

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e de 2016
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 na Bolsas de Valores de Nova Iorque (NYSE) e de Madri, no segmento latino-americano (Latibex).

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

1.1 Participações societárias da Copel

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

1.1.1 Controladas

Controlada	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel GeT)	Curitiba/PR	Geração e transmissão de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Distribuição S.A. (Copel DIS)	Curitiba/PR	Distribuição de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Telecomunicações S.A. (Copel TEL)	Curitiba/PR	Telecomunicações e comunicações	100,0	Copel
Copel Renováveis S.A. (Copel REN) (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 - Compagás	Curitiba/PR	Distribuição de gás canalizado	51,0	Copel
Elejor - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	70,0	Copel
UEG Araucária Ltda. (UEG)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - gás natural	20,0	Copel
			60,0	Copel GeT
São Bento Energia, Investimentos e Participações S.A. (São Bento)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	S. Miguel do Gostoso/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.	Touros/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Ventos de Santo Uriel S.A.	João Câmara/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. (Cutia)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
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 Copel Brisa Potiguar S.A. foi incorporada pela Copel REN em 20.12.2017.

(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
Voltaia 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
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. (d)	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.

(d) Em novembro de 2017 ocorreu a transformação de Sociedade Anônima para Sociedade Limitada e a alteração do investimento de empreendimento controlado em conjunto para coligada.

1.1.4 Operações em conjunto (consórcios)

Empreendimento	Participação %	
	Copel GeT	Demais consorciados
Usina Hidrelétrica Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	51,0	Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (49,0%)
Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu (NE nº 19.7.1) (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 demonstrações financeiras, tal discussão ainda não havia sido encerrada e a citada lei continuar vigente, tornou-se necessário considerar tais efeitos nas demonstrações financeiras de 2017.

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 2017 pela antecipação do vencimento da concessão estão apresentados a seguir:

31.12.2017	Término da concessão em 2024	Efeitos	Término da concessão em 2019
BALANÇO PATRIMONIAL			
Ativo não circulante			
Contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.5)	148.868	154.800	303.668
Intangível (NE nº 20.3)	198.688	(154.800)	43.888
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita Operacional Líquida			
Valor justo do ativo indenizável da concessão	(197)	41.078	40.881

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

Copel GeT	Participação %	Vencimento	
CONCESSÕES ONEROSAS PELO DIREITO DE USO DO BEM PÚBLICO - UBP			
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 - UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	51	02.07.2042	
Contrato de Concessão nº 001/2011 - UHE Colíder (a)	100	16.01.2046	
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II	100	27.02.2046	
Contrato de Concessão nº 002/2012 - UHE Baixo Iguaçu (a)	30	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	
Em processo de homologação na Aneel - UHE Marumbi	100	-	
Resolução Autorizativa Aneel nº 5373/2015 - CGH Chopim I (apenas registro na Aneel)	100	-	
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
UEG Araucária	Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (20% da Copel)	60	22.12.2029
Nova Asa Branca I	Portaria MME nº 267/2011 - EOL Asa Branca I	100	24.04.2046
Nova Asa Branca II	Portaria MME nº 333/2011 - EOL Asa Branca II	100	30.05.2046
Nova Asa Branca III	Portaria MME nº 334/2011 - EOL Asa Branca III	100	30.05.2046
Nova Eurús IV	Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurús 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 Cerquilho 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 Andará Leste - 2 x ATR 150 MVA (a)			
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
Costa Oeste Transmissora	Contrato nº 001/2012 - LT Cascavel Oeste - Umuarama; SE Umuarama 230/20138 kV	51	11.01.2042
Transmissora Sul Brasileira	Contrato nº 004/2012 - LT Nova Santa Rita - Camaquã 3; LT 230 kV Camaquã 3 - Quinta; LT 525 kV Salto Santiago - Itá; LT 525 kV Itá - Nova Santa Rita; SE Camaquã 3 230/69/2013,8 kV	20	09.05.2042
Caiuá Transmissora	Contrato nº 007/2012 - LT Umuarama - Guaíra; 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 Paranaíba - Ribeirãozinho; LT 500 kV Paranaíba - Cláudia; SE Cláudia 500 kV; LT 500 kV Cláudia - Paranatinga; SE Paranatinga 500 kV; LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho	49	09.05.2042
Guaraciaba Transmissora	Contrato nº 013/2012 - LT Ribeirãozinho - Marimbondo II; LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte; LT 500 Rio Verde Norte - Marimbondo II; Seccionamento das LTs 500 kV Marimbondo - Araraquara, na SE Marimbondo II; SE Marimbondo II 500 kV	49	09.05.2042
Paranaíba Transmissora	Contrato nº 007/2013 - LT - T 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas; LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia; LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2	24,5	01.05.2043
Mata de Santa Genebra	Contrato nº 001/2014 - LT - Itatiba - Bateias (a); LT 500 kV Itatiba - Bateias (a); LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba (a); LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias (a); SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV (a); SE Itatiba 500 kV (a); SE 500/440 kV Fernão Dias (a)	50,1	13.05.2044
Cantareira Transmissora	Contrato nº 019/2014 - LT - Estreito - Fernão Dias (a)	49	04.09.2044

