262)
Devoluções tarifárias	(145.774)	(20.170)	6.487	(1.820)	-	(161.277)
Sobrecontratação	(136.325)	148.589	(45.753)	(2.960)	-	(36.449)
Outros	3.024	-	(1.573)	-	-	1.451
	59.699	112.313	109.632	(1.816)	(28.531)	251.297
Ativo circulante	171.609					326.961
Ativo não circulante	171.609					108.987
Passivo circulante	(192.819)					(92.509)
Passivo não circulante	(90.700)					(92.142)

10 Contas a Receber Vinculadas   Concessão

Consolidado	31.03.2018	31.12.2017
Contrato de concessão de distribuição (10.1)	695.422	684.206
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (10.2)	610.768	606.479
Contratos de concessão de transmissão (10.3)	1.558.638	1.497.399
Remensuração do ativo financeiro RBSE (10.4)	1.395.495	1.418.370
Contrato de concessão de distribuição de gás (10.5)	308.738	303.668
	4.569.061	4.510.122
	Circulante	148.608
	Não circulante	4.420.453
		149.744
		4.360.378

10.1 Contrato de concessão de distribuição

Em 1�.01.2018	684.206
Transferências do intangível (NE n� 20.1)	6.133
Reconhecimento do valor justo	5.084
Baixas	(1)
Em 31.03.2018	695.422

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

Em 1�.01.2018	606.479
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(16.335)
Juros efetivos	20.624
Em 31.03.2018	610.768

10.3 Contratos de concessão de transmissão

Em 1º.01.2018	1.497.399
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(25.187)
Transferências para o imobilizado	(88)
Transferência de depósitos judiciais	4.029
Remuneração	39.273
Receita de construção	43.212
Em 31.03.2018	1.558.638

10.4 Remensuração dos ativos RBSE

Em 1º.01.2018	1.418.370
Remuneração do fluxo de caixa dos ativos RBSE	42.010
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(64.885)
Em 31.03.2018	1.395.495

A Copel GeT prorrogou o contrato de concessão 060/2001 nos termos da Lei nº 12.783/2013, constituindo valores a receber referentes 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 incremento na 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 resultou na conclusão da fiscalização do laudo de avaliação dos ativos, 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, com glosa de R\$ 214.663 em relação ao montante originalmente solicitado de R\$ 882.300, estando a principal glosa relacionada aos ativos da Subestação SF6 de Salto Caxias.

Adicionalmente, 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.

Pautada na opinião de seus assessores jurídicos, a Copel GeT entende que esta é uma decisão provisória que não se volta contra o seu direito de receber os devidos valores referentes aos ativos RBSE e que estes estão assegurados pela lei. Diante disso, os recebíveis relativos à remuneração pelo custo de capital próprio considerados no fluxo de recebimento desse ativo estão registrados no ativo não circulante.

A remensuração da base de ativos para a data-base de 31.03.2018 totaliza R\$ 1.395.495, já descontando a amortização pelo recebimento da RAP, tendo as variações ocorridas nos períodos sido registradas em receita operacional.

10.5 Contrato de concessão de distribuição de gás

Em 1º.01.2018	303.668
Reclassificações do intangível	(1.060)
Transferências do intangível	1.647
Reconhecimento do valor justo	4.484
Baixas	(1)
Em 31.03.2018	308.738

11 Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão

11.1 Mutações das contas a receber vinculadas à indenização da concessão

Em 1º.01.2018	68.859
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	656
Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável	2.141
Em 31.03.2018	71.656

12 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Serviços em curso (a)	7.444	7.444	149.495	141.959
Repasse CDE	-	-	128.791	136.559
Créditos nas operações de venda e aquisição de gás (12.1)	-	-	83.232	77.279
Desativações em curso	-	-	28.179	44.451
Adiantamento a fornecedores (b)	-	-	24.203	29.016
Adiantamento a empregados	847	660	37.061	25.928
Adiantamento para indenizações imobiliárias	-	-	24.691	19.230
Outros créditos	268	183	84.531	84.345
	8.559	8.287	560.183	558.767
Circulante	8.559	8.287	399.988	409.351
Não circulante	-	-	160.195	149.416

(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) Adiantamento previsto em cláusula contratual.

12.1 Créditos nas operações de venda e aquisição de gás - Compagás

Refere-se ao contrato de aquisição de gás da Petrobras, relativo à aquisição de volumes contratados e garantidos, superiores àqueles efetivamente retirados e utilizados, e contém cláusula de compensação futura. A Compagás tem o direito de retirar o gás em meses subsequentes, podendo compensar o volume contratado e não consumido. De acordo com as disposições contratuais e perspectivas de consumo, decorrentes da revisão dos projetos e cenários para os próximos anos, a Compagás estima compensar integralmente os valores pagos no curso de sua operação. Caso a concessão termine de forma antecipada por qualquer motivo, o contrato com a Petrobras prevê o direito de alienação deste ativo. O vencimento da concessão está em discussão com o poder concedente, conforme descrito na NE nº 2.1.1.

13 Tributos

13.1 Imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Ativo circulante				
IR e CSLL a compensar	54.355	119.320	462.626	937.663
IR e CSLL a compensar com o passivo	(22.631)	(105.265)	(178.684)	(435.978)
	31.724	14.055	283.942	501.685
Ativo não circulante				
IR e CSLL a recuperar	117.298	158.808	135.115	176.480
	117.298	158.808	135.115	176.480
Passivo circulante				
IR e CSLL a recolher	21.574	36.803	243.717	362.307
IR e CSLL a compensar com o ativo	(21.574)	(34.336)	(109.692)	(275.997)
	-	2.467	134.025	86.310

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.01.2018	Reconhecido no resultado	Saldo em 31.03.2018
Ativo não circulante			
Provisões para litígios	86.732	(5.777)	80.955
Amortização do direito de concessão	19.680	95	19.775
Provisão Finam	3.457	-	3.457
Benefícios pós-emprego	1.374	42	1.416
Outros	15.219	1.634	16.853
	126.462	(4.006)	122.456
(-) Passivo não circulante			
Atualização de depósitos judiciais	18.349	429	18.778
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	3.615	1.239	4.854
Instrumentos financeiros	2.262	457	2.719
	24.226	2.125	26.351
Líquido	102.236	(6.131)	96.105

Consolidado	Saldo em	Reconhecido	Efeito da	Saldo em
	1º.01.2018	no resultado	aplicação dos novos CPCs	31.03.2018
Ativo não circulante				
Provisões para litígios	514.358	20.796	-	535.154
Benefícios pós-emprego	293.611	3.786	-	297.397
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	310.561	986	-	311.547
Provisão para P&D e PEE	156.325	5.459	-	161.784
Provisão para compra de energia	129.877	11.523	-	141.400
PECLD	113.380	1.185	7.468	122.033
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	110.658	(19.569)	-	91.089
INSS - liminar sobre depósito judicial	60.856	2.819	-	63.675
Amortização do direito de concessão	48.722	1.148	-	49.870
PSDV	13.027	27.650	-	40.677
Contratos de concessão	24.906	(325)	-	24.581
Provisão para perdas tributárias	23.915	529	-	24.444
Provisão para participação nos lucros	22.270	8.021	-	30.291
Instrumentos financeiros	15.718	(1.422)	-	14.296
Outros	44.432	2.583	1.006	48.021
	1.882.616	65.169	8.474	1.956.259
(-) Passivo não circulante				
Contratos de concessão	535.726	6.902	-	542.628
Custo atribuído ao imobilizado	449.884	(8.604)	-	441.280
Atualização de depósitos judiciais	55.328	2.491	-	57.819
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	21.538	(388)	-	21.150
Diferimento de ganho de capital	11.320	-	-	11.320
Capitalização de encargos financeiros	5.357	-	-	5.357
Outros	44.601	514	-	45.115
	1.123.754	915	-	1.124.669
Líquido	758.862	64.254	8.474	831.590
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	915.492			951.839
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(156.630)			(120.249)
Líquido	758.862			831.590

13.2.2 Realização dos créditos fiscais diferidos

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2018	40.441	-	485.687	(61.914)
2019	142	-	273.971	(108.164)
2020	142	-	185.641	(75.175)
2021	142	-	120.021	(73.282)
2022	142	-	90.530	(65.864)
2023 a 2025	426	-	211.154	(186.702)
2026 a 2028	81.021	(26.351)	589.255	(553.568)
	122.456	(26.351)	1.956.259	(1.124.669)

13.2.3 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31.03.2018, a UEG Araucária não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 21.045 por não haver, naquele momento, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

13.3 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	7	7	72.277	68.773
PIS/Pasep e Cofins a compensar	299	269	136.753	133.090
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o passivo	-	-	(12.366)	(4.202)
Outros tributos a compensar	-	-	570	571
	306	276	197.234	198.232
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	31.501	36.740
PIS/Pasep e Cofins	80.226	-	129.799	46.858
Outros tributos a compensar	15	15	33.382	33.376
	80.241	15	194.682	116.974
Passivo circulante				
ICMS a recolher	-	3	98.137	151.928
PIS/Pasep e Cofins a recolher	1.057	44.927	116.679	138.797
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o ativo	(1.057)	(44.927)	(81.358)	(121.165)
IRRF sobre JSCP	-	26.002	(1.211)	97.065
IRRF sobre JSCP a compensar com o IR e CSLL ativo	-	(26.002)	-	(43.018)
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	78.334	45.108
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	64.272	63.791
Outros tributos	765	473	11.922	12.981
	765	476	286.775	345.487
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	2.443	2.365	187.673	179.373
Pert	-	-	451.354	488.563
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	69.628	85.054
TCFRH (a)	-	-	66.409	53.349
Outros tributos	-	-	3.290	3.237
	2.443	2.365	778.354	809.576

(a) Taxa de Controle, Acompanhamento e Fiscalização das Atividades de Exploração e do Aproveitamento de Recursos Hídricos - pagamento suspenso por liminar

13.4 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.03.2017	31.03.2018	31.03.2017
Lucro antes do IRPJ e CSLL	359.983	396.145	520.933	666.982
IRPJ e CSLL (34%)	(122.394)	(134.689)	(177.117)	(226.774)
Efeitos fiscais sobre:				
Equivalência patrimonial	94.636	149.777	9.696	11.463
Despesas indedutíveis	(5)	(6)	(3.844)	(3.199)
Incentivos fiscais	53	-	3.110	4.271
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(6.875)	-
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	(6.441)	(5.561)
Outros	5	(885)	118	(29.912)
IRPJ e CSLL correntes	(21.574)	-	(245.607)	(193.112)
IRPJ e CSLL diferidos	(6.131)	14.197	64.254	(56.600)
Alíquota efetiva - %	7,7%	-3,6%	34,8%	37,4%

14 Despesas Antecipadas

Consolidado	31.03.2018	31.12.2017
Prêmio de risco - Repactuação do Risco Hidrológico (GSF) (14.1)	24.168	28.033
Outros	23.180	24.518
	47.348	52.551
	Circulante	38.529
	Não circulante	8.819
		39.867
		12.684

14.1 Repactuação do Risco Hidrológico (GSF)

A composição dos registros em 31.03.2018 é apresentada a seguir:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Amortização	Transferências	Saldo em 31.03.2018
Prêmio de risco - ativo circulante	15.459	(3.865)	3.865	15.459
Prêmio de risco - ativo não circulante	12.574	-	(3.865)	8.709
Intangível	45.745	(1.760)	-	43.985
	73.778	(5.625)	-	68.153
Prêmio de risco a amortizar - despesa antecipada	28.033			24.168
Extensão de prazo da outorga - intangível	45.745			43.985

15 Partes Relacionadas

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Controlador				
Estado do Paraná (15.1)	14.266	130.156	14.266	130.417
Controladas				
Copel DIS (15.2)	90.833	89.270	-	-
Eólicas (15.3)	367.469	221.327	-	-
Compartilhamento de estrutura	7.519	27.273	-	-
Copel DIS - reembolso	-	26	-	-
Copel TEL - reembolso	5.189	5.189	-	-
Empreendimento controlado em conjunto				
Voltaia São Miguel do Gostoso	-	38.169	-	38.169
Compartilhamento de estrutura	16	67	88	405
	485.292	511.477	14.354	168.991
	Circulante	380.193	88	38.835
	Não circulante	105.099	14.266	130.156

15.1 Estado do Paraná

O crédito de R\$ 115.890 referente ao Programa Luz Fraterna, pendente em 31.12.2017 foi integralmente quitado.

Com relação ao crédito relativo às obras da Copa do Mundo de 2014, de 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 foi celebrado, portanto, 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, está em fase de negociação a definição dos 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 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 Eólicas - Contratos de mútuo

Em 21.08.2017, foram assinados contratos de mútuo entre a Copel (mutuante) e as usinas eólicas, conforme demonstrado a seguir:

Mutuárias	Limite aprovado	Receita financeira	Saldo a receber	Saldo a receber
		31.03.2018	31.03.2018	31.12.2017
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A.	45.500	700	44.092	31.584
Usina de Energia Eólica Jangada S.A.	92.700	1.214	85.455	31.078
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A.	92.000	1.455	83.672	73.702
Usina de Energia Eólica Cutia S.A.	40.700	461	34.860	20.181
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A.	110.800	1.550	98.890	61.963
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.	9.700	89	9.259	490
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	17.400	124	11.241	2.329
	408.800	5.593	367.469	221.327

Características: contratos com limites aprovados, acrescidos de IOF e juros remuneratórios de 117% do CDI.

Em 24.01.2018 foram assinados termos aditivos aos contratos alterando a vigência de 31.01.2018 para 28.09.2018 e o montante de limites aprovados de R\$ 260.000 para R\$ 408.800.

Destinação: proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios das mutuárias.

16 Outros Investimentos Temporários

A Copel possui investimentos em ações de companhias com e sem ações negociadas em mercado ativo. Esses ativos estão classificados na categoria contábil de instrumento financeiro como Valor justo por meio do resultado.

17 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Fiscais	120.476	119.156	342.285	337.909
Trabalhistas	29	11	113.861	120.463
Cíveis				
Cíveis	-	-	111.368	110.495
Servidões de passagem	-	-	2.044	6.114
Consumidores	-	-	1.568	2.522
	-	-	114.980	119.131
Outros	-	-	5.101	5.026
	120.505	119.167	576.227	582.529

18 Investimentos

18.1 Mutações dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2018	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Efeito novos CPCs	Trans- ferência	Saldo em 31.03.2018
Controladas								
Copel GeT	8.409.370	221.047	-	-	-	533	13.799	8.644.749
Copel DIS	5.452.703	41.845	115.890	-	-	(15.843)	-	5.594.595
Copel TEL	483.195	6.787	-	-	-	(866)	-	489.116
Copel REN	28.579	7	-	-	-	-	-	28.586
Copel Energia	133.511	(5.382)	100	-	-	-	-	128.229
UEG Araucária (18.2)	89.240	(4.044)	-	-	-	-	-	85.196
Compagás (18.2)	202.857	6.419	-	-	-	-	-	209.276
Elejor (18.2)	43.208	12.080	-	-	-	-	-	55.288
Elejor - direito de concessão	13.762	-	-	(188)	-	-	-	13.574
	14.856.425	278.759	115.990	(188)	-	(16.176)	13.799	15.248.609
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso I (18.3)	74.998	(3.594)	36.224	-	-	-	-	107.628
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.773	-	-	(92)	-	-	-	10.681
Paraná Gás	3	(3)	-	-	-	-	-	-
	85.774	(3.597)	36.224	(92)	-	-	-	118.309
Coligadas								
Dona Francisca Energética (18.5)	29.821	2.469	-	-	(2.375)	-	-	29.915
Foz do Chopim Energética (18.5)	13.084	715	-	-	-	-	(13.799)	-
Outras	2.503	(6)	-	-	-	-	-	2.497
	45.408	3.178	-	-	(2.375)	-	(13.799)	32.412
	14.987.607	278.340	152.214	(280)	(2.375)	(16.176)	-	15.399.330