(a) Empreendimento em construção.

3 Base de Preparação

3.1 Declarações de conformidade

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

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

Em 12.04.2018 as demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram emitidas com ressalva de limitação de escopo no relatório da auditoria especificamente quanto ao tema referente ao fundo de investimento mantido pela controlada UEG Araucária, conforme detalhado na NE nº 4.1.1.

Após esta data, os trabalhos relacionados ao processo de investigação foram materialmente concluídos e os trabalhos de análise quanto a classificação e mensuração do investimento foram finalizados, levando em consideração todas as informações conhecidas hoje que, porém, estavam presentes e deveriam ter sido consideradas à época da elaboração das demonstrações financeiras de 2015 e 2016.

Diante disso, a Administração concluiu sobre a necessidade de reapresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de 31.12.2017 com os saldos comparativos de 31.12.2016 e 1º.01.2016. O efeito nos saldos das demonstrações financeiras de 31.12.2017, considerando o que foi divulgado em 12.04.2018 e o reapresentado nesta data, foi de redução de ativo e patrimônio líquido no valor de R\$ 19.270, sem impactos no lucro líquido de 2017. Os reflexos da reapresentação dos saldos em 31.12.2016 e 1º.01.2016 estão detalhados na NE nº 4.1.1.

A emissão destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas reapresentadas foi aprovada pela Administração em 14.05.2018.

3.2 Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, com exceção de determinados instrumentos financeiros e investimentos, conforme descrito nas respectivas práticas contábeis e notas explicativas.

3.4 Uso de estimativas e julgamentos

Na preparação destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, 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.

3.4.1 Julgamentos

As informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis que têm efeitos significativos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas, exceto aqueles que envolvem estimativas, estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- NE nº 4.2 - Base de consolidação; e
- NE nº 4.3 - Instrumentos financeiros.

3.4.2 Incertezas sobre premissas e estimativas

As informações sobre as principais premissas a respeito do futuro e outras principais origens de incerteza nas estimativas que podem levar a ajustes significativos aos valores dos ativos e passivos no próximo exercício financeiro estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- NEs nºs 4.3.8 e 9 - Ativos e passivos financeiros setoriais;
- NEs nºs 4.5 e 19 - Imobilizado;
- NEs nºs 4.6 e 20 - Intangível;
- NEs nºs 4.7 e 19.9 - Redução ao valor recuperável de ativos;
- NEs nºs 4.8 e 30 - Provisões para litígios e passivos contingentes;
- NE nº 4.9.1 - Receita não faturada;
- NE nº 4.9.2 - Receita de juros;
- NE 4.11 - Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;
- NE nº 7.3 - Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa - PECLD;
- NE nº 10.4 - Remensuração do ativo financeiro RBSE;
- NE nº 11 - Contas a receber vinculadas à indenização da concessão;
- NE nº 13.2 - Imposto de renda e contribuição social diferidos; e
- NE nº 25 - Benefícios pós-emprego.

3.5 Julgamento da Administração quanto à continuidade operacional

A Administração concluiu não haver incertezas materiais que coloquem em dúvida a continuidade da Companhia. Não foram identificados eventos ou condições que, individual ou coletivamente, possam levantar dúvidas significativas quanto à capacidade de manter sua continuidade operacional.

As principais bases de julgamento utilizadas para tal conclusão são: (i) principais atividades decorrentes de concessões de longo prazo; (ii) patrimônio líquido expressivo (iii) forte geração de caixa operacional, inclusive com capacidade financeira para quitação de compromissos assumidos junto a instituições financeiras; (iv) série histórica de lucros nos últimos exercícios sociais; e (v) cumprimento dos objetivos e metas estabelecidos no Planejamento Estratégico da Companhia, o qual é aprovado pela Administração, acompanhado e revisado periodicamente, buscando a perenidade de suas atividades.