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Redução de capital	Saldo em 31.03.2018
Empreendimentos controlados em conjunto (18.3)							
Voltalia São Miguel do Gostoso I	74.998	(3.594)	36.224	-	-	-	107.628
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.773	-	-	(92)	-	-	10.681
Paraná Gás	3	(3)	-	-	-	-	-
Costa Oeste	33.646	1.035	-	-	-	-	34.681
Marumbi	85.341	1.949	-	-	-	-	87.290
Transmissora Sul Brasileira	64.360	412	-	-	-	-	64.772
Caiuá	56.037	802	-	-	-	-	56.839
Integração Maranhense	113.401	1.187	-	-	-	-	114.588
Matrinchã	835.819	9.028	-	-	-	-	844.847
Guaraciaba	418.320	3.307	-	-	-	-	421.627
Paranaíba	162.273	2.204	-	-	-	-	164.477
Mata de Santa Genebra	459.374	9.366	-	-	-	-	468.740
Cantareira	200.018	(2.425)	-	-	-	(35.280)	162.313
	2.514.363	23.268	36.224	(92)	-	(35.280)	2.538.483
Coligadas							
Dona Francisca Energética (18.5)	29.821	2.469	-	-	(2.375)	-	29.915
Foz do Chopim Energética (18.5)	13.084	2.794	-	-	-	-	15.878
Dominó Holdings	2.457	(7)	-	-	-	-	2.450
Outras	9.556	(6)	-	-	-	-	9.550
	54.918	5.250	-	-	(2.375)	-	57.793
Propriedades para investimento							
	1.362	-	-	-	-	-	1.362
	2.570.643	28.518	36.224	(92)	(2.375)	(35.280)	2.597.638

18.2 Controladas com participação de não controladores

18.2.1 Informações financeiras resumidas

31.03.2018	Compagás	Elejor	UEG Araucária
ATIVO	669.568	657.660	484.960
Ativo circulante	176.612	67.934	79.372
Ativo não circulante	492.956	589.726	405.588
PASSIVO	669.568	657.660	484.960
Passivo circulante	168.027	125.123	36.383
Passivo não circulante	91.196	453.552	22.594
Patrimônio líquido	410.345	78.985	425.983
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita operacional líquida	120.245	69.235	165
Custos e despesas operacionais	(100.468)	(22.430)	(21.415)
Resultado financeiro	(301)	(20.666)	1.029
Equivalência patrimonial			
Tributos	(6.889)	(8.881)	-
Lucro (prejuízo) do período	12.587	17.258	(20.221)
Outros resultados abrangentes	-	-	-
Resultado abrangente total	12.587	17.258	(20.221)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA			
Fluxo de caixa das atividades operacionais	20.260	1.602	22.678
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(2.135)	(445)	(2.581)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(6.252)	(10.152)	-
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	11.873	(8.995)	20.097
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	84.079	37.905	51.264
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	95.952	28.910	71.361
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	11.873	(8.995)	20.097

18.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participação no capital social	Compagás: 49%	Eleior: 30%	UEG Araucária: 20%	Consolidado
Em 1º.01.2018	194.901	18.518	89.242	302.661
Lucro líquido (prejuízo) do período	6.168	5.178	(4.044)	7.302
Em 31.03.2018	201.069	23.696	85.198	309.963

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

	Voltalia	Costa Oeste	Marumbi	Transmissora Sul Brasileira	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
31.03.2018											
ATIVO	221.759	100.315	163.160	654.230	229.577	464.591	2.802.856	1.435.736	1.686.333	1.885.394	995.123
Ativo circulante	2.319	8.650	10.620	47.743	23.501	43.451	316.966	127.847	164.199	174.764	44.340
Caixa e equivalentes de caixa	179	3.457	2.205	17.618	3.205	3.160	122.806	29.499	31.575	163.860	35.885
Outros ativos circulantes	2.140	5.193	8.415	30.125	20.296	40.291	194.160	98.348	132.624	10.904	8.455
Ativo não circulante	219.440	91.665	152.540	606.487	206.076	421.140	2.485.890	1.307.889	1.522.134	1.710.630	950.783
PASSIVO	221.759	100.315	163.160	654.230	229.577	464.591	2.802.856	1.435.736	1.686.333	1.885.394	995.123
Passivo circulante	2.355	3.744	6.490	45.755	22.502	69.904	150.252	72.575	119.606	20.557	23.800
Passivos financeiros	-	3.126	5.225	39.457	7.432	13.244	53.032	32.155	53.488	-	14.102
Outros passivos circulantes	2.355	618	1.265	6.298	15.070	56.660	97.220	40.420	66.118	20.557	9.698
Passivo não circulante	-	28.570	47.557	284.616	91.077	160.834	928.426	502.696	895.388	929.227	640.071
Passivos financeiros	-	24.056	37.490	273.660	62.376	100.716	701.201	381.950	630.118	824.504	543.377
Outros passivos não circulantes	-	4.514	10.067	10.956	28.701	60.118	227.225	120.746	265.270	104.723	96.694
Patrimônio líquido	219.404	68.001	109.113	323.859	115.998	233.853	1.724.178	860.465	671.339	935.610	331.252
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO											
Receita operacional líquida	-	3.230	4.913	12.414	4.491	6.530	86.374	42.927	60.924	89.664	17.841
Custos e despesas operacionais	(21)	(622)	(1.543)	(2.413)	(1.303)	(1.421)	(36.365)	(17.269)	(27.253)	(45.129)	(5.083)
Resultado financeiro	(141)	(458)	(755)	(6.842)	(1.296)	(2.088)	(14.653)	(8.450)	(14.913)	(16.218)	(17.705)
Equivalência patrimonial	(7.173)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	-	(121)	(179)	(1.101)	(255)	(598)	(16.930)	(10.459)	(9.760)	(9.622)	-
Lucro (prejuízo) do período	(7.335)	2.029	2.436	2.058	1.637	2.423	18.426	6.749	8.998	18.695	(4.947)
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente total	(7.335)	2.029	2.436	2.058	1.637	2.423	18.426	6.749	8.998	18.695	(4.947)
Participação no empreendimento - %	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	107.508	34.681	87.290	64.772	56.839	114.588	844.847	421.627	164.477	468.740	162.313

Em 31.03.2018, a participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 121.186 (R\$ 141.744 em 31.12.2017) e nos passivos contingentes equivale a R\$ 38.221 (R\$ 38.218 em 31.12.2017).

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

	Dona Francisca	Foz do Chopim
	31.03.2018	31.03.2018
ATIVO	138.578	69.578
Ativo circulante	13.661	30.214
Ativo não circulante	124.917	39.364
PASSIVO	138.578	69.578
Passivo circulante	4.119	23.341
Passivo não circulante	4.560	1.849
Patrimônio líquido	129.899	44.388
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO		
Receita operacional líquida	6.006	10.481
Custos e despesas operacionais	(2.017)	(2.582)
Resultado financeiro	32	344
Provisão para IR e CSLL	(598)	(433)
Lucro líquido do exercício	3.423	7.810
Outros resultados abrangentes	-	-
Resultado abrangente total	3.423	7.810
Participação na coligada - %	23,0303	35,77
Valor contábil do investimento	29.915	15.878

Em 31.03.2018, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 58.205 (R\$ 58.194 em 31.12.2017).

19 Imobilizado

19.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	31.03.2018			31.12.2017		
	Custo	Depreciação acumulada		Custo	Depreciação acumulada	
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	6.639.800	(4.107.737)	2.532.063	6.638.348	(4.071.621)	2.566.727
Máquinas e equipamentos	5.378.249	(2.699.941)	2.678.308	5.320.736	(2.654.801)	2.665.935
Edificações	1.500.104	(997.964)	502.140	1.500.144	(989.221)	510.923
Terrenos	361.929	(16.011)	345.918	277.665	(15.287)	262.378
Veículos e aeronaves	58.284	(49.370)	8.914	59.101	(48.759)	10.342
Móveis e utensílios	17.182	(11.676)	5.506	16.990	(11.476)	5.514
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.7)	(4.986)	-	(4.986)	(4.986)	-	(4.986)
(-) Obrigações especiais	(56)	20	(36)	(56)	18	(38)
	13.950.506	(7.882.679)	6.067.827	13.807.942	(7.791.147)	6.016.795
Em curso						
Custo	5.306.111	-	5.306.111	5.023.013	-	5.023.013
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.7)	(1.215.398)	-	(1.215.398)	(1.210.358)	-	(1.210.358)
	4.090.713	-	4.090.713	3.812.655	-	3.812.655
	18.041.219	(7.882.679)	10.158.540	17.620.597	(7.791.147)	9.829.450

19.2 Muta o do imobilizado

Consolidado							
	Saldo em 1 ^o .01.2018	Aquisi�es/ Impairment	Deprecia�o	Baixas	Capitaliza�es	Transferências/ Reclassifica�es	Saldo em 31.03.2018
Em serviço							
Reservatórios, barragens, adutoras	2.566.727	-	(36.117)	-	1.453	-	2.532.063
Máquinas e equipamentos	2.665.935	-	(46.865)	(2.191)	61.344	85	2.678.308
Edifica�es	510.923	-	(8.828)	(165)	210	-	502.140
Terrenos	262.378	-	(725)	(1)	84.266	-	345.918
Veículos e aeronaves	10.342	-	(1.190)	(256)	18	-	8.914
Móveis e utensílios	5.514	-	(203)	-	192	3	5.506
(-) Perdas estimadas para redu�o ao valor recuperável (19.7)	(4.986)	-	-	-	-	-	(4.986)
(-) Obriga�es especiais	(38)	-	2	-	-	-	(36)
	6.016.795	-	(93.926)	(2.613)	147.483	88	6.067.827
Em curso							
Custo	5.023.013	425.260	-	(501)	(147.483)	5.822	5.306.111
(-) Perdas estimadas para redu�o ao valor recuperável (19.7)	(1.210.358)	(5.040)	-	-	-	-	(1.215.398)
	3.812.655	420.220	-	(501)	(147.483)	5.822	4.090.713
	9.829.450	420.220	(93.926)	(3.114)	-	5.910	10.158.540

19.3 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no imobilizado durante o primeiro trimestre de 2018 totalizaram R\$ 1.297,   taxa média de 0,04% a.a. (R\$ 556,   taxa média de 0,02% a.a., durante o primeiro trimestre de 2017).

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 explora o 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 será constituído por 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 apoio financeiro no montante total de R\$ 1.041.155 (NE n  23). Os montantes liberados até 31.03.2018 totalizam R\$ 975.108.

Devido a questões de caso fortuito ou de força maior, tais como incêndio no canteiro de obras e atos do poder público, que resultaram em dificuldades relacionadas ao licenciamento ambiental, entre outros contratempos, como atrasos na entrega de equipamentos, nos serviços de montagem eletromecânica e na constru o da linha de transmissão associada   usina, o empreendimento sofreu impactos no seu cronograma, de modo que a gera o comercial da usina foi postergada, sendo que a primeira unidade geradora está prevista para entrar em opera o em junho de 2018, enquanto a terceira e última, em novembro de 2018. Em decorrência desses eventos, consta registrado para este empreendimento saldo de perdas estimadas por redu o ao valor recuperável do ativo, conforme demonstrado na NE n  19.9.

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\$ 164,55 em 31.03.2018. Foram negociados 125 MW médios, com fornecimento a partir de janeiro de 2015, por 30 anos. A Copel GeT protocolou na Aneel 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 Copel GeT solicitou tempestivamente reconsideração da decisão, a qual também foi negada em 14.03.2017. Não concordando com a decisão, a Copel GeT tornou a solicitar a reconsideração, que foi definitivamente negada em 04.07.2017. A Copel GeT protocolou, em 18.12.2017, ação ordinária com pedido de tutela antecipada junto ao Poder Judiciário, solicitando a reversão da decisão da Agência e, em 06.04.2018, o Tribunal Federal da 1ª Região deferiu integralmente a antecipação de tutela recursal requerida pela Copel GeT no Agravo de Instrumento para isentá-la de quaisquer ônus, encargos ou restrições a direito decorrentes do deslocamento do cronograma de implantação da UHE Colíder.

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

- de janeiro de 2015 a maio de 2016 - com sobras de energia descontratada em suas demais usinas;
- de junho de 2016 a dezembro de 2018 - com redução parcial, em junho de 2016, por meio de acordo bilateral; e
- de julho de 2016 a dezembro de 2018, com redução da totalidade dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs, por meio de acordo bilateral e participação no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova - MCSD-EN.

Em 14.07.2017, a garantia física do empreendimento foi revisada pela Portaria MME nº 213/SPE, passando para 178,1 MW médios, após sua completa motorização.

Em 31.03.2018, os gastos realizados na UHE Colíder apresentavam o saldo de R\$ 2.152.298.

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 (%)	31.03.2018	31.12.2017
Em serviço				
UHE Mauá (Consórcio Energético Cruzeiro do Sul)	51,0		859.917	859.917
(-) Depreciação Acumulada		3,43	(154.451)	(147.086)
			705.466	712.831
Em curso				
UHE Baixo Iguaçu (19.5.1)	30,0		648.393	640.178
			648.393	640.178
			1.353.859	1.353.009

19.5.1 Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - Cebi

O consórcio tem o objetivo de construir e explorar o empreendimento denominado UHE Baixo Iguaçu, com potência instalada mínima de 350,20 MW e garantia física revisada para 171,3 MW. A usina está localizada 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 das três unidades geradoras está atualmente previsto para ocorrer ao final do 4º trimestre de 2018. O cronograma original sofreu alterações em função da suspensão da licença de instalação, conforme decisão do Tribunal Regional Federal da 4ª Região (TRF-RS), ocorrida em 16.06.2014, que paralisou as obras a partir julho daquele 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 em 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 em favor do Cebi excludente de responsabilidade pelo atraso na implantação do empreendimento 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 novembro de 2017, a Aneel reconheceu, através do Despacho nº 3.770, outros 46 dias como excludente de responsabilidade, devido ao atraso ocasionado por sistemáticas invasões do canteiro de obras, entre maio e outubro de 2016, totalizando dessa forma, 802 dias de excludente de responsabilidade por atrasos na implantação do empreendimento.

As obras civis e de montagem eletromecânica na casa de força possibilitaram a instalação/posicionamento de peças importantes do conjunto turbina-gerador. Prosseguem em ritmo avançado as montagens das unidades 01, 02 e 03, devendo estar concluídas para os primeiros ensaios em meados de julho de 2018. O desvio do rio, para possibilitar a última fase da sequência construtiva do empreendimento, está previsto para ser executado em julho de 2018.

19.6 Construção do empreendimento eólico Cutia

Está em fase de construção o maior empreendimento eólico da Copel. Denominado Cutia, 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 e 71,4 MW médios de garantia física, 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, atualizado pela variação do IPCA para R\$ 177,88 em 31.03.2018. A entrada em operação comercial desses parques está prevista para julho de 2018; 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 e 58,1 MW médios de garantia física, 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, atualizado pela variação do IPCA para R\$ 168,34 em 31.03.2018. A previsão inicial para entrada em operação comercial desses parques é janeiro de 2019.

Para esses empreendimentos consta registrado um saldo de perdas estimadas por redução ao valor recuperável do ativo demonstrado na NE nº 19.7.

19.7 Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (*impairment*) de ativos do segmento de geração

Em 31.03.2018, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	<i>Impairment</i>	
Empreendimentos				
UHE Colíder (a)	2.254.961	(2.019)	(688.061)	1.564.881
Complexo Eólico Cutia (a)	1.129.138	-	(224.510)	904.628
Complexo Eólico Bento Miguel (a)	470.995	-	(98.231)	372.764
Consórcio Tapajós (b)	14.464	-	(14.464)	-
Usinas no Paraná (a)	872.976	(61.687)	(195.118)	616.171
	4.742.534	(63.706)	(1.220.384)	3.458.444

(a) Em construção

A Companhia efetuou a revisão do valor recuperável do imobilizado e como resultado dessas análises, o saldo de *impairment* sofreu as seguintes movimentações:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Impairment no ano	Saldo em 31.03.2018
Em serviço			
Usinas no Paraná	(4.986)	-	(4.986)
	(4.986)	-	(4.986)
Em curso			
UHE Colíder	(683.021)	(5.040)	(688.061)
Complexo Eólico Cutia	(224.510)	-	(224.510)
Complexo Eólico Bento Miguel	(98.231)	-	(98.231)
Consórcio Tapajós	(14.464)	-	(14.464)
Usinas no Paraná	(190.132)	-	(190.132)
	(1.210.358)	(5.040)	(1.215.398)
	(1.215.344)	(5.040)	(1.220.384)

20 Intangível

Consolidado	31.03.2018	31.12.2017
Contrato de concessão de distribuição (20.1)	5.774.788	5.750.873
Contratos de concessão/autorização de geração (20.2)	611.787	619.221
Contrato de concessão de distribuição de gás (20.3)	39.672	43.888
Outros intangíveis (20.4)	38.137	38.842
	6.464.384	6.452.824

20.1 Contrato de concessão de distribuição

Consolidado	em serviço	em curso	Obrigações especiais		Total
			em serviço	em curso	
Em 1º.01.2018	7.907.965	714.446	(2.845.438)	(26.100)	5.750.873
Aquisições	-	132.325	-	-	132.325
Participação financeira do consumidor	-	-	-	(25.834)	(25.834)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	-	299	-	-	299
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	-	(6.133)	-	-	(6.133)
Capitalizações para intangível em serviço	172.451	(172.451)	(21.486)	21.486	-
Quotas de amortização - concessão (a)	(100.958)	-	32.183	-	(68.775)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(2.767)	-	-	-	(2.767)
Baixas	(4.233)	(967)	-	-	(5.200)
Em 31.03.2018	7.972.458	667.519	(2.834.741)	(30.448)	5.774.788

(a) Amortização durante o período de concessão a partir do início da operação comercial do empreendimento ou da vida útil dos ativos, dos dois o menor.

20.2 Contratos de concessão de geração

Consolidado	Contrato de concessão (a)		Direito de concessão e autorização	Total
	em serviço	em curso		
Em 1º.01.2018	236.443	6.977	375.801	619.221
Outorga Aneel - uso do bem público	-	206	-	206
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(4.358)	-	(3.282)	(7.640)
Em 31.03.2018	232.085	7.183	372.519	611.787

(a) Contempla o saldo de uso do bem público e de repactuação do risco hidrológico.

(b) Amortização durante o período de concessão/autorização a partir do início da operação comercial do empreendimento.

20.3 Contrato de concessão de distribuição de gás

Consolidado			Total
	em serviço	em curso	
Em 1º.01.2018	24.417	19.471	43.888
Aquisições	-	2.016	2.016
Transferências de/para contas a receber vinculadas à concessão	1.060	(1.647)	(587)
Capitalizações para intangível em serviço	724	(724)	-
Quotas de amortização - concessão (a)	(5.635)	-	(5.635)
Baixas	(10)	-	(10)
Em 31.03.2018	20.556	19.116	39.672

(a) Amortização durante o período de concessão a partir do início da operação comercial do empreendimento ou da vida útil dos ativos, dos dois o menor.

20.4 Outros intangíveis

Consolidado			Total
	em serviço	em curso	
Em 1º.01.2018	22.693	16.149	38.842
Aquisições	-	788	788
Transferências do imobilizado	26	-	26
Capitalizações para intangível em serviço	102	(102)	-
Quotas de amortização (a)	(1.491)	-	(1.491)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(8)	-	(8)
Baixas	-	(20)	(20)
Em 31.03.2018	21.322	16.815	38.137

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

20.5 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no intangível durante o primeiro trimestre de 2018 totalizaram R\$ 1.003, à taxa média de 0,06% a.a. (R\$ 890, à taxa média de 0,05% a.a. durante o primeiro trimestre de 2017).

21 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	1.076	1.778	34.121	49.748
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	774	768	32.611	32.686
	1.850	2.546	66.732	82.434
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida	736	157	151	1.796
Férias	2.588	2.511	106.858	106.450
Participação nos lucros e/ou resultados	222	586	94.278	68.817
Desligamentos voluntários	5.294	877	119.965	38.642
Outros	-	300	9	15.828
	8.840	4.431	321.261	231.533
	10.690	6.977	387.993	313.967

22 Fornecedores

Consolidado	31.03.2018	31.12.2017
Energia elétrica	731.040	986.689
Materiais e serviços	452.508	521.969
Gás para revenda	119.552	101.026
Encargos de uso da rede elétrica	126.901	117.362
	1.430.001	1.727.046
	Circulante 1.389.284	1.683.577
	Não circulante 40.717	43.469

23 Empréstimos e Financiamentos

Contrato	Empresa	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Encargos financeiros a.a. (juros + comissão)	Pagamento de encargos	Valor do contrato	Consolidado		
								31.03.2018	31.12.2017	
Moeda estrangeira										
Secretaria do Tesouro Nacional - STN										
(1) Par Bond	Copel	20.05.1998	1	11.04.2024	6,0% + 0,20%	Semestral	17.315	36.962	52.768	
(1) Discount Bond	Copel	20.05.1998	1	11.04.2024	1,1875% + 0,20%	Semestral	12.082	53.871	36.502	
Total moeda estrangeira								90.833	89.270	
Moeda nacional										
Banco do Brasil										
(2) 21/02155-4	Copel DIS	10.09.2010	2	15.08.2018	109,0% do DI	Semestral	116.667	58.761	60.049	
(3) 21/02248-8	Copel DIS	22.06.2011	2	16.05.2018	109,0% do DI	Semestral	150.000	76.962	75.601	
(4) CCB 21/11062X	Copel DIS	26.08.2013	3	27.07.2018	106,0% do DI	Semestral	151.000	50.807	51.932	
(5) CCB 330.600.773	Copel DIS	11.07.2014	3	11.07.2019	111,8% do DI	Semestral	116.667	78.637	80.699	
(6) CFX 17/35959-7	Copel DIS	16.05.2017	2	06.05.2019	12,0%	Trimestral	75.000	75.465	75.291	
(7) CCB 21/00851-5	Copel DIS	30.06.2017	2	13.06.2019	11,0%	Trimestral	38.889	38.423	38.241	
(8) CCB 17/35960-0	Copel DIS	27.07.2017	2	17.07.2019	11,0%	Trimestral	50.333	51.149	51.073	
(9) CFX 17/35958-9	Copel DIS	15.08.2017	2	05.08.2019	11,0%	Trimestral	58.333	58.763	58.636	
(10) NCI 330.600.132	Copel	28.02.2007	3	28.02.2019	107,8% do DI	Semestral	231.000	77.064	157.707	
(11) CCB 306.401.381	Copel	21.07.2017	3	21.07.2020	120,00% do DI	Semestral	640.005	643.850	660.949	
(12) NCI 306.401.445	Copel	24.02.2017	2	15.02.2020	124,5% do DI	Semestral	77.000	76.415	76.186	
								1.286.296	1.388.364	
Eletrobras										
(13) 980/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2018	8,0%	Trimestral	11	2	3	
(13) 981/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2019	8,0%	Trimestral	1.169	98	115	
(13) 982/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2019	8,0%	Trimestral	1.283	42	48	
(13) 983/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	Trimestral	11	71	77	
(13) 984/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	Trimestral	14	30	33	
(13) 985/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2021	8,0%	Trimestral	61	21	23	
(14) 142/06	Copel DIS	11.05.2006	120	30.09.2018	5,0% + 1,0%	Mensal	74.340	1.819	2.730	
(14) 206/07	Copel DIS	03.03.2008	120	30.08.2020	5,0% + 1,0%	Mensal	109.642	21.516	23.746	
(14) 273/09	Copel DIS	18.02.2010	120	30.12.2022	5,0% + 1,0%	Mensal	63.944	7.810	8.222	
								31.409	34.997	
Caixa Econômica Federal										
(14) 415.855-22/14	Copel DIS	31.03.2015	120	08.12.2026	6,0%	Mensal	5.095	4.946	5.087	
(15) 3153-352	Copel DIS	01.11.2016	36	15.12.2021	5,5% acima da TJLP	Trimestral	489	503	498	
								5.449	5.585	
Finep										
(16) 21120105-00	Copel TEL	17.07.2012	81	15.10.2020	4%	Mensal	35.095	8.074	8.855	
(16) 21120105-00	Copel TEL	17.07.2012	81	15.10.2020	3,5% + TR	Mensal	17.103	6.822	7.482	
								14.896	16.337	
BNDES										
(17) 820989.1	Copel GeT	17.03.2009	179	15.01.2028	1,63% acima da TJLP	Mensal	169.500	115.643	118.370	
(18) 1120952.1-A	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,82% acima da TJLP	Mensal	42.433	25.340	26.078	
(19) 1120952.1-B	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,42% acima da TJLP	Mensal	2.290	1.367	1.407	
(20) 1220768.1	Copel GeT	28.09.2012	192	15.07.2029	1,36% acima da TJLP	Mensal	73.122	54.258	55.357	
(21) 13211061	Copel GeT	04.12.2013	192	15.10.2031	1,49% acima da TJLP	Mensal	1.041.155	856.811	871.022	
(22) 13210331	Copel GeT	03.12.2013	168	15.08.2028	1,49% e 1,89% acima da TJLP	Mensal	17.644	13.577	13.878	
(23) 15206041	Copel GeT	28.12.2015	168	15.06.2030	2,42% acima da TJLP	Mensal	34.265	25.427	25.899	
(24) 15205921	Copel GeT	28.12.2015	168	15.12.2029	2,32% acima da TJLP	Mensal	21.584	15.434	15.734	
(25) 14205611-A	Copel DIS	15.12.2014	72	15.01.2021	2,09% acima da TJLP	Mensal	41.583	19.569	21.266	
(25) 14205611-B	Copel DIS	15.12.2014	6	15.02.2021	2,09% acima da TR BNDES	Anual	17.821	11.054	15.384	
(26) 14205611-C	Copel DIS	15.12.2014	113	15.06.2024	6,0%	Mensal	78.921	48.989	50.949	
(27) 14205611-D	Copel DIS	15.12.2014	57	15.02.2021	TJLP	Mensal	750	27	29	
(28) 14212711	Santa Maria	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% acima da TJLP	Mensal	59.462	50.728	51.578	
(28) 14212721	Santa Helena	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% acima da TJLP	Mensal	64.520	55.011	55.932	
(29) 11211521	GE Farol	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	54.100	47.858	48.742	
(29) 11211531	GE Boa Vista	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	40.050	35.381	36.034	
(29) 11211541	GE S.B. do Norte	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	90.900	80.241	81.723	
(29) 11211551	GE Olho D'Água	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	97.000	85.696	87.278	
								1.542.411	1.576.660	
(30) Notas Promissórias	Copel GeT	12.05.2017	1	12.05.2019	117% do DI	Parcela única	500.000	540.274	529.919	
								540.274	529.919	
Banco do Brasil Repasse BNDES										
(31) 21/02000-0	Copel GeT	16.04.2009	179	15.01.2028	2,13% acima da TJLP	Mensal	169.500	115.644	118.373	
								115.644	118.373	
Total moeda nacional								3.536.379	3.670.235	
								3.627.212	3.759.505	
								Circulante	848.951	784.666
								Não circulante	2.778.261	2.974.839

Destinação

- (1) Reestruturação da dívida da Controladora referente aos financiamentos sob amparo da Lei nº 4.131/62.
- (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) Capital de giro.
- (13) Programa Nacional de Irrigação - Proni.
- (14) Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.
- (15) Operação para aquisição de máquinas e/ou equipamentos e também bens de informática e automação.
- (16) Projeto BEL - serviço de internet banda ultra larga (*Ultra Wide Band - UWB*).
- (17) (31) Implementação da UHE Mauá e sistema de transmissão associado, em consórcio com a Eletrosul.
- (18) Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu e Cascavel Oeste.
- (19) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para a implantação da linha de transmissão descrita acima.
- (20) Implantação da PCH Cavernoso II.
- (21) Implantação da UHE Colíder e sistema de transmissão associado.
- (22) Implantação da Subestação Cerquillo III em 230/138kV.
- (23) Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.
- (24) Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim C2.
- (25) Investimento em preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão.
- (26) Máquinas e equipamentos nacionais credenciados no BNDES.
- (27) Implantação, expansão e consolidação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE).
- (28) (29) Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.
- (30) Pagamento da primeira parcela de debêntures da Copel e reforço de caixa da Copel Get.

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) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (19) Cessão de créditos.
- (13) (14) 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.
- (15) Cessão fiduciária de duplicatas.
- (16) Bloqueio de recebimentos na conta corrente da arrecadação.
- (17) (20) (31) 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.
- (18) (19) 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.
- (21) 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.
- (22) 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.
- (23) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 002/2013-Aneel.
- (24) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 022/2012-Aneel.
- (25) (26) (27) Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.
- (28) 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.
- (29) Penhor de ações (GE Farol, GE Boa Vista, GE S.B.Norte and 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.
- (30) 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\$ 44.774 (R\$ 44.548 em 31.12.2017), e *Discount Bond*, no valor de R\$ 31.276 (R\$ 31.117 em 31.12.2017), 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 de 1992.

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

Consolidado		31.03.2018	%	31.12.2017	%
Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)					
Dólar norte-americano	0,51	90.833	2,50	89.270	2,37
		90.833	2,50	89.270	2,37
Moeda nacional - indexadores acumulados no período (%)					
CDI	6,75	1.602.770	44,19	1.695.042	45,09
TJLP	6,39	1.598.515	44,07	1.629.198	43,34
TR	0,00	6.822	0,19	7.482	0,20
IPCA	0,70	11.054	0,30	15.384	0,41
Sem indexador	-	317.218	8,75	323.129	8,59
		3.536.379	97,50	3.670.235	97,63
		3.627.212	100,00	3.759.505	100,00

23.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.03.2018	Controladora			Consolidado		
	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
2019	-	211.475	211.475	-	1.019.338	1.019.338
2020	-	249.230	249.230	-	407.774	407.774
2021	-	-	-	-	141.471	141.471
2022	-	-	-	-	137.069	137.069
2023	-	-	-	-	135.424	135.424
Após 2023	88.934	-	88.934	88.934	848.251	937.185
	88.934	460.705	549.639	88.934	2.689.327	2.778.261

23.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

Controladora	31.03.2018		Total
	Moeda estrangeira	Moeda nacional	
Em 1º.01.2018	89.270	896.842	986.112
Encargos	1.114	16.919	18.033
Varição monetária e cambial	449	-	449
Amortização - principal	-	(77.000)	(77.000)
Pagamento - encargos	-	(39.432)	(39.432)
Em 31.03.2018	90.833	797.329	888.162

Consolidado	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2018	89.270	3.670.235	3.759.505
Encargos	1.114	70.688	71.802
Varição monetária e cambial	449	3.069	3.518
Amortização - principal	-	(121.356)	(121.356)
Pagamento - encargos	-	(86.257)	(86.257)
Em 31.03.2018	90.833	3.536.379	3.627.212

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 promover alteração da 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.

Em 31.03.2018, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel GeT	BNDES Finem nº 820989.1 - Mauá	Ebitda / Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
	Banco do Brasil nº 21/02000-0 - Mauá	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≤ 3,5
	3ª Emissão de Notas promissórias	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,5
Copel DIS	BNDES Finem nº 14205611	Endividamento Financeiro / Ebitda ajustado	≤ 4,0
Santa Maria	BNDES Finem nº 14212711	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Santa Helena	BNDES Finem nº 14212721		
São Bento Energia, Investimento e Participações	Contrato de Cessão BNDES	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
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		

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			31.03.2018	31.12.2017	
(1)	5ª	Copel	13.05.2014	3	13.05.2017	13.05.2019	111,5% da taxa DI	1.000.000	684.579	672.537
(2)	6ª	Copel	29.06.2017	1	-	28.06.2019	117,0% da taxa DI	520.000	553.449	542.944
(3)	7ª	Copel	19.01.2018	2	19.01.2020	19.01.2021	119,0% da taxa DI	600.000	603.771	-
(4)	1ª	Copel GeT	15.05.2015	3	15.05.2018	15.05.2020	113,0% da taxa DI	1.000.000	1.079.045	1.059.822
(5)	2ª	Copel GeT	13.07.2016	2	13.07.2018	13.07.2019	121,0% da taxa DI	1.000.000	1.058.914	1.037.570
(6)	3ª	Copel GeT	20.10.2017	3	20.10.2020	20.10.2022	126,0% da taxa DI	1.000.000	1.020.497	999.442
(7)	2ª	Copel DIS	27.10.2016	2	27.10.2018	27.10.2019	124,0% da taxa DI	500.000	512.893	502.179
(8)	3ª	Copel DIS	20.10.2017	2	20.10.2021	20.10.2022	126,0% da taxa DI	500.000	512.309	501.810
(9)	1ª	Copel TEL	15.10.2015	5	15.10.2020	15.10.2024	IPCA + 7,9633%	160.000	184.769	184.506
(10)	2ª	Copel TEL	15.07.2017	1	-	15.07.2022	IPCA + 5,4329%	220.000	221.427	215.675
(11)	2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	TJLP + 2,02%	147.575	134.690	135.662
(12)	2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	IPCA + 9,87%	153.258	143.586	145.786
(13)	2ª	Elejor	26.09.2013	60	26.10.2013	26.09.2018	DI + Spread 1,00%	203.000	20.226	30.370
(14)	1ª	Compagás	15.06.2013	40	15.09.2015	15.12.2018	TJLP + 1,7% a.a.+1,0%	62.626	14.437	19.214
(15)	2ª	Compagás	15.04.2016	57	15.07.2017	15.12.2021	TJLP/Selic + 2,17%	33.620	22.016	23.461
								6.766.608	6.070.978	
								Circulante	1.722.624	1.632.062
								Não circulante	5.043.984	4.438.916

(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) (8) (9) (10) (13) 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.

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

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

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

Pagamento de encargos financeiros

(1) Juros semestrais - maio e novembro.

(2) Parcela única no fim do contrato.

(3) (10) Juros semestrais - janeiro e julho.

(4) Juros anuais - maio.

(5) Juros anuais - julho.