4 Principais Políticas Contábeis

4.1 Reapresentação de saldos comparativos

A Administração da Companhia procedeu os seguintes ajustes nas Demonstrações Financeiras de 31.12.2016 e 1º.01.2016:

4.1.1 Investimentos

A Administração da Companhia identificou, durante a preparação das Informações Financeiras Intermediárias para o período findo em 30.09.2017, que a controlada indireta UEG Araucária Ltda., mantinha recursos em Fundo de Investimento Multimercado, o qual detém cotas em outros fundos de investimentos, que, por sua vez, mantinha investimentos em companhia de capital fechado, cujo ativo principal era um empreendimento imobiliário. Em 30.09.2017, o referido investimento apresentava saldo de R\$ 157.079 na rubrica Títulos e Valores Mobiliários, no ativo circulante, pelo fato de que as informações disponibilizadas pela Administração da UEG Araucária eram de que tal investimento tratava-se de fundo exclusivo, com benchmark de 103,5% do CDI, composto por cotas de fundos de investimento e títulos do governo, com liquidez imediata, e mantidos para negociação. O saldo do referido investimento, apresentado na mesma rubrica, era de R\$ 165.749 em 31.12.2016 e de R\$ 111.760 em 1º.01.2016.

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

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

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

Com o auxílio de laudo elaborado em março de 2018 por empresa independente contratada pela Copel, a Administração da Companhia apurou o valor justo do instrumento financeiro até julho de 2015, identificando a necessidade de redução do ativo em R\$ 99.031. A partir de então, o saldo remanescente, já considerado como investimento em coligada, foi reduzido por provisão para desvalorização no valor de R\$ 4.955. Dessa forma, a redução total em 1º de janeiro de 2016 foi de R\$ 103.986.

No exercício de 2016, foi apurada nova provisão para desvalorização no valor de R\$ 52.201, sendo R\$ 55.284 em resultado da equivalência patrimonial, R\$ 4.300 em despesa financeira e R\$ 7.383 em receita financeira.

Consequentemente, as demonstrações financeiras em 31.12.2016 e 1º.01.2016, apresentadas para fins de comparação, estão sendo reapresentadas de modo que os saldos remanescentes desse investimento nos valores de R\$ 9.562 em 31.12.2016 e de R\$ 7.774 em 1º.01.2016, sendo também reclassificados para o ativo não circulante, no grupo de Investimentos.

O efeito nas demonstrações financeiras individuais da Controladora foi redução em Investimentos, em contrapartida à rubrica de Resultado de equivalência patrimonial, nos valores de R\$ 44.227 em 31.12.2016 e R\$ 83.189 em 1º.01.2016.

4.1.2 Provisão para contingências - Regime de tributação da CVA

Em 2017, a Copel DIS, reconheceu ajustes de períodos anteriores na conta de provisões relacionadas a litígios tributários devido à tributação da Conta de Compensação de Variações de Valores de Itens da Parcela A - CVA, atualmente classificada como Ativos e Passivos Financeiros Setoriais. O impacto desses ajustes representa, em 31.12.2016, aumento de R\$ 31.995 na rubrica Despesas financeiras, em contrapartida à conta de Provisões para litígios, no passivo não circulante, e aumento na rubrica de Imposto de renda e contribuição social diferidos, no resultado, de R\$ 10.878, em contrapartida à rubrica de tributos diferidos, no ativo não circulante. O prejuízo do exercício da Copel foi aumentado em R\$ 21.117.

O efeito nas demonstrações financeiras individuais da Controladora foi redução de R\$ 21.117 em Investimentos, em contrapartida à rubrica de Resultado de equivalência patrimonial.

4.1.3 Efeitos da reapresentação dos saldos comparativos

Com base nas orientações do CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, os Balanços Patrimoniais e as Demonstrações de Resultado, de Resultados Abrangentes, das Mutações do Patrimônio Líquido, de Fluxos de Caixa e de Valor Adicionado estão sendo reapresentados, para fins de comparabilidade:

31.12.2016	Controladora			Consolidado		
	Apresentado	Ajustes	Reapresentado	Apresentado	Ajustes	Reapresentado
BALANÇO PATRIMONIAL						
Ativo	17.320.563	(146.067)	17.174.496	30.434.209	(145.309)	30.288.900
Ativo circulante	698.488	-	698.488	4.402.990	(165.749)	4.237.241
Títulos e valores mobiliários	149	-	149	302.398	(165.749)	136.649
Ativo não circulante	16.622.075	(146.067)	16.476.008	26.031.219	20.440	26.051.659
Imposto de renda e contribuição social diferidos	47.462	-	47.462	803.477	10.878	814.355
Investimentos	14.111.959	(146.067)	13.965.892	2.334.950	9.562	2.344.512
Passivo	17.320.563	(146.067)	17.174.496	30.434.209	(145.309)	30.288.900
Passivo não circulante	1.386.559	-	1.386.559	9.622.727	31.995	9.654.722
Provisões para litígios	152.944	-	152.944	1.241.343	31.995	1.273.338
Patrimônio líquido	14.864.165	(146.067)	14.718.098	15.155.446	(177.304)	14.978.142
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	14.864.165	(146.067)	14.718.098	14.864.165	(146.067)	14.718.098
Reserva de retenção de lucros	5.162.983	(146.067)	5.016.916	5.162.983	(146.067)	5.016.916
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	-	291.281	(31.237)	260.044
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	1.026.621	(62.878)	963.743	(823.536)	(55.284)	(878.820)
Resultado da equivalência patrimonial	902.731	(62.878)	839.853	221.695	(55.284)	166.411
Lucro antes do resultado financeiro e dos tributos	1.026.621	(62.878)	963.743	2.044.102	(55.284)	1.988.818
Resultado Financeiro	(13.057)	-	(13.057)	(565.744)	(28.912)	(594.656)
Receitas financeiras	321.056	-	321.056	896.553	7.383	903.936
Despesas financeiras	(334.113)	-	(334.113)	(1.462.297)	(36.295)	(1.498.592)
Lucro operacional	1.013.564	(62.878)	950.686	1.478.358	(84.196)	1.394.162
Imposto de renda e contribuição social	(54.914)	-	(54.914)	(530.568)	10.878	(519.690)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(50.032)	-	(50.032)	58.754	10.878	69.632
Lucro líquido do exercício	958.650	(62.878)	895.772	947.790	(73.318)	874.472
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	-	-	-	958.650	(62.878)	895.772
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	(10.860)	(10.440)	(21.300)
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE						
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos	(57.266)	-	(57.266)	(57.201)	-	(57.201)
Resultado abrangente do exercício	901.384	(62.878)	838.506	890.589	(73.318)	817.271
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	-	-	-	901.384	(62.878)	838.506
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	(10.795)	(10.440)	(21.235)
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Lucro líquido do exercício	958.650	(62.878)	895.772	947.790	(73.318)	874.472
Patrimônio líquido	14.864.165	(146.067)	14.718.098	15.155.446	(177.304)	14.978.142
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA						
Fluxo de caixa das atividades operacionais	1.905.189	-	1.905.189	1.476.818	-	1.476.818
Lucro líquido do exercício	958.650	(62.878)	895.772	947.790	(73.318)	874.472
Variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas	166.856	-	166.856	1.142.316	28.912	1.171.228
Imposto de renda e contribuição social diferidos	50.032	-	50.032	(58.754)	(10.878)	(69.632)
Resultado da equivalência patrimonial	(902.731)	62.878	(839.853)	(221.695)	55.284	(166.411)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(1.572.046)	-	(1.572.046)	(2.511.075)	-	(2.511.075)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(312.700)	-	(312.700)	535.603	-	535.603
Variação no caixa e equivalentes de caixa	20.443	-	20.443	(498.654)	-	(498.654)
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO						
Valor Adicionado a Distribuir	1.385.664	(62.878)	1.322.786	12.746.575	1.788	12.748.363
(+) Valor Adicionado Transferido	1.231.164	(62.878)	1.168.286	1.229.418	1.788	1.231.206
Resultado de participações societárias	910.108	(62.878)	847.230	229.072	(5.595)	223.477
Receitas financeiras	321.056	-	321.056	896.553	7.383	903.936
Distribuição do Valor Adicionado	1.385.664	(62.878)	1.322.786	12.746.575	1.788	12.748.363
Governo	99.933	-	99.933	8.831.882	(10.878)	8.821.004
Federal - tributos	99.853	-	99.853	2.159.297	(10.878)	2.148.419
Terceiros	295.827	-	295.827	1.480.822	85.984	1.566.806
Juros	294.572	-	294.572	1.436.555	85.984	1.522.539
Acionistas	958.650	(62.878)	895.772	947.790	(73.318)	874.472
Lucros retidos	675.703	(62.878)	612.825	675.703	(62.878)	612.825
Participações de acionistas não controladores	-	-	-	(10.860)	(10.440)	(21.300)
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora						
Ações ordinárias	3,34587	(0,21946)	3,12641	3,34587	(0,21946)	3,12641
Ações preferenciais classe "A"	3,68045	(0,24139)	3,43906	3,68045	(0,24139)	3,43906
Ações preferenciais classe "B"	3,68045	(0,24139)	3,43906	3,68045	(0,24139)	3,43906

1º.01.2016	Controladora			Consolidado		
	Apresentado	Ajustes	Reapresentado	Apresentado	Ajustes	Reapresentado
BALANÇO PATRIMONIAL						
Ativo	16.953.724	(83.189)	16.870.535	28.947.657	(103.986)	28.843.671
Ativo circulante	793.345	-	793.345	6.933.397	(111.760)	6.821.637
Títulos e valores mobiliários	168	-	168	406.274	(111.760)	294.514
Ativo não circulante	16.160.379	(83.189)	16.077.190	22.014.260	7.774	22.022.034
Investimentos	14.140.573	(83.189)	14.057.384	2.224.710	7.774	2.232.484
Passivo	16.953.724	(83.189)	16.870.535	28.947.657	(103.986)	28.843.671
Patrimônio líquido	14.245.728	(83.189)	14.162.539	14.584.478	(103.986)	14.480.492
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	14.245.728	(83.189)	14.162.539	14.245.728	(83.189)	14.162.539
Reserva de retenção de lucros	5.413.572	(83.189)	5.330.383	5.413.572	(83.189)	5.330.383
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	-	338.750	(20.797)	317.953

4.2 Base de consolidação

4.2.1 Método de equivalência patrimonial

Os investimentos em controladas, em empreendimentos controlados em conjunto e em coligadas são reconhecidos nas demonstrações financeiras individuais da investidora com base no método de equivalência patrimonial. Conforme esse método, os investimentos são inicialmente registrados pelo valor de custo e o seu valor contábil é aumentado ou diminuído pelo reconhecimento da participação da investidora no lucro, no prejuízo e em outros resultados abrangentes gerados pelas investidas, após a aquisição. Esse método deve ser descontinuado a partir da data em que o investimento deixar de se qualificar como controlada, empreendimento controlado em conjunto ou coligada.

As distribuições de resultados reduzem o valor contábil dos investimentos.

Quando necessário, para cálculo das equivalências patrimoniais, as demonstrações financeiras das investidas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis às da Controladora.

4.2.2 Controladas

As controladas são as entidades em que a investidora está exposta a, ou tem direito sobre, os retornos variáveis advindos de seu envolvimento com elas e tem a habilidade de afetar esses retornos exercendo seu poder sobre as entidades.

As demonstrações financeiras das controladas são incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas a partir da data em que o controle se inicia até a data em que deixa de existir.

Os saldos de ativos, passivos e resultados das controladas são consolidados linha a linha e os saldos decorrentes das transações entre as empresas consolidadas são eliminados.

4.2.3 Participação de acionistas não controladores

A participação de acionistas não controladores é apresentada no patrimônio líquido, separadamente do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da Controladora. Os lucros, os prejuízos e os outros resultados abrangentes também são atribuídos separadamente dos atribuídos aos acionistas da Controladora, ainda que isso resulte em que as participações de acionistas não controladores tenham saldo deficitário.

4.2.4 Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

Os empreendimentos controlados em conjunto são as entidades em que a investidora, vinculada a um acordo, não exerce individualmente o poder de decisões financeiras e operacionais, independentemente do percentual de participação no capital votante.

As coligadas são as entidades sobre as quais a investidora tem influência significativa, mas não o controle.

Quando a participação nos prejuízos de um empreendimento controlado em conjunto ou de uma coligada se igualar ou exceder o saldo contábil de sua participação na investida, a investidora deve descontinuar o reconhecimento de sua participação em perdas futuras. Perdas adicionais serão consideradas, e um passivo reconhecido, somente se a investidora incorrer em obrigações legais ou construtivas (não formalizadas) ou efetuar pagamentos em nome da investida. Se a investida subsequentemente apurar lucros, a investidora deve retomar o reconhecimento de sua participação nesses lucros somente após o ponto em que a parte que lhe cabe nesses lucros posteriores se igualar à sua participação nas perdas não reconhecidas.

4.2.5 Operações em conjunto (consórcios)

Operação em conjunto é um negócio em conjunto segundo o qual as partes integrantes que detêm o controle conjunto do negócio têm direitos sobre os ativos e têm obrigações pelos passivos relacionados ao negócio.

As operações em conjunto são contabilizadas na proporção de cota-parte de ativos, passivos e resultado, na empresa que detém a participação.