(6) (8) (9) Juros semestrais - abril e outubro.

(7) Juros anuais - outubro.

(11) (12) (13) Juros mensais.

(14) (15) Juros trimestrais - março, junho, setembro e dezembro.

Destinação

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.

(9) (10) Implantação, ampliação e modernização de rede de telecomunicações.

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

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

(14) (15) Financiar plano de investimentos da emissora.

Garantias

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (13) Fidejussória.

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

(14) (15) Flutuante.

Interveniente garantidora

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) Copel.

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

(14) (15) Compagás.

Agente fiduciário

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (13) Pentágono S.A. DTVM.

(11) (12) Não há.

(14) (15) BNDES Participações S.A. - BNDESPAR.

24.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.03.2018	Controladora	Consolidado
2019	886.527	1.977.874
2020	297.544	991.925
2021	297.544	916.733
2022	-	870.917
2023	-	69.919
Após 2023	-	216.616
	1.481.615	5.043.984

24.2 Muta o das debêntures

	Controladora	Consolidado
Em 1^o.01.2018	1.215.481	6.070.978
Ingressos	600.000	600.000
Encargos e varia�o monetária	31.844	135.078
Amortiza�o - principal	-	(21.247)
Pagamento - encargos	(5.526)	(18.201)
Em 31.03.2018	1.841.799	6.766.608

24.3 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

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

Em 31.03.2018, todas as condi oes acordadas foram integralmente atendidas.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel	5ª Emissão de Debêntures 6ª Emissão de Debêntures 7ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
Copel GeT	1ª Emissão de Debêntures 2ª Emissão de Debêntures 3ª Emissão de Debêntures		
Copel DIS	2ª Emissão de Debêntures 3ª Emissão de Debêntures		
Copel TEL	1ª Emissão de Debêntures 2ª Emissão de Debêntures		
Elejor	2ª Emissão de Debêntures		
Compagás	1ª Emissão de Debêntures 2ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Endividamento Geral	≤ 3,5 ≤ 0,7
Nova Asa Branca I Nova Asa Branca II Nova Asa Branca III Nova Eurus IV Ventos de Santo Uriel	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3

25 Benefícios Pós-emprego

A Companhia e suas controladas patrocinam planos previdenciários de complementação de aposentadoria e pensão (Plano Unificado e Plano III) e Plano Assistencial, para 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 Unificado é um plano de Benefício Definido - BD em que a renda é pré-determinada em função do nível salarial de cada indivíduo. Este plano está fechado para novos participantes desde 1998.

O Plano III é um plano de Contribuição Variável - CV, sendo 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 IAS 19 R e à 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 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 reconhecidos no passivo, na conta de Benefícios pós-emprego, estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Planos previdenciários	-	12	668	1.069
Planos assistenciais	4.165	4.040	876.172	865.034
	4.165	4.052	876.840	866.103
Circulante	63	57	53.335	53.225
Não circulante	4.102	3.995	823.505	812.878

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.03.2017	31.03.2018	31.03.2017
Empregados				
Planos previdenciários	143	431	19.062	20.588
Plano assistencial - pós-emprego	140	130	24.297	24.106
Plano assistencial - funcionários ativos	207	154	22.272	19.848
(-) Transferências para imobilizado e intangível em curso	-	-	(5.053)	(5.675)
	490	715	60.578	58.867
Administradores				
Planos previdenciários	79	109	408	223
Plano assistencial	-	29	17	48
	79	138	425	271
	569	853	61.003	59.138

25.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2018	4.052	866.103
Apropriação do cálculo atuarial	140	24.297
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	1.295	36.034
Amortizações	(1.322)	(49.594)
Em 31.03.2018	4.165	876.840

26 Encargos do Consumidor a Recolher

Consolidado	31.03.2018	31.12.2017
Conta de desenvolvimento energético - CDE (a)	101.162	121.912
Bandeira tarifária	-	22.427
Reserva global de reversão - RGR	5.408	5.686
	106.570	150.025

(a) Resoluções Homologatórias de nºs 2.202/2017, 2.231/2017 e 2.368/2018.

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 31.03.2018	Saldo em 31.12.2017
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	-	5.199	-	5.199	5.232
MME	-	2.600	-	2.600	2.616
P&D	111.186	-	213.384	324.570	316.121
	111.186	7.799	213.384	332.369	323.969
Programa de eficiência energética - PEE					
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel	-	8.064	-	8.064	6.041
PEE	23.000	-	188.159	211.159	202.465
	23.000	8.064	188.159	219.223	208.506
	134.186	15.863	401.543	551.592	532.475
			Circulante	284.398	282.766
			Não circulante	267.194	249.709

27.2 Mutações dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1º.01.2018	5.232	2.616	316.121	6.041	202.465	532.475
Constituições	7.628	3.812	7.628	2.023	8.095	29.186
Contrato de desempenho	-	-	-	-	321	321
Juros Selic (NE nº 34)	-	-	3.286	-	2.821	6.107
Recolhimentos	(7.661)	(3.828)	-	-	-	(11.489)
Conclusões	-	-	(2.465)	-	(2.543)	(5.008)
Em 31.03.2018	5.199	2.600	324.570	8.064	211.159	551.592

28 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.03.2018	31.12.2017	
(1) UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	07.2042	5,65% a.a.	IPCA	16.477	16.384	
(2) UHE Colider	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	23.370	23.188	
(3) UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	7.183	6.977	
(4) PCH Cavernoso	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	15	27	
(5) UHE Apucarantina	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	105	185	
(6) UHE Chaminé	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	182	320	
(7) UHE Derivação Rio Jordão	Copel GeT	11.07.2013	24.02.2014	02.2019	7,74% a.a.	IPCA	245	313	
(8) UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	10.2036	11,00% a.a.	IGPM	512.821	507.560	
							560.398	554.954	
							Circulante	63.410	62.624
							Não circulante	496.988	492.330

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

Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual corrigido, conforme definido no contrato de concessão.

28.1 Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

Em 1º.01.2018	554.954
Adição	206
Ajuste a valor presente	196
Variação monetária	21.329
Pagamentos	(16.287)
Em 31.03.2018	560.398

29 Outras Contas a Pagar

Consolidado	31.03.2018	31.12.2017
Consumidores	34.156	33.380
Taxa de iluminação pública arrecadada	34.032	24.101
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	22.794	22.132
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	21.787	21.467
Aquisição de investimentos	12.371	12.307
Cauções em garantia	10.561	8.837
Devolução ao consumidor	5.210	5.481
Outras obrigações	75.405	66.549
	216.316	194.254
	Circulante	137.439
	Não circulante	78.877
		121.405
		72.849

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 4.8 das demonstrações financeiras de 31.12.2017 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 esse motivo, essa 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.01.2018	Resultado		Custo de construção	Imobilizado e intangível em curso	Quitações	Transfe- rências	Saldo em 31.03.2018	
		Provisões para litígios							Adições
		Adições	Reversões						
Fiscais									
Cofins (a)	79.748	1.214	-	-	-	-	-	80.962	
Outras (b)	58.793	448	(2.403)	-	-	(6.012)	2.433	53.259	
	138.541	1.662	(2.403)	-	-	(6.012)	2.433	134.221	
Trabalhistas (c)	475.631	79.276	-	-	-	(15.091)	-	539.816	
Benefícios a empregados (d)	89.439	4.273	-	-	-	(630)	-	93.082	
Cíveis									
Cíveis e direito administrativo (e)	527.613	23.309	(23.409)	-	-	(12.238)	671	515.946	
Servidões de passagem (f)	110.936	226	-	327	384	(181)	-	111.692	
Desapropriações e patrimoniais (g)	95.627	-	(178)	909	5.508	-	-	101.866	
Consumidores (h)	8.377	-	-	-	-	(2.131)	-	6.246	
Ambientais (i)	1.584	962	-	-	-	(61)	-	2.485	
	744.137	24.497	(23.587)	1.236	5.892	(14.611)	671	738.235	
Regulatórias (j)	64.316	251	-	-	-	-	-	64.567	
	1.512.064	109.959	(25.990)	1.236	5.892	(36.344)	3.104	1.569.921	
	Circulante	112.000						116.958	
	Não circulante	1.400.064						1.452.963	

Controladora	Saldo em 1º.01.2018	Resultado		Quitações	Saldo em 31.03.2018
		Adições	Reversões		
Fiscais					
Cofins (a)	79.748	1.214	-	-	80.962
Outras (b)	24.365	163	-	-	24.528
	104.113	1.377	-	-	105.490
Trabalhistas (c)	518	91	-	(1)	608
Cíveis (e)	135.422	4.958	(23.409)	(8)	116.963
Regulatórias (j)	15.042	-	-	-	15.042
	255.095	6.426	(23.409)	(9)	238.103
Circulante	112.000				116.958
Não circulante	143.095				121.145

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. 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 de IRPJ e CSLL relativo 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 contra essa decisão, pois a Receita Federal do Brasil não observou o limite previsto na legislação.

Situação atual: aguardando julgamento de Recurso Especial. Desde 31.12.2016, o valor de R\$ 24.230 vem sendo apresentado em Outras Obrigações Fiscais (NE nº 13.3).

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 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.

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.

No saldo está contido, ainda, valor relativo a discussão em arbitragem protegida por sigilo e confidencialidade, em fase de instrução probatória, sem decisão proferida.

As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Tradener Ltda.

Valor estimado: R\$ 118.476

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 - a Companhia foi condenada ao pagamento das comissões no valor atualizado de R\$ 107.955, atualizado pelo INPC/IBGE a partir do vencimento das comissões, acrescido de juros de 1% ao mês, contados da citação (31.10.2012) e honorários. A Companhia recorreu, porém, em 08.11.2016, o Tribunal negou provimento à apelação. A Copel opôs recurso de Embargos de Declaração que foi conhecido e parcialmente provido para sanar obscuridade, porém sem alterar o resultado da apelação. A Copel interpôs Recurso Especial ao Superior Tribunal de Justiça.

Autor: Indenização a terceiros

Valor estimado: R\$ 97.907

Ação para indenização sobre supostos prejuízos causados à autora pelas obras e pela implantação de empreendimento hidrelétrico. Julgamento em primeira instância pela improcedência da ação e em fase de recurso pela procedência do pedido da autora, devendo o valor dos danos ser apurado posteriormente.

Situação atual: em fase de liquidação de sentença.

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).

Decorrem também da intervenção no usucapião de terceiros, seja na qualidade de confrontante, seja no caso de imóvel onde há áreas de servidão de passagem, a fim de preservar os limites e confrontações das faixas de servidão.

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 matrícula 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, na qualidade de confrontante, a fim de preservar os limites e confrontações das áreas desapropriadas.

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, que se referem 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 administrativa 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\$ 49.397

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	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Fiscais (a)	519.324	513.803	870.481	858.082
Trabalhistas (b)	424	420	357.381	360.322
Benefícios a empregados (c)	-	-	20.452	20.262
Cíveis (d)	478.939	458.708	1.140.674	1.091.122
Regulatórias (e)	-	-	792.467	793.720
	998.687	972.931	3.181.455	3.123.508

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 sua 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\$ 328.628

Exigências fiscais contra a Copel relativas à execução fiscal de contribuição previdenciária (autos nº 5003583-56.2010.404.7000), sendo mister ressaltar que o processo já foi julgado favoravelmente à Companhia nas duas instâncias, aguardando julgamento do STJ.

Situação atual: aguardando julgamento.

Autor: Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS

Valor estimado: R\$ 27.971

Exigências fiscais contra a Copel relativas à 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) 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\$ 71.550

O Estado do Paraná lavrou o auto de infração nº 6.587.156-4 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 Companhia sustenta a sua ilegitimidade para figurar no polo passivo da presente autuação fiscal, pois não tendo figurado no 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 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.

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.

No saldo está contido, ainda, valor relativo a discussão em arbitragem protegida por sigilo e confidencialidade, em fase de instrução probatória, sem decisão proferida.

As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Mineradora Tibagiana Ltda.

Valor estimado: R\$ 160.029

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%, em que 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.

Autores: franquizados de Agência/loja Copel

Valor estimado: R\$ 55.545

Propositura de 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 julgamento.

e) Regulatórias

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

Autor: Aneel

Valor estimado: R\$ 18.922

A Companhia ajuizou ação judicial 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, obtendo liminar para suspender a exigibilidade da referida penalidade.

Situação atual: Recurso de Apelação da Aneel julgado improvido.

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

Valor estimado: R\$ 729.609

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.

O risco de perda da ação está classificado como possível, considerando o montante de R\$ 729.609 em 31.03.2018. 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
BNDSPAR	38.298.775	26,41	-	-	27.282.006	21,26	65.580.781	23,96
Eletrobras	1.530.774	1,06	-	-	-	-	1.530.774	0,56
Custódias em bolsa:								
B3	18.723.926	12,91	76.763	23,36	67.672.755	52,75	86.473.444	31,61
NYSE	1.112.216	0,77	-	-	33.125.104	25,82	34.237.320	12,51
Latibex	-	-	-	-	166.846	0,13	166.846	0,06
Prefeituras	178.393	0,12	9.326	2,84	3.471	-	191.190	0,07
Outros	158.398	0,10	242.538	73,80	45.486	0,04	446.422	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.01.2018	895.601	895.601
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(25.306)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	8.604
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(16.702)	-
Reclassificação pela adoção do CPC 48		
Investimentos em participações societárias	(4.391)	(4.391)
Em 31.03.2018	874.508	874.508

31.3 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	31.03.2018	31.03.2017
Numerador básico e diluído		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:		
Ações ordinárias	168.194	207.709
Ações preferenciais classe "A"	419	518
Ações preferenciais classe "B"	163.665	202.115
	332.278	410.342
Denominador básico e diluído		
Média ponderada das ações (em milhares):		
Ações ordinárias	145.031.080	145.031.080
Ações preferenciais classe "A"	328.627	328.627
Ações preferenciais classe "B"	128.295.668	128.295.668
	273.655.375	273.655.375
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora		
Ações ordinárias	1,15971	1,43217
Ações preferenciais classe "A"	1,27568	1,57539
Ações preferenciais classe "B"	1,27568	1,57539

32 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (32.2)	ISSQN	Receita líquida 31.03.2018
Fornecimento de energia elétrica	2.243.611	(206.979)	(520.819)	(196.955)	-	1.318.858
Residencial	721.132	(66.732)	(202.406)	(70.498)	-	381.496
Industrial	624.122	(57.113)	(104.700)	(38.233)	-	424.076
Comercial, serviços e outras atividades	492.095	(45.538)	(145.451)	(48.032)	-	253.074
Rural	220.055	(20.364)	(17.760)	(21.970)	-	159.961
Poder público	52.223	(4.833)	(10.825)	(5.145)	-	31.420
Iluminação pública	54.486	(5.042)	(15.820)	(5.321)	-	28.303
Serviço público	79.498	(7.357)	(23.857)	(7.756)	-	40.528
Suprimento de energia elétrica	696.668	(65.428)	-	(13.672)	-	617.568
Contratos bilaterais	392.248	(46.341)	-	(8.097)	-	337.810
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	183.731	(5.897)	-	(3.792)	-	174.042
CCEAR (leilão)	86.396	(10.207)	-	(1.783)	-	74.406
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.2)	20.624	-	-	-	-	20.624
Regime de cotas	13.669	(2.983)	-	-	-	10.686
Disponibilidade da rede elétrica	1.599.507	(156.531)	(389.318)	(288.249)	-	765.409
Residencial	527.780	(51.297)	(151.189)	(103.316)	-	221.978
Industrial	298.424	(23.732)	(97.135)	(47.501)	-	130.056
Comercial, serviços e outras atividades	303.620	(28.724)	(104.195)	(57.640)	-	113.061
Rural	98.432	(9.531)	(7.339)	(19.422)	-	62.140
Poder público	39.836	(3.872)	(7.833)	(7.837)	-	20.294
Iluminação pública	41.618	(4.045)	(12.074)	(8.145)	-	17.354
Serviço público	32.949	(3.202)	(9.553)	(6.449)	-	13.745
Consumidores livres	171.848	(16.703)	-	(34.177)	-	120.968
Rede básica, de fronteira e de conexão	348	(34)	-	(70)	-	244
Receita de operação e manutenção - O&M	20.194	(9.165)	-	(2.199)	-	8.830
Receita de juros efetivos	64.458	(6.226)	-	(1.493)	-	56.739
Receita de construção	198.598	-	-	-	-	198.598
Valor justo do ativo indenizável da concessão	9.568	-	-	-	-	9.568
Telecomunicações	120.529	(4.518)	(28.792)	-	(655)	86.564
Distribuição de gás canalizado	153.964	(14.474)	(26.319)	-	-	113.171
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	221.945	(18.476)	-	-	-	203.469
Outras receitas operacionais	43.444	(7.375)	-	-	(593)	35.476
Arrendamentos e aluguéis (32.1)	29.204	(4.958)	-	-	-	24.246
Renda da prestação de serviços	7.538	(1.280)	-	-	(593)	5.665
Serviço taxado	4.697	(797)	-	-	-	3.900
Outras receitas	2.005	(340)	-	-	-	1.665
	5.287.834	(473.781)	(965.248)	(498.876)	(1.248)	3.348.681

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (32.2)	ISSQN	Receita líquida 31.03.2017
Fornecimento de energia elétrica	2.053.763	(189.418)	(483.965)	(246.843)	-	1.133.537
Residencial	684.359	(63.328)	(183.027)	(88.468)	-	349.536
Industrial	511.081	(46.663)	(99.771)	(47.196)	-	317.451
Comercial, serviços e outras atividades	488.729	(45.225)	(134.285)	(63.149)	-	246.070
Rural	189.337	(17.521)	(19.066)	(24.725)	-	128.025
Poder público	55.186	(5.107)	(10.366)	(7.168)	-	32.545
Iluminação pública	51.005	(4.720)	(14.770)	(6.585)	-	24.930
Serviço público	74.066	(6.854)	(22.680)	(9.552)	-	34.980
Suprimento de energia elétrica	794.496	(56.948)	-	(13.349)	-	724.199
Contratos bilaterais	383.909	(35.572)	-	(6.675)	-	341.662
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	280.014	(9.615)	-	(4.939)	-	265.460
CCEAR (leilão)	96.575	(8.948)	-	(1.735)	-	85.892
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.2)	20.612	-	-	-	-	20.612
Regime de cotas	13.386	(2.813)	-	-	-	10.573
Disponibilidade da rede elétrica	1.828.731	(149.212)	(373.243)	(170.732)	-	1.135.544
Residencial	530.975	(51.287)	(147.282)	(59.305)	-	273.101
Industrial	314.321	(25.424)	(90.773)	(29.211)	-	168.913
Comercial, serviços e outras atividades	331.759	(31.143)	(103.296)	(35.864)	-	161.456
Rural	98.721	(9.507)	(3.470)	(11.244)	-	74.500
Poder público	43.012	(4.155)	(7.944)	(4.846)	-	26.067
Iluminação pública	39.548	(3.820)	(11.455)	(4.412)	-	19.861
Serviço público	32.546	(3.144)	(9.023)	(3.636)	-	16.743
Consumidores livres	148.134	(14.309)	-	(16.978)	-	116.847
Rede básica, de fronteira e de conexão	346	(33)	-	(40)	-	273
Receita de operação e manutenção - O&M	40.910	(1.275)	-	(1.037)	-	38.598
Receita de juros efetivos	248.459	(5.115)	-	(4.159)	-	239.185
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	45.833	(6.734)	-	-	(665)	38.434
Arrendamentos e aluguéis (32.1)	26.779	(3.935)	-	-	-	22.844
Renda da prestação de serviços	7.963	(1.170)	-	-	(665)	6.128
Serviço taxado	3.194	(469)	-	-	-	2.725
Outras receitas	7.897	(1.160)	-	-	-	6.737
	5.057.943	(421.156)	(907.593)	(430.924)	(1.259)	3.297.011

32.1 Arrendamentos e aluguéis

32.1.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	31.03.2018	31.03.2017
Equipamentos e estruturas	28.887	25.362
Compartilhamento de instalações	249	1.349
Imóveis	68	68
	29.204	26.779

32.1.2 Recebíveis de arrendamentos não canceláveis

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 31.03.2018
Compartilhamento de instalações	1.079	5.396	13.352	19.827

32.2 Encargos do consumidor

Consolidado	31.03.2018	31.03.2017
Conta de desenvolvimento energético - CDE Energia (32.2.1)	174.135	205.916
Conta de desenvolvimento energético - CDE Uso (32.2.1)	278.695	160.472
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	3.059	24.593
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	29.186	26.037
Quota para reserva global de reversão - RGR	11.334	11.526
Taxa de fiscalização	2.467	2.380
	498.876	430.924

32.2.1 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

A CDE, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e alterada pela Lei n.º 12.783/2013, tem a finalidade de prover recursos para: (i) universalização do serviço de energia elétrica; (ii) subvenção à subclasse residencial baixa renda; (iii) Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; (iv) amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; (v) competitividade da energia produzida a partir de fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados; (vi) competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e outras fontes renováveis; (vii) subvenção para descontos tarifários às distribuidoras pela perda de receita decorrente da concessão de descontos nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e transmissão e nas tarifas de energia elétrica ; (viii) custeio administrativo para administração da CDE, CCC e RGR pela CCEE; e (ix) compensação às cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias pelo impacto tarifário decorrente da redução da densidade de carga em relação à concessionária supridora.

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 foi alterada e as quotas passaram a ser definidas em função dos recursos necessários para atingir suas 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 2.358/2017 definiu as quotas da CDE-Uso para 2018, posteriormente retificada pela Resolução Homologatória nº 2.368/2018, no valor de R\$ 52.181 para competência de janeiro, R\$ 112.675 para fevereiro e a partir da competência de março de 2018 o valor da quota mensal é de R\$ 71.686;

ii) quota anual CDE - Energia (Conta ACR) - 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 Aneel 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 ao 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 2.004/2015, o valor da quota foi atualizado para R\$ 49.362. Em abril de 2017, o valor da quota foi reduzido para R\$ 37.907, valor mantido até março de 2018. A partir de abril de 2018 até março de 2020, o valor da quota será de R\$ 49.362, conforme homologado pela Resolução nº 2.231/2017. Essas 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 - 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 ao 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 nºs 7.895/2013 e 8.203/2014.

Para o período entre junho de 2017 e maio de 2018, o valor mensal da quota CDE-Energia foi estabelecido em R\$ 20.138, de acordo com a Resolução Homologatória nº 2.202/2017.

Liminares

Em decorrência de decisões liminares em favor da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - Abrace, 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 nºs 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 nºs 24648-39.2015.4.01.3400 e 0069262-32.2015.4.01.3400/16ª Vara Federal.

Em contrapartida, pela decisão liminar em favor da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - 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 1.576/2016.

Adicionalmente, 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 2.634/2016, homologou, relativamente 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 perdurarem os efeitos da antecipação de tutela. Além dos associados da Abrace e Anace, outras empresas também obtiveram decisões liminares favoráveis, com publicação de novas tarifas.

Com a publicação da Resolução Homologatória nº 2.255, de 20.06.2017, art. 14, foram homologadas as componentes tarifárias em R\$/MWh da Tarifa de Energia - TE que deverão ser aplicadas em cumprimento às decisões liminares que permanecem para o processo tarifário de 2017. Conforme consta na tabela 11 da referida Resolução, continuarão sendo beneficiados pelas tarifas diferenciadas os clientes enquadrados nas liminares nºs 0069262-32.2015.4.01.3400, da Anace, e 0028996-66.2016.4.01.3400, do Sindicato Nacional da Indústria do Cimento – SNIC. Em 18.12.2017, a Aneel também homologou, através do Despacho 4.256, tarifas diferenciadas para as unidades consumidoras beneficiadas pela liminar nº 5007958-97.2015.4.04.7009. Atualmente, são nove unidades consumidoras beneficiadas.

Dessa forma, a Copel DIS vem procedendo à dedução do pagamento da quota da CDE dos valores não faturados decorrentes dessas liminares, não impactando o resultado da distribuidora.

32.3 Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS

O reajuste tarifário anual, que ocorre entre as revisões tarifárias, é homologado pela Aneel com base em fórmula definida no contrato de concessão e nos normativos estabelecidos no Proret, que consideram para os custos não gerenciáveis (Parcela A) as variações incorridas no período e para os custos gerenciáveis (Parcela B), a variação do IPCA, ajustada pela aplicação do Fator X.

Em 2017, a Aneel homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS por meio da Resolução Homologatória nº 2.255, de 20.06.2017, que autorizou a aplicação do reajuste médio de 5,85% a ser percebido pelos consumidores, o qual é composto da seguinte forma: -0,73% relativos à inclusão dos componentes financeiros; 1,07% decorrentes da atualização da Parcela B; 2,78% relativos à 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 de 24.06.2017.

33 Custos e Despesas Operacionais

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.03.2018
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(1.190.436)	-	-	-	(1.190.436)
Encargos de uso da rede elétrica	(314.472)	-	-	-	(314.472)
Pessoal e administradores (33.2)	(282.652)	(5.788)	(101.870)	-	(390.310)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(44.427)	(622)	(15.954)	-	(61.003)
Material	(15.876)	(140)	(2.995)	-	(19.011)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(8.693)	-	-	-	(8.693)
Gás natural e insumos para operação de gás	(77.421)	-	-	-	(77.421)
Serviços de terceiros (33.3)	(94.263)	(4.700)	(34.240)	-	(133.203)
Depreciação e amortização	(167.778)	(4)	(6.052)	(3.376)	(177.210)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	(2.899)	(26.830)	-	(86.312)	(116.041)
Custo de construção (33.5)	(209.971)	-	-	-	(209.971)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(51.308)	(4.757)	(37.257)	4.494	(88.828)
	(2.460.196)	(42.841)	(198.368)	(85.194)	(2.786.599)

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)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.03.2018
Pessoal e administradores (33.2)	(8.175)	-	(8.175)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(569)	-	(569)
Material	(119)	-	(119)
Serviços de terceiros	(3.654)	-	(3.654)
Depreciação e amortização	(24)	(280)	(304)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	-	18.342	18.342
Outras receitas (despesas) operacionais (a)	(11.736)	26.472	14.736
	(24.277)	44.534	20.257

(a) Do saldo de R\$ 26.472 na coluna de Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas, R\$ 25.129 referem-se a reconhecimento de crédito tributário, conforme NE nº 34.1.

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)

33.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.03.2018	31.03.2017
	Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	628.374
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	190.709	125.846
Itaipu Binacional	271.447	264.595
Contratos bilaterais	156.805	9.148
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfra	56.942	54.338
Micro e mini geradores e recompra de clientes	1.428	403
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(115.269)	(98.301)
	1.190.436	1.076.509

33.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.03.2017	31.03.2018	31.03.2017
Pessoal				
Remunerações	1.317	3.648	176.139	180.497
Encargos sociais	481	1.328	63.363	65.751
Auxílio alimentação e educação	269	238	27.909	27.867
Participação nos lucros e/ou resultados (a)	222	154	24.416	19.080
Provisão para indenização por demissões voluntárias e aposentadorias	4.418	-	91.152	7.192
	6.707	5.368	382.979	300.387
Administradores				
Honorários	1.161	1.606	5.818	4.537
Encargos sociais	277	400	1.444	1.064
Outros gastos	30	34	69	110
	1.468	2.040	7.331	5.711
	8.175	7.408	390.310	306.098

(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	31.03.2018	31.03.2017
Manutenção do sistema elétrico	34.439	31.596
Manutenção de instalações	22.024	24.065
Comunicação, processamento e transmissão de dados	25.076	20.990
Leitura e entrega de faturas	11.706	12.469
Atendimento a consumidor	7.920	5.652
Consultoria e auditoria	11.784	5.964
Outros serviços	20.254	20.174
	133.203	120.910

33.4 Perdas estimadas, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.03.2017	31.03.2018	31.03.2017
Provisão (reversão) para litígios	(18.344)	1.389	82.463	40.299
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos (<i>Impairment</i>)				
Contas a receber vinculadas a indenização da concessão (NE nº 11.1)	-	-	(2.141)	(177)
Imobilizado (NE nº 19.7)	-	-	5.040	30.034
PECLD (Clientes e Outros créditos)	-	-	26.830	24.702
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	3.847	3.869
Provisão para passivo a descoberto em participações societárias	2	-	2	-
Perdas estimadas (reversão) em consórcios	-	-	-	(28)
	(18.342)	1.389	116.041	98.699

33.5 Custo de construção

Consolidado	31.03.2018	31.03.2017
Serviços de terceiros	90.935	108.847
Material	84.345	104.831
Pessoal	32.007	37.659
Outros	2.684	23.392
	209.971	274.729

33.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	31.03.2018	31.03.2017
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	33.005	34.286
Tributos	22.627	14.047
Perdas na desativação e alienação de bens	14.727	13.592
Indenizações	10.140	11.438
Arrendamentos e aluguéis (33.6.1)	9.217	8.490
Propaganda e publicidade	5.810	4.067
Outras receitas, custos e despesas, líquidos	(6.698)	26.858
	88.828	112.778

33.6.1 Arrendamentos e aluguéis

Consolidado	31.03.2018	31.03.2017
Imóveis	8.573	7.489
Outros	1.069	1.336
(-) Créditos de PIS e Cofins	(425)	(335)
	9.217	8.490

33.6.2 Compromissos de arrendamentos e aluguéis não canceláveis

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 31.03.2018
Arrendamento dos terrenos dos parques eólicos	5.504	29.455	181.347	216.306

34 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.03.2017	31.03.2018	31.03.2017
Receitas financeiras				
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	-	54.275	48.062
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	43.405	32.197	43.405	32.197
Renda de aplicações financeiras	6.131	611	24.420	38.211
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	8.947	11.509
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	3.562	8.748
Reconhecimento de crédito tributário (34.1)	55.096	-	55.096	-
Outras receitas financeiras	3.759	9.054	15.690	24.860
	108.391	41.862	205.395	163.587
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	48.915	63.822	212.965	272.086
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	-	-	21.525	18.361
Variação monetária sobre repasse CRC	-	5.779	-	5.779
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 27.2)	-	-	6.107	10.592
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	10.763	-
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	2.064	-
Outras despesas financeiras	(1.910)	39	21.638	12.790
	47.005	69.640	275.062	319.608
Líquido	61.386	(27.778)	(69.667)	(156.021)

34.1 Reconhecimento de crédito tributário

Em 14.02.2018, a Receita Federal do Brasil reconheceu crédito tributário no valor atualizado de R\$ 80.226, a favor da Companhia, 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. Do total reconhecido, R\$ 55.096 foram registrados na receita financeira e R\$ 25.129 em outras receitas operacionais.

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 2018, todas as vendas foram realizadas em território brasileiro, bem como todos os ativos não correntes estão localizados em território nacional.

Não foi identificado na Companhia ou em suas controladas nenhum cliente que seja responsável individualmente por mais de 10% da receita líquida total do primeiro trimestre de 2018.

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 na NE nº 4 das demonstrações financeiras de 31.12.2017.