4.3 Instrumentos financeiros

A Companhia e suas controladas não operam com instrumentos financeiros derivativos.

Os instrumentos financeiros não derivativos são reconhecidos imediatamente na data de negociação, ou seja, na concretização do surgimento da obrigação ou do direito. São inicialmente registrados pelo valor justo acrescido ou deduzido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis.

Os valores justos são apurados com base em cotação no mercado, para os instrumentos financeiros com mercado ativo, e pelo método do valor presente de fluxos de caixa esperados, para os sem cotação disponível no mercado.

Posteriormente ao reconhecimento inicial, os instrumentos financeiros não derivativos são mensurados conforme descrito a seguir.

Ativos financeiros

4.3.1 Instrumentos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Um instrumento financeiro é assim classificado se for designado como mantido para negociação no seu reconhecimento inicial e se a Companhia e suas controladas gerenciam esses investimentos e tomam as decisões de compra e venda com base em seu valor justo, de acordo com a estratégia de investimento e de gerenciamento de risco. Após o reconhecimento inicial, os custos de transação e os juros atribuíveis, quando incorridos, são reconhecidos no resultado.

4.3.2 Empréstimos e recebíveis

Ativos não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis que não estão cotados em um mercado ativo, reconhecidos pelo método do custo amortizado com base na taxa de juros efetiva.

4.3.3 Instrumentos financeiros disponíveis para venda

São instrumentos financeiros cujo reconhecimento inicial é efetuado com base no valor justo e sua variação, proveniente da diferença entre a taxa de juros de mercado e a taxa de juros efetiva, é registrada diretamente no patrimônio líquido, líquido dos efeitos tributários. A parcela dos juros definidos no início do contrato, calculada com base no método de juros efetivos, assim como quaisquer mudanças na expectativa de fluxo de caixa, é registrada no resultado do exercício. Quando esses ativos são desreconhecidos, os ganhos e as perdas acumulados mantidos no patrimônio líquido são reclassificados para o resultado do exercício.

4.3.4 Instrumentos financeiros mantidos até o vencimento

Os instrumentos financeiros são classificados nessa categoria se a Companhia e suas controladas têm intenção e capacidade de mantê-los até o seu vencimento. São mensurados pelo custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, deduzidas eventuais reduções em seu valor recuperável.

Passivos financeiros e instrumentos de patrimônio

4.3.5 Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado

São os passivos financeiros designados dessa forma no reconhecimento inicial e os classificados como mantidos para negociação. São demonstrados ao valor justo e os respectivos ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado. Os ganhos ou as perdas líquidas reconhecidas no resultado incorporam os juros pagos pelo passivo financeiro.

4.3.6 Outros passivos financeiros

Os outros passivos financeiros são mensurados pelo valor de custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos. Esse método também é utilizado para alocar a despesa de juros desses passivos pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários pagos ou recebidos, que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos), ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

4.3.7 Baixas de passivos financeiros

Os passivos financeiros somente são baixados quando as obrigações são extintas, canceladas ou liquidadas. A diferença entre o valor contábil do passivo financeiro baixado e a contrapartida paga e a pagar é reconhecida no resultado.

Ativos e passivos financeiros setoriais e vinculados à concessão

4.3.8 Ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

O termo aditivo ao contrato de concessão das concessionárias de distribuição, aprovado pelo Despacho Aneel nº 4.621/2014, prevê que, no caso de extinção da concessão por qualquer motivo, os valores residuais de itens da Conta de Compensação de Valores de itens da Parcela A - CVA (custos não administráveis) e outros componentes financeiros não recuperados ou não devolvidos via tarifa sejam incorporados no cálculo da indenização ou descontados dos valores da indenização de ativos não amortizados, ficando, então, resguardado o direito ou a obrigação do concessionário junto ao Poder Concedente quanto a esses ativos e passivos.

Por meio da Deliberação CVM nº 732/2014, o CPC aprovou a Orientação Técnica OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica, que tornou obrigatório, mediante assinatura de termo aditivo contratual, o reconhecimento de determinados ativos ou passivos financeiros setoriais nas distribuidoras de energia elétrica a partir do exercício de 2014.

A empresa contabiliza as variações dos ativos e passivos financeiros setoriais, quando existe expectativa provável de que a receita futura, equivalente aos custos incorridos, seja faturada e cobrada, com o resultado do repasse direto dos custos em uma tarifa ajustada de acordo com a fórmula paramétrica definida no contrato de concessão. O saldo dessas variações é represado e atualizado até o próximo reajuste/revisão tarifária, quando o Poder Concedente autorizar o repasse na base tarifária da empresa e assim, repassar ao consumidor no próximo ciclo anual, que ocorre a partir de 24 de junho de cada ano.

4.3.9 Contas a receber vinculadas à concessão

Concessão de transmissão de energia elétrica

Refere-se a créditos a receber relacionados aos contratos de concessão da atividade de transmissão, representados pelos seguintes valores: (i) receita de construção da infraestrutura de transmissão para sua disponibilização aos usuários; e (ii) remuneração financeira garantida pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão sobre tais receitas.

A receita dos contratos de concessão de transmissão é realizada pela disponibilização da infraestrutura aos usuários do sistema, não tem risco de demanda e é, portanto, considerada receita garantida, denominada Receita Anual Permitida - RAP, a ser recebida durante o prazo da concessão. Os valores são faturados mensalmente aos usuários da infraestrutura, conforme relatório emitido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. No vencimento da concessão, se houver saldo remanescente ainda não recebido relacionado à construção da infraestrutura, este será recebido diretamente do Poder Concedente por ser direito incondicional de receber caixa, conforme previsto no contrato de concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da RAP.

Esses ativos financeiros não têm mercado ativo, apresentam fluxos de caixa fixos e determináveis, e portanto, são classificados como “empréstimos e recebíveis”, sendo inicialmente estimados com base nos respectivos valores justos e posteriormente mensurados pelo custo amortizado calculado pelo método da taxa de juros efetiva.

Especificamente quanto ao Contrato de Concessão 060/2001, as adições que representem ampliação, melhoria ou reforço da infraestrutura são reconhecidas como ativo financeiro, em virtude de representar futura geração de caixa operacional adicional, conforme regulamentação específica do Poder Concedente.

Concessão de distribuição de energia elétrica

Refere-se à indenização prevista no contrato de concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica que, no entendimento da Administração, assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente. Essa indenização tem como objetivo reembolsar a Copel DIS pelos investimentos efetuados em infraestrutura, sem recuperação, por meio da tarifa, por possuírem vida útil superior ao prazo da concessão.

Esses ativos financeiros, por não contarem com fluxos de caixa fixos determináveis, uma vez que a premissa da indenização terá como base o custo de reposição dos ativos da concessão, e por não terem as características necessárias para serem classificados nas demais categorias de ativos financeiros, são classificados como “disponíveis para venda”. Os fluxos de caixa vinculados a esses ativos são determinados considerando o valor da base tarifária denominada Base de Remuneração Regulatória - BRR, definida pelo Poder Concedente, utilizando-se a metodologia de custo de reposição dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição vinculada à concessão. A BRR é revisada periodicamente, considerando diversos fatores, e tem como objetivo refletir a variação de preços dos ativos físicos, incluindo as baixas, depreciações e adições dos bens integrantes desta infraestrutura (ativo físico).

A remuneração deste ativo financeiro é baseada no Custo Médio Ponderado de Capital - WACC (na sigla em inglês) regulatório homologado pela Aneel no processo de revisão tarifária periódica e seu montante está incluído na composição da receita de tarifa faturada aos consumidores e recebida mensalmente.

O 1º, 2º, 3º e 4º Ciclos de Revisão Tarifária foram realizados a cada quatro anos e, a partir do 5º Ciclo, iniciado em janeiro de 2016, serão realizados a cada cinco anos, tendo em vista alteração promovida pelo quinto termo aditivo ao contrato de concessão.

Concessão de gás

O contrato de concessão de gás se enquadra no modelo bifurcado, em que parte dos investimentos efetuados pelo concessionário é remunerada pelos usuários do serviço público e a outra parte é indenizada pelo Poder Concedente, o Estado do Paraná, ao final da concessão. Esse modelo prevê o reconhecimento de ativo financeiro e de ativo intangível.

A parcela reconhecida como ativo financeiro é aquela que será indenizada pelo Poder Concedente correspondente aos investimentos efetuados nos dez anos anteriores ao término da concessão prevista em contrato e que, no entendimento da Administração, assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão.

Esses ativos financeiros, por não possuírem fluxos de caixa fixos determináveis, uma vez que a premissa da indenização terá como base o custo de reposição dos ativos da concessão, e por não terem as características necessárias para serem classificados nas demais categorias de ativos financeiros, são classificados como “disponíveis para venda”.

4.3.10 Contas a receber vinculadas à indenização da concessão

Provenientes do saldo residual dos ativos da infraestrutura de transmissão e de geração de energia elétrica, ainda não depreciados e/ou amortizados existentes ao final da concessão.