35.2 Segmentos reportáveis da Companhia

De acordo com o CPC 22/IFRS 8, os segmentos reportáveis da Companhia 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 de energia elétrica (DIS) - tem como atribuição prestar serviço público de distribuição de energia elétrica, 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;

Comercialização (COM) - tem como atribuição a comercialização de energia elétrica e a prestação de serviços correlatos; e

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

35.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia elétrica		TEL	GÁS	COM	HOL	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET	DIS						
31.03.2018								
ATIVO TOTAL	17.484.097	11.347.153	1.091.318	665.218	234.689	3.677.082	(781.130)	33.718.427
ATIVO CIRCULANTE	1.498.560	3.474.609	95.554	176.612	204.239	1.569.643	(1.010.782)	6.008.435
ATIVO NÃO CIRCULANTE	15.985.537	7.872.544	995.764	488.606	30.450	2.107.439	229.652	27.709.992
Realizável a Longo Prazo	4.069.346	2.096.394	73.935	448.934	27.759	1.915.929	(142.867)	8.489.430
Investimentos	2.443.106	1.362	-	-	2.450	150.720	-	2.597.638
Imobilizado	9.214.562	-	905.462	-	54	38.462	-	10.158.540
Intangível	258.523	5.774.788	16.367	39.672	187	2.328	372.519	6.464.384

35.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica			TEL	GÁS	COM	HOL	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS						
	GER	TRA							
31.03.2018									
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	789.521	186.109	2.207.700	104.510	120.245	242.064	-	(301.468)	3.348.681
Receita operacional líquida com terceiros	591.377	111.413	2.197.859	85.896	120.245	242.064	-	(173)	3.348.681
Receita operacional líquida entre segmentos	198.144	74.696	9.841	18.614	-	-	-	(301.295)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(378.566)	(136.911)	(2.145.144)	(89.413)	(104.818)	(252.229)	19.014	301.468	(2.786.599)
Energia elétrica comprada para revenda	(13.444)	-	(1.128.190)	-	-	(247.017)	-	198.215	(1.190.436)
Encargos de uso da rede elétrica	(92.892)	-	(300.529)	-	-	-	-	78.949	(314.472)
Pessoal e administradores	(64.591)	(40.379)	(234.485)	(29.199)	(8.855)	(4.040)	(8.761)	-	(390.310)
Planos previdenciário e assistencial	(9.441)	(5.929)	(40.104)	(3.831)	(786)	(340)	(572)	-	(61.003)
Material	(2.394)	(1.034)	(14.754)	(428)	(267)	(14)	(120)	-	(19.011)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(8.693)	-	-	-	-	-	-	-	(8.693)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(77.421)	-	-	-	(77.421)
Serviços de terceiros	(28.730)	(6.553)	(89.316)	(19.352)	(4.868)	(376)	(3.898)	19.890	(133.203)
Depreciação e amortização	(89.078)	(1.787)	(68.775)	(11.614)	(5.635)	(2)	(319)	-	(177.210)
Provisão (reversão) para litígios	(10.426)	(21.794)	(57.974)	(10.574)	(3)	(32)	18.340	-	(82.463)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	(2.899)	-	-	-	-	-	-	-	(2.899)
Outras perdas estimadas, provisões e reversões	(3.705)	308	(22.137)	(3.265)	(1.878)	-	(2)	-	(30.679)
Custo de construção	-	(54.585)	(152.796)	-	(2.590)	-	-	-	(209.971)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(52.273)	(5.158)	(36.084)	(11.150)	(2.515)	(408)	14.346	4.414	(88.828)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	2.079	26.866	-	-	-	(7)	(420)	-	28.518
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	413.034	76.064	62.556	15.097	15.427	(10.172)	18.594	-	590.600
Receitas financeiras	11.647	2.772	73.899	5.506	5.890	2.054	109.205	(5.578)	205.395
Despesas financeiras	(121.305)	(29.914)	(65.272)	(10.811)	(6.191)	(69)	(47.078)	5.578	(275.062)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	303.376	48.922	71.183	9.792	15.126	(8.187)	80.721	-	520.933
Imposto de renda e contribuição social	(113.932)	(7.396)	(24.988)	(3.005)	(6.889)	2.805	(27.948)	-	(181.353)
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	189.444	41.526	46.195	6.787	8.237	(5.382)	52.773	-	339.580

35.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.03.2018	Energia elétrica		TEL	GÁS	COM	HOL	Consolidado
	GET	DIS					
Imobilizado							
Adições	369.220	-	50.926	-	-	74	420.220
Intangível							
Adições	230	132.325	473	2.016	1	64	135.109

36 Gerenciamento de Riscos e Instrumentos Financeiros

36.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE		31.03.2018		31.12.2017	
	nº	Nível	Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	1.697.463	1.697.463	1.040.075	1.040.075
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	42.401	42.401	687	687
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	176.147	176.147	218.976	218.976
Contas a receber vinculadas à concessão (c)	10	3	1.004.160	1.004.160	987.874	987.874
Contas a receber vinculadas à concessão (c)	10	1	103.435	103.435	99.969	99.969
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (d)	11	3	71.656	71.656	68.859	68.859
Outros investimentos temporários (e)	16	1	9.836	9.836	8.958	8.958
Outros investimentos temporários (e)	16	2	10.234	10.234	9.769	9.769
			3.115.332	3.115.332	2.435.167	2.435.167
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)		1	39.839	39.839	59.372	59.372
Caução STN (f)	23.1	2	76.050	60.046	75.665	57.188
Clientes (a)	7	1	2.728.797	2.728.797	2.994.322	2.994.322
Repasso CRC ao Governo do Estado do Paraná (g)	8	2	1.494.737	1.593.977	1.516.362	1.620.212
Ativos financeiros setoriais (a)	9	1	435.948	435.948	343.218	343.218
Contas a receber vinculadas à concessão (c)	10	1	1.455.203	1.455.203	1.397.430	1.397.430
Contas a receber vinculadas à concessão - RBSE (c)	10	1	1.395.495	1.395.495	1.418.370	1.418.370
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (h)	10	2	610.768	698.966	606.479	694.463
Estado do Paraná - Programas do Governo (a)	15.1	1	14.266	14.266	130.417	130.417
			8.251.103	8.422.537	8.541.635	8.714.992
Total dos ativos financeiros			11.366.435	11.537.869	10.976.802	11.150.159
Passivos Financeiros						
Custo amortizado						
Passivos financeiros setoriais (a)	9	1	184.651	184.651	283.519	283.519
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil (f)	13.3	2	133.900	129.830	148.845	142.702
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (f)	13.3	2	529.688	442.910	533.671	431.036
Fornecedores (a)	22	1	1.430.001	1.430.001	1.727.046	1.727.046
Empréstimos e financiamentos (f)	23	2	3.627.212	3.491.950	3.759.505	3.569.856
Debêntures (i)	24	1	6.766.608	6.766.608	6.070.978	6.070.978
Contas a pagar vinculadas à concessão (j)	28	3	560.398	652.881	554.954	645.904
Total dos passivos financeiros			13.232.458	13.098.831	13.078.518	12.871.041

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;

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 de seu 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) Os critérios estão divulgados na NE nº 4.1.1 destas informações trimestrais.
- d) Os ativos de geração têm valores justos similares aos valores contábeis, conforme NE nº 4.3.10 das demonstrações financeiras de 31.12.2017.
- e) Calculado conforme cotações de preço publicadas em mercado ativo, para os ativos classificados como nível 1, e apurado por meio de modelo de avaliação comparativa para os ativos classificados como nível 2.
- f) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, 119,0% do CDI, para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- g) 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 4,63% a.a. mais IPCA.
- h) 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%).
- i) Calculado conforme cotação do Preço Unitário - PU em 29.03.2018, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar.
- j) Utilizada a taxa de desconto real e líquida, de 8,11% 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 cliente ou contraparte em instrumento financeiro, resultantes da falha desses em cumprir com suas obrigações contratuais.

Consolidado		
Exposição ao risco de crédito	31.03.2018	31.12.2017
Caixa e equivalentes de caixa (a)	1.697.463	1.040.075
Títulos e valores mobiliários (a)	218.548	219.663
Cauções e depósitos vinculados (a)	115.889	135.037
Clientes (b)	2.728.797	2.994.322
Repasso CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	1.494.737	1.516.362
Ativos financeiros setoriais (d)	435.948	343.218
Contas a receber vinculadas à concessão (e)	3.958.293	3.903.643
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (f)	610.768	606.479
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (g)	71.656	68.859
Estado do Paraná - Programas do Governo (h)	14.266	130.417
Outros investimentos temporários (i)	20.070	18.727
	11.366.435	10.976.802

- 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 de contas a receber, detectando os consumidores inadimplentes, implementando políticas específicas de cobrança e suspendendo o fornecimento e/ou o registro de energia e a prestação do serviço, conforme estabelecido em contrato.
- c)** A Administração considera o risco desse 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, correspondente a custos não recuperados por meio de tarifa.
- e)** A Administração considera bastante reduzido o risco desse crédito, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa durante a concessão a ser pago pelos usuários delegados pelo Poder Concedente, relativamente aos investimentos efetuados em infraestrutura e que não forem recuperados por meio da tarifa até o vencimento da concessão, especificamente a atividade de transmissão, tendo em vista que a RAP é receita garantida, portanto sem risco de demanda.

Para os investimentos efetuados em infraestrutura que não forem recuperados por meio da tarifa até o vencimento da concessão, os contratos firmados asseguram o direito de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente.

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 o prazo de recebimento desse ativo regulamentado pela Resolução Normativa Aneel nº 762/2017, a Administração considera como reduzido o risco de crédito, mesmo observadas as liminares que reduziram provisoriamente a RAP a ser recebida, no tocante ao custo de capital próprio apurado dos ativos RBSE de janeiro de 2013 a junho de 2017, conforme descrito na NE nº 10.4.

- f)** A Administração considera bastante reduzido o risco desse crédito, visto que o contrato celebrado de venda da energia por cotas garante o recebimento de Receita Anual de Geração - RAG garantida que inclui a amortização anual desse valor durante o prazo da concessão.
- g)** 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.
- h)** A Administração considera bastante reduzido o risco desse crédito, por se tratar de programas específicos junto ao Governo do Estado.
- i)** 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 ao 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 - Bacen, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para o ano seguinte. A partir de 2021, repetem-se os indicadores de 2020 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
31.03.2018							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 23	31.990	133.361	884.918	2.198.688	1.292.403	4.541.360
Debêntures	NE nº 24	80.511	808.439	1.084.943	5.798.739	443.379	8.216.011
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	5.430	10.959	50.475	297.758	1.448.220	1.812.842
Fornecedores	-	1.024.648	88.181	238.645	78.527	-	1.430.001
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Selic	5.601	11.268	51.753	71.943	-	140.565
Pert	Selic	3.749	7.554	34.889	215.820	491.083	753.095
Passivos Financeiros Setoriais	Selic	7.750	15.617	72.270	101.872	-	197.509
		1.159.679	1.075.379	2.417.893	8.763.347	3.675.085	17.091.383

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

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 dessas 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 31.03.2018 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 3,37) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2018 do Relatório Focus do Bacen de 04.05.2018. Para os cenários 1 e 2, foi considerada 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	Cenários projetados - dez.2018		
		31.03.2018	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	76.050	1.057	(18.220)	(37.496)
		76.050	1.057	(18.220)	(37.496)
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos - STN	Alta do dólar	(90.833)	(1.263)	(24.286)	(47.310)
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(213.098)	(2.962)	(56.977)	(110.992)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(43.048)	(598)	(11.510)	(22.422)
		(346.979)	(4.823)	(92.773)	(180.724)

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. Com base na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto em 31.03.2018, 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 31.03.2018 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação dos indicadores: CDI/Selic - 6,25%, IPCA - 3,49%, IGP-DI - 4,53%, IGP-M - 4,80% e TJLP - 6,10%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2018 do Relatório Focus do Bacen de 04.05.2018, exceto a TJLP, que considera a projeção interna da Companhia.

Para os cenários 1 e 2, 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	Cenários projetados - dez.2018		
		31.03.2018	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	218.548	10.167	7.643	5.110
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	39.839	1.853	1.394	932
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Baixa IGP-DI	1.494.737	50.501	37.928	25.321
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	435.948	20.279	15.238	10.178
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	4.569.061	119.081	89.406	59.668
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	Indefinido (a)	71.656	-	-	-
Estado do Paraná - Programas do Governo	Sem Risco	14.266	-	-	-
		6.844.055	201.881	151.609	101.209
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(1.062.496)	(49.425)	(61.667)	(73.864)
BNDES	Alta TJLP	(1.482.368)	(67.314)	(83.990)	(100.606)
BNDES	Alta IPCA	(11.054)	(288)	(360)	(431)
Notas promissórias	Alta CDI	(540.274)	(25.132)	(31.357)	(37.559)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(115.644)	(5.251)	(6.552)	(7.849)
Caixa Econômica Federal	Alta TJLP	(503)	(23)	(28)	(34)
Outros	Sem Risco	(324.040)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(6.056.534)	(281.738)	(351.518)	(421.045)
Debêntures	Alta IPCA	(549.782)	(14.329)	(17.892)	(21.448)
Debêntures	Alta TJLP	(160.292)	(7.279)	(9.082)	(10.879)
Fornecedores - repactuação de gás	Alta IGP-M	(72.456)	(2.593)	(3.237)	(3.878)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(184.651)	(8.590)	(10.717)	(12.837)
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Alta Selic	(133.900)	(6.229)	(7.771)	(9.309)
Pert	Alta Selic	(529.688)	(24.640)	(30.743)	(36.823)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(512.821)	(18.353)	(22.908)	(27.450)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(47.577)	(1.240)	(1.548)	(1.856)
		(11.784.080)	(512.424)	(639.370)	(765.868)

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

(b) Avaliação do risco depende de técnicas de avaliação que não têm como base os dados observáveis de mercado.

Além da análise de sensibilidade exigida pela Instrução CVM nº 475/2008, 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). Com base na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto em 31.03.2018, 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 64% da capacidade instalada no país atualmente é proveniente de geração hidrelétrica, conforme informado no Banco de Informações de Geração da Aneel, o que torna o Brasil e a região geográfica em que a Companhia opera sujeitos a condições hidrológicas que são imprevisíveis, devido a desvios não cíclicos da precipitação média. Condições hidrológicas desfavoráveis podem acarretar, entre outras coisas, a implementação de programas abrangentes de economia de eletricidade, tais como racionalização ou até redução obrigatória de consumo, como racionamentos.

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 4 anos, sendo tal estagnação determinante para evitar 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 da margem de segurança. O mesmo posicionamento é adotado pelo ONS em relação ao risco de déficit no médio prazo, conforme apresentado no Plano da Operação Energética 2018-2022 - PEN 2018.

Embora os estoques 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 deve sua existência ao entendimento, à época, de haver necessidade de operação centralizada associada a preço ótimo calculado centralmente, conhecido como PLD. Como os geradores não possuem controle sobre sua produção, cada usina recebe determinada quantidade virtual de energia a qual pode ser comprometida por meio de contratos. Esse valor, que possibilita registros de contratos, é conhecido como Garantia Física - GF e também é calculado centralmente. Diferentemente do PLD, que é calculado semanalmente, a GF é recalculada, por lei, a cada cinco anos, com limite de aumento ou redução, restringido a 5% por revisão ou a 10% no período da concessão.

Os contratos necessitam ter lastro. Isto é realizado, sobretudo, por meio de alocação de energia gerada, recebimento do MRE ou compra. 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 com compras.

Sempre que o resultado da multiplicação do GSF pela GF for menor que o somatório dos contratos, será necessário efetuar compra no curto prazo. No entanto, para a situação em que o resultado da multiplicação do GSF pela GF for maior que o total dos contratos, será recebida a diferença valorada ao PLD.

As baixas aflúências 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, abordagem atualmente adotada pela Copel.

Para os contratos no ACR, a Lei nº 13.203/2015 permitiu aos geradores contratarem seguro da 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, Fundão, Baixo Iguaçu e PCH Cavernoso II.

Para o segmento de distribuição, os efeitos do GSF são percebidos nos custos dos contratos por disponibilidade, bem como nos custos associados às cotas de Itaipu, de 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

Atualmente, a prorrogação das concessões de transmissão, geração hidrelétrica 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) receitas de distribuição e transmissão fixadas conforme critérios estabelecidos pela Aneel; (ii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel; (iii) alteração da remuneração de preço para tarifa calculada pela Aneel para cada usina hidrelétrica; e (iv) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição.

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 Decreto nº 9.187, de 1º.11.2017, regulamenta a prorrogação das concessões de geração de energia termelétrica de que trata a Lei nº 12.783.

O atual regramento regulatório define que a concessionária deve solicitar a prorrogação da concessão com até 60 meses de antecedência 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 termelétrica.

Também ficou definido que, se a concessionária 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 Copel GeT protocolou, em 24.03.2017, na 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 da Copel GeT, cujas concessões vencem no prazo de dez anos, as datas limite para que a Companhia se manifeste pela prorrogação ou não das concessões de geração estão registradas 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 cinco usinas representam uma Garantia Física de 620,69 MW médios.

A Companhia procederá análises para a tomada de decisão pela prorrogação ou não 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, considerando no julgamento da licitação o menor valor de tarifa e a maior oferta de pagamento da bonificação pela outorga.

A Copel GeT não tem nenhuma concessão de transmissão a vencer nos próximos dez anos.

36.2.7 Risco de não manter a concessão de distribuição de energia elétrica

Em 09.12.2015, no quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 46/1999 da Copel DIS, a concessão foi prorrogada, condicionada a 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 dos primeiros cinco anos, acarretará na extinção da concessão (cláusula décima oitava, subcláusula primeira), respeitadas as disposições do contrato, particularmente o direito à ampla defesa e ao contraditório. O descumprimento das metas globais de indicadores de continuidade coletivos por dois anos consecutivos ou três vezes em cinco anos, a depender de regulação por parte da Aneel, poderá suscitar a limitação de distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre capital próprio (cláusula segunda, subcláusula oitava), enquanto o descumprimento dos indicadores de sustentabilidade econômico-financeira refletirá na necessidade de aporte de capital dos acionistas controladores (cláusula décima terceira, subcláusula quarta). 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 (cláusula décima segunda, subcláusula décima quarta), ocasionando a extinção da concessão.

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

Ano	Gestão Econômico-Financeira	estabelecido) (a)		Qualidade (realizado)	
		DECi (b)	FECi (b)	DECi	FECi
2016		13,61	9,24	10,80	7,14
2017	LAJIDA \geq 0 (c)	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	LAJIDA (-) QRR \geq 0 (d)	11,23	8,24	-	-
2019	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} \leq 1 / (0,8 * SELIC) (d) (e)	10,12	7,74	-	-
2020	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} \leq 1 / (1,11 * SELIC) (d) (e)	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) Os indicadores DECi e FECi são calculados pela Aneel e os dados realizados ainda não foram divulgados oficialmente para o ano de 2017.

(d) 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.

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

36.2.8 Risco de não prorrogação da concessão de distribuição de gás

Conforme apresentado na NE nº 2.1.1, a data de vencimento da concessão de distribuição de gás da controlada Compagás está em discussão junto ao poder concedente,

Em caso de não prorrogação da concessão, a Compagás terá direito à indenização pelos investimentos realizados nos últimos 10 anos anteriores ao término da concessão pelo seu valor de reposição depreciado, conforme previsão contratual.

36.2.9 Risco de sobrecontratação e subcontratação de energia elétrica

No modelo regulatório vigente, o processo de compra de energia elétrica pelas distribuidoras é regulado pela Lei nº 10.484/2014 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 do atendimento da totalidade do mercado considera o período compreendido pelo ano civil, sendo a diferença entre os custos remunerados pela tarifa e os efetivamente realizados com a compra de energia integralmente repassados aos consumidores cativos, desde que a Distribuidora apresente nível de contratação entre 100% e 105% do seu mercado. Entretanto, caso as distribuidoras apurem níveis de contratação inferiores ou superiores aos limites regulatórios, estas ainda poderão manter a garantia de neutralidade, caso se identifique que tal violação decorre de acontecimentos extraordinários e imprevisíveis, que não permitem gerenciamento por parte do comprador.

Nos últimos anos, o segmento de distribuição esteve exposto a cenário de sobrecontratação generalizada, na medida em que a maioria das empresas apurou nível de contratação superior a 105%. Entendendo que vários dos fatores que contribuíram para esta situação são extraordinários e inevitáveis por parte das distribuidoras, tais como a alocação compulsórias de cotas de garantia física e a migração em massa de consumidores para o mercado livre, a Aneel e o MME implementaram uma série de medidas visando a mitigação da sobrecontratação. Entre os anos de 2015 e 2017, podemos destacar:

- Resolução Normativa nº 706/2016, que regulamentou o reconhecimento da sobrecontratação involuntária decorrente da realocação de cotas de garantia física das usinas renovadas de acordo com a Lei nº 12.783/2013;
- Resoluções Normativas nºs 693/2015 e 727/2016 que regulamentaram o MCSD-EN, voltados aos contratos provenientes de novos empreendimentos de geração, através do qual permitiu-se a realocação de energia entre distribuidoras e geradores;
- Resolução Normativa nº 711/2016 que estabeleceu de critérios e condições para a realização de acordos bilaterais entre distribuidoras e geradores, nas modalidades de redução temporária, total ou parcial da energia contratada, redução permanente, porém parcial do contrato, ou ainda a rescisão contratual; e

• Decreto nº 9.143/2017 que, dentre outras medidas, alterou o Decreto nº 5.163/2004, reconhecendo: i) a involuntariedade das exposições contratuais decorrentes da migração de consumidores especiais ao mercado livre, desde que observada pela Aneel a avaliação do máximo esforço pelas distribuidoras; e ii) o direito a redução contratual de leilões de energia existente, dos montantes relativos à migração de consumidores especiais ao mercado livre. Os contratos elegíveis são aqueles decorrentes dos leilões de energia existente realizados após junho de 2016, conforme Resolução Normativa nº 726/2016

Ainda em 2017, foi instaurada pela Aneel a Audiência Pública nº 70/2017, com objetivo de obter subsídios para a regulamentação do mecanismo de venda de excedentes contratuais, por parte das distribuidoras ao mercado livre, de que trata a Lei nº 13.360/2016, especificamente a consumidores livres, comercializadoras, geradores e autoprodutores. As discussões seguirão ao longo de 2018, mas desde já há expectativa de que o mecanismo possa figurar como importante instrumento de gestão da contratação pelas distribuidoras.

Em relação a contratação da Copel DIS para 2018, preliminarmente os indicadores apontavam para um cenário de sobrecontratação, sendo necessárias ações mitigadoras. Foram utilizadas todas as ferramentas disponíveis para o gerenciamento da contratação, buscando desta forma atender à exigência de empenhar o máximo esforço para adequar seu nível de contratação aos limites regulatórios. Neste contexto, a distribuidora:

- a) declarou suas sobras, nos MCSDs de Energia Nova e Trocas Livres, relacionadas aos montantes de energia excedentes de cotas de garantia física e descontratada por consumidores especiais;
- b) procedeu à devolução integral, no MCSD 4%, referentes às variações de mercado de até 4% dos montantes contratados de energia existente;
- c) procedeu à devolução integral, no MCSD mensal, dos montantes de energia descontratada por consumidores potencialmente livres; e
- d) estabeleceu tratativas com geradores para a redução de contratos, celebrando acordos bilaterais nos termos da Resolução Normativa nº 711/2016.

De acordo com os dados mais atualizados de mercado, a Copel DIS projeta encerrar 2018 dentro dos limites regulatórios de contratação de 100% a 105%, sem prejuízo a constante vigilância dos indicadores ao longo do ano, sobretudo em relação a adoção de eventuais ações mitigadoras.

36.2.10 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 resultar em perdas, em razão da redução de receitas das controladas Compagás e UEG Araucária.

O contrato de fornecimento de gás natural entre o Brasil e a Bolívia tem validade de 20 anos, com vencimento previsto para 2019. Em caso de não renovação desse contrato, atualmente centralizado na Petrobras, os consumidores diretos ou as distribuidoras estaduais deverão negociar diretamente com a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil -TBG.

Por outro lado, o volume de gás natural produzido no pré-sal tem aumentado. A produção líquida brasileira atual é de 67 milhões m³/dia, com tendência ascendente.

Além do gás proveniente da Bolívia e do pré-sal, existe a alternativa de importação do Gás Natural Liquefeito (GNL). Atualmente a Petrobras possui três estações de regaseificação, com capacidade total de 41 milhões m³/dia.

Existem, ainda, projetos de novas estações de regaseificação em todas as regiões brasileiras, sendo que as estações localizadas no sul têm capacidade para atender o consumo dessa região do país.

No mercado internacional, o preço do gás natural tem se mantido estável, apontando para o equilíbrio entre a oferta e a demanda.

Diante dessa conjuntura, o risco de escassez de gás natural pode ser considerado baixo.

36.3 Gerenciamento de capital

A Companhia busca conservar base sólida de capital para manter a confiança do investidor, credor e mercado e garantir o desenvolvimento futuro dos negócios. Procura manter também 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:

Endividamento	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Empréstimos e financiamentos	888.162	986.112	3.627.212	3.759.505
Debêntures	1.841.799	1.215.481	6.766.608	6.070.978
(-) Caixa e equivalentes de caixa	464.512	56.833	1.697.463	1.040.075
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	91	90	1.361	1.341
Dívida líquida	2.265.358	2.144.670	8.694.996	8.789.067
Patrimônio líquido	15.523.944	15.207.842	15.833.907	15.510.503
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,15	0,14	0,55	0,57

37 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.03.2017		31.03.2017
Controlador								
Estado do Paraná - dividendos	-	-	85.710	85.710	-	-	-	-
Repasso CRC (NE nº 8)	1.494.737	1.516.362	-	-	43.405	26.418	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	8.792	168.405	-	-	-	-	-	-
Obras da Copa do Mundo de 2014 (NE nº 15.1)	14.266	14.266	-	-	-	-	-	-
Programa Morar Bem Paraná	-	261	-	-	-	-	-	-
Empregados cedidos (b)	50	56	-	-	-	-	-	-
Serviços de telecomunicações (c)	26.378	28.750	-	-	10.146	9.877	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (d)	-	-	-	-	-	-	-	(467)
Entidades com influência significativa								
BNDES e BNDESPAR - dividendos (e)	-	-	59.366	59.366	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 23)	-	-	1.542.411	1.576.660	-	-	(31.722)	(36.855)
Debêntures - Compagás (NE nº 24)	-	-	36.453	42.675	-	-	(861)	(1.542)
Debêntures - eólicas (f)	-	-	278.276	281.448	-	-	(7.562)	(8.420)
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (c) (g)	24	24	-	-	1.005	886	(437)	(402)
Dividendos	12.095	12.095	-	-	-	-	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso - Dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
Costa Oeste Transmissora de Energia (h) (i) (j) (n)	106	206	60	59	260	255	(233)	(567)
Marumbi Transmissora de Energia (h) (i) (j) (n)	340	500	40	37	931	856	(75)	(226)
Caiuá Transmissora de Energia (h) (i) (j)	320	320	272	271	961	924	(1.101)	(4.111)
Dividendos	1.991	1.991	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (h) (j)	-	-	45	43	-	-	(148)	(431)
Dividendos	4.012	4.012	-	-	-	-	-	-
Matrinchã Transmissora de Energia (h) (j)	-	-	252	220	-	-	(884)	(1.925)
Dividendos	36.840	36.840	-	-	-	-	-	-
Transmissora Sul Brasileira (h) (j)	-	-	80	72	-	-	(252)	(768)
Guaraciaba Transmissora de Energia (h) (j)	-	-	115	74	-	-	(323)	(983)
Dividendos	11.541	11.541	-	-	-	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia (h)	-	-	173	159	-	-	(563)	(65)
Dividendos	7.093	7.093	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia (h)	-	-	113	-	-	-	(113)	-
Dividendos	2.146	2.146	-	-	-	-	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissão (h)	211	78	-	-	369	1.490	-	-
Dividendos	3.264	3.264	-	-	-	-	-	-
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (k)	-	-	1.436	1.436	-	-	(2.871)	(4.170)
Foz do Chopim Energética Ltda. (c) (h)	475	163	-	-	802	488	-	-
Sercomtel S.A. Telecomunicações (c) (l)	2.885	3.778	-	-	1.880	2.020	(1)	-
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 33.2)	-	-	-	-	-	-	(7.331)	(5.711)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 25.3)	-	-	-	-	-	-	(425)	(271)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel (c)	52	38	-	-	77	77	-	-
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	344	349	-	-	(4.776)	(4.223)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 25.3)	-	-	876.840	866.103	-	-	-	-
Lactec (m)	-	-	1.751	1.762	-	-	(3.557)	(1.005)

- a) O Programa Luz Fraterna, instituído e alterado pelas leis estaduais nºs 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 em seu nome e não tenha débitos em atraso com a Companhia.

- b)** Ressarcimento do valor correspondente a remuneração e encargos sociais de empregados cedidos ao Estado do Paraná. Os saldos apresentados são líquidos de PECLD, no valor de R\$ 1.193 em 31.03.2018 (R\$ 1.193, em 31.12.2017).
- c)** Receita da Copel TEL proveniente de serviços de telecomunicações e arrendamentos de equipamentos e infraestrutura.
- 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 manteve contratos com a Copel, com vigência até 06.11.2017, 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, de prestação de serviço de engenharia e de compartilhamento de instalações 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.

n) Contrato de compartilhamento de gastos com pessoal firmado com a Copel e suas subsidiárias.

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, no total de R\$ 3.608 e efetuados pela Copel Energia, no total de R\$ 76.921.

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 31.03.2018	% participação	Valor aval/fiança
(1) Caiuá Transmissora	Financiamento	23.12.2013	15.02.2029	84.600	69.808	49,0	34.206
(2) Guaraciaba Transmissora	Financiamento	28.09.2016	15.01.2031	440.000	414.105	49,0	202.911
(3) Integração Maranhense	Financiamento	30.12.2013	15.02.2029	142.150	113.960	49,0	55.840
(4) Mata de Santa Genebra	Financiamento	30.11.2017	15.07.2033	1.018.500	824.504	50,1	413.077
(5) Matrinchá Transmissora	Financiamento	27.12.2013	15.05.2029	691.440	555.433	49,0	272.162
(6) Matrinchá Transmissora	Debêntures	15.05.2016	15.06.2029	180.000	198.800	49,0	97.412
(7) Paranaíba Transmissora	Financiamento	21.10.2015	15.10.2030	606.241	576.935	24,5	141.349
(8) Paranaíba Transmissora	Debêntures	15.01.2017	15.03.2028	120.000	106.671	24,5	26.134
(9) Voltalia São Miguel do Gostoso Part. S.A. (a)	Debêntures	15.01.2016	15.12.2028	57.000	54.893	49,0	26.898
(10) Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	63.103	49,0	30.920
(11) Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	70.000	59.106	49,0	28.962
(12) Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	62.077	49,0	30.418
(13) Usina de Energia Eólica São João S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	68.000	57.589	49,0	28.219
(14) Cantareira Transmissora de Energia	Financiamento	28.12.2016	15.09.2032	426.834	455.233	49,0	223.064
(15) Cantareira Transmissora de Energia	Debêntures	09.01.2018	15.08.2032	100.000	102.246	49,0	50.101
							1.661.673

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

Instituição financeira financiadora:

BNDES: (1) (2) (3) (4) (5) (7) (10) (11) (12) (13) (14)

Destinação: programa de investimentos

Aval / Fiança:

Prestado pela Copel Geração e Transmissão: (1) (3)

Prestado pela Copel: (2) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (14) (15)

Garantias da operação: penhor de ações da Copel Geração e Transmissão proporcional à participação nos empreendimentos.

Seguro Garantia de Fiel Cumprimento	Término da vigência	Importância segurada	% aval Copel GeT	Valor do aval
Matrinhã Transmissora	31.03.2019	90.000	49,0	44.100
Guaraciaba Transmissora	30.04.2019	47.000	49,0	23.030
Paranaíba Transmissora	26.07.2018	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
				133.406

38 Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo ainda não incorridos, portanto não reconhecidos nas demonstrações financeiras, estão demonstrados a seguir:

Consolidado	31.03.2018
Contratos de compra e transporte de energia	136.218.586
Aquisição de ativo imobilizado	
Construção de linhas de transmissão e subestações	404.320
Construção da usina UHE Colíder	41.005
Construção da usina UHE Baixo Iguaçu	198.414
Construção das usinas do empreendimento eólico Cutia	407.110
Obras de telecomunicações	111.830
Aquisição de ativo intangível	230.699
Obrigações de compra de gás	42.850

39 Seguros

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

Consolidado	Término da vigência	Importância segurada
Apólice		
Riscos Nomeados	24.08.2018	2.172.442
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	23.11.2018	799.290
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	31.05.2018	728.750
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2018	720.713
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2018	597.716
Riscos Operacionais - São Bento	27.06.2018	449.928
Garantia Judicial - Procuradoria Geral da Fazenda Nacional	10.05.2020	326.712
Riscos Operacionais - Elejor	11.03.2019	395.100
Seguro D&O (a)	28.03.2019	83.095
Seguro Aeronáutico (casco e responsabilidade civil) (a)	30.01.2019	80.580

(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 29.03.2018, de R\$ 3,3238.

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, pelos empreendimentos controlados em conjunto e pelas coligadas possuem como avalista a Copel e/ou a Copel GeT, no limite de sua participação em cada empreendimento.

40 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

40.1 Transações que não envolvem caixa

Dentre as movimentações ocorridas no grupo de investimentos, especificadas na NE nº 18.1, o montante dos aportes foi de R\$ 36.224. Tal valor corresponde ao aumento de capital na controlada em conjunto Voltalia São Miguel do Gostoso I, cuja integralização ocorreu mediante a conversão e consequente quitação do contrato de mútuo existente entre a Copel Controladora e a mencionada investida.

Conforme a NE nº 19.2, as adições ocorridas no imobilizado totalizaram R\$ 425.260. Deste valor, R\$ 45.261 corresponde ao conjunto de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do trimestre.

Por sua vez, em consonância com as informações constantes nas NEs nºs 20.1, 20.3 e 20.4, as aquisições de intangível perfizeram R\$ 135.109. Deste montante, R\$ 31.970 equivale à parcela de compras a prazo e ainda não quitadas até o final do trimestre.

As citadas transações não envolveram caixa, motivo pelo qual não estão mencionadas na demonstração dos fluxos de caixa.

41 Evento Subsequente

41.1 Notas Promissórias

Em 11.05.2018, a Copel GeT efetuou a liquidação da sua 4ª emissão de Notas Promissórias, nos termos da Instrução da CVM nº 566/2015 para distribuição pública, da Lei nº 6.385/1976, da Instrução CVM nº 476/2009 e das demais disposições legais e regulamentares aplicáveis. Foram emitidas 100 notas promissórias, com valor nominal unitário de R\$ 6.000, no montante total de R\$ 600.000, com vencimento em 11.11.2018. As notas promissórias serão remuneradas com juros correspondentes à variação acumulada de 114,5% das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros – DI. Foi prestada garantia corporativa da Copel. Os recursos captados serão destinados ao refinanciamento do endividamento e reforço do capital de giro da emissora.

COMENTÁRIO DO DESEMPENHO
para o trimestre findo em 31 de março de 2018
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 2018, a extensão das redes compactas instaladas era de 9.778 km (9.052 km em março de 2017), representando um acréscimo de 726 km em doze meses, variação de 8,0%.

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 Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC, 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 2018, a extensão das redes de distribuição secundárias isoladas instaladas era de 17.603 km (16.507 km em março de 2017), representando um incremento de 1.096 km nos últimos doze meses, variação de 6,6%.

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 2018 foi de 5.915 GWh (6.391 GWh no mesmo período de 2017). O montante de energia comprada por meio de CCEAR (leilão) por parte da Copel Distribuição foi de 2.674 GWh (3.026 GWh no mesmo período de 2017) e de Itaipu foi de 1.413 GWh (1.465 GWh no mesmo período de 2017), conforme demonstrado no fluxo a seguir:

Fluxo de energia (GWh)		janeiro a março de 2018	
Geração própria		5.915	45,3%
Energia comprada		7.149	54,7%
		13.064	
CCEAR	2.674		
Itaipu	1.413		
Dona Francisca	35		
CCEE (MCP)	16		
Angra	249		
CCGF	1.674		
Elejor	293		
Proinfa	114		
MRE	-		
Outros ¹	681		
Disponibilidade		13.064	
Mercado Cativo		5.009	38,3%
Concessionárias²		57	0,4%
Suprimento concessionária CCEE³		33	0,3%
Cessões MCSD EN⁴		255	2,0%
Consumidores livres		1.389	10,6%
Energia suprida		5.303	40,6%
Contratos bilaterais		2.138	
CCEAR		416	
CER		88	
CCEE(MCP)		453	
MRE		2.208	
Perdas e diferenças		1.018	7,8%
Perdas rede básica		109	
Perdas distribuição		808	
Alocação de contratos no CG		101	

CCEAR: Contrato 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 faturada e a recebida no CG).

¹Outros: Energia comprada pela Copel Comercialização.

² Suprimento de energia a concessionárias e permissionárias com mercado próprio inferior a 500GWh/ano

³ Suprimento de energia a distribuidora agente da CCEE, através de Contrato Bilateral Regulado - CBR

⁴ Cessões MCSD EN - Cessões contratuais a outras distribuidoras através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits de Energia Nova Não considera a energia produzida pela UTE Araucária vendida no mercado de curto prazo (MCP).

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

Classe	Em GWh		
	jan a mar 2018	jan a mar 2017	Variação
Copel Distribuição			
Mercado cativo	5.009	5.336	-6,1%
Residencial	1.849	1.898	-2,6%
Industrial	709	897	-20,9%
Comercial	1.214	1.300	-6,6%
Rural	632	630	0,3%
Outras	605	611	-1,0%
Concessionárias e permissionária	91	126	-27,9%
CCEE (MCP) (a)	103	579	-82,1%
Total da Copel Distribuição	5.203	6.041	-13,9%
Copel Geração e Transmissão			
CCEAR (Copel Distribuição)	23	23	0,0%
CCEAR (outras concessionárias)	209	212	-1,5%
Consumidores livres	909	889	2,2%
Contratos bilaterais (Copel Comercialização)	623		
Contratos bilaterais ¹	1.314	1.860	-29,4%
CCEE (MCP) ²	350	861	-59,4%
Total da Copel Geração e Transmissão	3.428	3.845	-10,9%
Parques Eólicos			
CCEAR (outras concessionárias)	207	207	0,0%
CER	88	88	0,0%
Total dos Parques Eólicos	295	295	0,0%
Copel Comercialização			
Consumidores livres	480	95	405,7%
Contratos bilaterais	824	52	1476,8%
CCEE (MCP) ²		-	-
Total Copel Comercialização	1.304	147	786,5%
Total	10.229	10.328	-1,0%

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

¹ Inclui Contratos de Venda no Curto Prazo.

² Garantia Física alocada no período, não considera o impacto do GSF.

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica / CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado / MCP: Mercado de Curto Prazo / CER: Contrato de Energia de Reserva.

Mercado cativo da Copel Distribuição - A venda de energia para o mercado cativo da Copel Distribuição totalizou 5.009 GWh nos três primeiros meses de 2018, redução de 6,1% em comparação ao mesmo período do ano anterior.

A classe residencial consumiu 1.849 GWh entre janeiro e março de 2018, registrando queda de 2,6% no consumo, em função do registro de temperaturas mais amenas no primeiro trimestre de 2018. O consumo da classe residencial nos três primeiros meses de 2018 foi equivalente a 36,9% do mercado cativo, totalizando 3.701.338 consumidores.

A classe industrial registrou queda de 20,9% no primeiro trimestre de 2018, totalizando 709 GWh, reflexo, principalmente, da migração de clientes para o mercado livre nos últimos 12 meses, os quais representariam o consumo de, aproximadamente, 195 GWh no trimestre. Ao final de março de 2018, a classe industrial representou 14,2% do consumo do mercado cativo com 76.038 consumidores.

A classe comercial consumiu 1.214 GWh no primeiro trimestre de 2018, redução de 6,6% em comparação com o mesmo período de 2017. Esse desempenho foi influenciado pela migração de clientes para o mercado livre nos últimos 12 meses, os quais correspondem a um consumo médio de 36 GWh no trimestre, e pelo menor consumo médio decorrente, principalmente, do registro de temperaturas mais amenas no início de 2018. Ao final desse trimestre, essa classe representava 24,2% do mercado cativo com 391.104 consumidores.

A classe rural registrou acréscimo de 0,3% no consumo de energia no primeiro trimestre de 2018, totalizando 632 GWh. Ao final de março de 2018 a classe representou 12,6% do mercado cativo da Copel com 353.653 consumidores.

As outras classes (poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio) totalizaram 605 GWh consumidos entre janeiro e março de 2018, queda de 1,0% em comparação com o mesmo período de 2017. Em conjunto, essas classes representaram 12,1% do mercado cativo, com 57.527 consumidores ao final do primeiro trimestre de 2018.

Número de consumidores - O número de consumidores finais (cativos da Copel Distribuição e consumidores livres atendidos pela Copel GeT, Copel Comercialização e por outros fornecedores dentro da área de concessão da Copel Distribuição) faturados em março de 2018 foi de 4.580.671, representando um crescimento de 1,7% sobre o mesmo mês de 2017.

Classe	mar 2018	mar 2017	Variação
Residencial	3.701.338	3.622.426	2,2%
Industrial	76.038	79.083	-3,9%
Comercial	391.104	384.041	1,8%
Rural	353.653	358.847	-1,4%
Outras	57.527	57.456	0,1%
Total cativo	4.579.660	4.501.853	1,7%
Concessionárias e permissionárias	6	6	-
Consumidores livres (a)	1.005	803	25,2%
Total geral	4.580.671	4.502.662	1,7%

(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 2018	mar 2017
Copel e subsidiárias integrais		
Copel	77	78
Copel Geração e Transmissão	1.722	1.734
Copel Distribuição	5.679	5.746
Copel Telecomunicações	643	649
Copel Comercialização	37	38
Copel Renováveis	-	-
	8.158	8.245
Controladas		
Compagás	162	162
Elejor	7	7
UEG Araucária	17	16
	186	185

4 Relações com o Mercado

De janeiro a março de 2018, as ações ordinárias nominativas (ON - código CPLE3) e as ações preferenciais nominativas classe B (PNB - código CPLE6) da Copel estiveram presentes em 100% dos pregões da Brasil Bolsa Balcão (B3).

As ações em circulação totalizaram 45,0% do capital da Companhia. Ao final de março de 2018, o valor de mercado da Copel, considerando as cotações de todos os mercados, ficou em R\$ 6.696.217.

Dos 64 papéis que compõem a carteira teórica do Ibovespa, as ações PNB da Copel participam com 0,182% e com índice Beta de 1,2095.

Na carteira do Índice Setorial de Energia Elétrica - IEE, a Copel participa com 5,237%.

No Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 - ISE, a Copel PNB tem participação de 1,045%.

Na B3, as ações ON fecharam o período cotadas a R\$ 23,03, com variação positiva de 7,62%, e as ações PNB fecharam a R\$ 26,08, com variação positiva de 4,53%. No mesmo período o Ibovespa teve variação positiva de 11,73%.

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 100% dos pregões, fechando o período cotadas a US\$ 7.86 com variação positiva de 3,01%. Neste mesmo período o índice Dow Jones teve variação negativa de 2,49%.

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 37% dos pregões, fechando o período cotadas a € 6,85 com variação positiva de 8,97%. No mesmo período o índice Latibex *All Shares* teve variação positiva de 11,09%.

A tabela a seguir sintetiza as negociações das ações da Copel de janeiro a março de 2018:

Negociação das ações - jan a mar 2018	ON		PNB	
	Total	Média diária	Total	Média diária
B3				
Negócios	14.310	239	228.572	3.810
Quantidade	4.049.800	67.497	47.244.100	787.402
Volume (R\$ mil)	89.975	1.500	1.176.685	19.611
Presença nos pregões	60	100%	60	100%
Nyse				
Quantidade	197.172	4.195	28.050.889	459.851
Volume (US\$ mil)	1.342	29	215.164	3.527
Presença nos pregões	47	77%	61	100%
Latibex				
Quantidade	-	-	355.154	15.441
Volume (€ mil)	-	-	57	2
Presença nos pregões	-	-	23	37%

5 Tarifas

Tarifas de fornecimento de energia

Tarifas médias de fornecimento (a) - R\$/MWh	mar 2018	mar 2017	Variação
Residencial	440,53	421,44	4,5%
Industrial (b)	409,96	385,31	6,4%
Comercial	435,27	412,13	5,6%
Rural	299,26	286,53	4,4%
Outras	324,40	310,59	4,4%
	402,65	384,19	4,8%

(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 2018	mar 2017	Variação
Itaipu (a)	206,30	198,22	4,1%
Leilão 2010 - H30	218,27	210,72	3,6%
Leilão 2010 - T15 (b)	186,97	217,35	-14,0%
Leilão 2011 - H30	226,05	217,59	3,9%
Leilão 2011 - T15 (b)	173,66	189,54	-8,4%
Leilão 2012 - T15 (b)	298,68	236,84	26,1%
Leilão 2016 - T20 (b)	161,57	155,62	3,8%
Leilão CCEAR 2014 - 2019 (c)	144,49	139,64	3,5%
Leilão CCEAR 2014 - 2019 (d)	333,19	320,12	4,1%
Bilaterais	240,53	232,69	3,4%
Angra	243,33	222,30	9,5%
Contrato de cotas de garantia física - CCGF (e)	75,84	56,48	34,3%
Santo Antonio	139,84	134,99	3,6%
Jirau	123,00	118,73	3,6%
Demais Leilões (f)	185,16	174,33	6,2%
Média	160,75	154,30	4,2%

(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 12.783/13.

(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 2018	mar 2017	Variação
Leilão - CCEAR 2011-2040	210,87	203,89	3,4%
Leilão - CCEAR 2013-2042	229,28	222,60	3,0%
Leilão - CCEAR 2015 - 2044	160,85	155,33	3,6%
Concessionárias dentro do Estado do Paraná	388,75	213,69	81,9%

6 Resultado Econômico-Financeiro

Receitas (NE nº 32)

A Receita operacional líquida, acumulada até março de 2018, atingiu R\$ 3.348.681, montante 1,6% superior aos R\$ 3.297.011 registrados no mesmo período de 2017.

Essa variação decorreu, principalmente, pelos seguintes fatos:

- aumento de 16,3% na Receita de fornecimento de energia elétrica, em virtude principalmente dos reflexos da Revisão Tarifária Anual, que reajustou a tarifa de energia em 10,28%;
- decréscimo de 14,7% na Receita de suprimento de energia elétrica, principalmente pela redução nas vendas liquidadas na CCEE devido a alocação menor de energia no mercado de curto prazo;

- c) redução de 32,6% na Receita de disponibilidade da rede elétrica, devido principalmente pelo reconhecimento do ajuste do laudo definitivo dos ativos RBSE em 2017 de R\$ 183.015 enquanto que em 2018 foi reconhecido somente a atualização do ativo;
- d) decréscimo de 9,5% na Receita de construção, reflexos do menor investimento em linhas de transmissão;
- e) aumento de 23,8% na Receita de telecomunicações, decorrente principalmente do aumento do número de clientes, sobretudo no mercado varejo com o produto Copel Fibra; e
- f) acréscimo de 237,5% no Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais, decorrente principalmente da constituição de ativos setoriais relativos aos custos de energia e da amortização dos passivos setoriais.

Custos e Despesas Operacionais (NE nº 33)

O total de custos e despesas operacionais atingiu R\$ 2.786.599 até março de 2018, valor 11,1% superior aos R\$ 2.507.721 registrados no mesmo período de 2017. Os principais destaques foram:

- a) aumento de 10,6% na conta Energia elétrica comprada para revenda devido sobretudo pela variação observada na CCEE;
- b) acréscimo de 86,1% na conta Encargos de uso da rede elétrica em virtude principalmente das indenizações às transmissoras;
- c) acréscimo de 27,5% em relação ao mesmo período de 2017 no saldo da conta Pessoal e administradores, devido principalmente às adesões ao Programa de Demissão Incentivada – PDI ocorrida até março de 2018; e
- d) redução de 23,6% em Custo de Construção, devido principalmente ao menor investimento das linhas de transmissão.

Resultado Financeiro (NE nº 34)

O aumento de R\$ 86.354 no resultado financeiro comparado com o mesmo período de 2017 deve-se principalmente ao acréscimo de 25,6% na receita financeira, decorrente da correção de juros sobre impostos a compensar, compensados pela redução de 13,9% nas despesas financeiras, devido a menor variação monetária, cambial e encargos da dívida.

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	31.03.2018	31.03.2017
Lucro líquido do período	339.580	417.270
IRPJ e CSLL diferidos	(64.254)	56.600
Provisão para IRPJ e CSLL	245.607	193.112
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	69.667	156.021
Lajir/Ebit	590.600	823.003
Depreciação e Amortização	177.210	183.078
Lajida/Ebitda	767.810	1.006.081
Receita Operacional Líquida - ROL	3.348.681	3.297.011
Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)	22,9%	30,5%

O Lajida é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, conciliada com suas demonstrações financeiras, observando as disposições do Ofício-Circular/CVM/SNC/SEP nº 01/2007 e da Instrução CVM nº 527/2012. Não é uma medida reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil ou pelas normas internacionais de contabilidade, não possui um significado padrão e pode não ser comparável a medidas com títulos semelhantes fornecidos por outras companhias. A Companhia o divulga porque o utiliza para medir o seu desempenho.

O Lajida não deve ser considerado isoladamente ou como um substituto de lucro líquido ou lucro operacional, como um indicador de desempenho operacional ou fluxo de caixa ou para medir a liquidez ou a capacidade de pagamento da dívida.

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

DIRETORIA

Diretor Presidente JONEL NAZARENO IURK
Diretor de Gestão Empresarial VAGO
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 2018, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2018 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 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 acima 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.

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 2018, preparadas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação nas informações financeiras intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM 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, 15 de maio 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 AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
INTERMEDIÁRIAS REFERENTES AO PRIMEIRO TRIMESTRE DO EXERCÍCIO DE 2018**

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 das Demonstrações Financeiras Intermediárias referentes ao 1º trimestre de 2018 aprovadas pelo Conselho de Administração da Companhia em reunião desta data. As minutas foram recebidas e analisadas individualmente pelos conselheiros antecipadamente à reunião e discutidas previamente com a Administração e com a auditoria independente. Com base nos trabalhos desenvolvidos ao longo do trimestre, nas análises efetuadas, no acompanhamento das discussões sobre os controles internos 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, 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 de março de 2018, e opinam que referidas demonstrações podem ser divulgadas.

Curitiba, 15 de maio de 2018

/s/

GILMAR MENDES LOURENÇO

/s/

LETÍCIA PEDERCINI ISSA MAIA

/s/

MAURO RICARDO MACHADO COSTA

/s/

ROBERTO LAMB

DECLARAÇÃO

Pelo presente instrumento, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Paranaense de Energia - Copel, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Rua Coronel Dulcídio nº 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, declaram que:

(I) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório de auditoria da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes relativamente às informações financeiras intermediárias da Copel integrantes do Formulário de Informações Trimestrais - ITR de 31.03.2018; e

(II) reviram, discutiram e concordam com as informações financeiras intermediárias da Copel integrantes do Formulário de Informações Trimestrais - ITR de 31.03.2018.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 15 de maio de 2018

/s/

Jonel Nazareno Iurk

Diretor Presidente

/s/

Adriano Rudek de Moura

Diretor de Finanças e de Relações com Investidores

/s/

Harry França Júnior

Diretor Jurídico e de Relações Institucionais

/s/

José Marques Filho

Diretor de Desenvolvimento de Negócios

/s/

Vicente Loiacono Neto

Diretor de Governança, Risco e *Compliance*