Os valores são transferidos dos grupos Contas a receber vinculados à concessão, Imobilizado e Intangível para as atividades de transmissão e geração, respectivamente, com o advento do final da concessão.

Ao final de cada período de divulgação, a Administração avalia a recuperabilidade do ativo, remensurando seu fluxo de caixa com base em sua melhor estimativa.

4.3.11 Contas a pagar vinculadas à concessão

Referem-se aos valores estabelecidos no contrato de concessão relacionados ao direito de exploração do potencial de geração de energia hidráulica (concessão onerosa), cujo contrato é assinado na modalidade de Uso do Bem Público - UBP. O registro inicial da obrigação é feito na data da assinatura do contrato de concessão e corresponde ao valor presente do fluxo de caixa dos pagamentos futuros. Posteriormente, é atualizado pelo método da taxa de juros efetiva e reduzido pelos pagamentos contratados.

4.4 Estoque (inclusive do ativo imobilizado e do intangível - contrato de concessão)

Os materiais no almoxarifado, classificados no ativo circulante, e aqueles destinados a investimentos, classificados no ativo imobilizado e no intangível - contrato de concessão, estão registrados pelo custo médio de aquisição. Os valores contabilizados não excedem seus valores de realização.

4.5 Imobilizado

Os bens do ativo imobilizado vinculados aos contratos de concessão de serviço público são depreciados pelo método linear com base nas taxas anuais estabelecidas e revisadas periodicamente pela Aneel, as quais são praticadas e aceitas pelo mercado como representativas da vida útil econômica dos bens vinculados à infraestrutura da concessão. No entanto, os bens vinculados aos contratos de uso de bem público sob o regime de produtor independente de energia elétrica são depreciados com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, limitados ao prazo da concessão. Os demais bens do ativo imobilizado são depreciados pelo método linear com base na estimativa de vida útil, que é revisada anualmente e ajustada, caso necessário.

Os custos diretamente atribuídos às obras, bem como os juros e encargos financeiros relativos a empréstimos tomados com terceiros durante o período de construção, são registrados no ativo imobilizado em curso, desde que seja provável que resultem em benefícios econômicos futuros para a empresa.

4.6 Intangível

Integram esse ativo, os softwares adquiridos de terceiros e os gerados internamente, mensurados pelo custo total de aquisição menos as despesas de amortização pelo prazo de cinco anos, além dos contratos de concessão apresentados a seguir.

4.6.1 Concessão onerosa de geração de energia elétrica

Corresponde à aquisição de direito de exploração do potencial de geração de energia hidráulica cujo contrato é assinado na modalidade de Uso do Bem Público - UBP.

Durante a construção do empreendimento, o montante é reconhecido pelo valor presente das saídas de caixa futuras no período de vigência do contrato de concessão. Na data de início da operação comercial do empreendimento, o montante apresentado é fixado e amortizado durante o período da concessão.

4.6.2 Repactuação do risco hidrológico (*Generation Scaling Factor* - GSF)

Ativo constituído pela repactuação do risco hidrológico nos termos da Lei nº 13.203/2015, proveniente do valor excedente entre o montante recuperado do custo com o fator de ajuste do Mecanismo de Relocação de Energia - MRE (GSF), subtraído do custo total do prêmio de risco a amortizar no período de suprimento de energia no ambiente regulado. O montante foi transformado pela Aneel em extensão do prazo da outorga, o qual é amortizado linearmente a partir de 1º.01.2016 até o final do novo prazo de concessão, conforme demonstrado na NE nº 14.1.

4.6.3 Contrato de concessão - distribuição de energia elétrica

Compreende o direito de exploração da infraestrutura, construída ou adquirida sob o regime de concessão do serviço público de energia elétrica, e de cobrar dos usuários o serviço público prestado, em consonância com o CPC 04 - Ativos Intangíveis, a ICPC 01 (R1) e a OCPC 05 - Contratos de Concessão.

É reconhecido pelo custo de aquisição, incluídos os custos de empréstimos, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

A amortização desse intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos, com expectativa de amortização durante o prazo da concessão.

4.6.4 Contrato de concessão - distribuição de gás

Ativo intangível relativo à construção de infraestrutura e à aquisição de bens necessários para a prestação dos serviços de distribuição de gás, que corresponde ao direito de cobrar dos usuários pelo fornecimento de gás.

Esse ativo intangível é avaliado inicialmente pelo custo de aquisição, formação ou construção, inclusive juros e demais encargos financeiros capitalizados. Nesse ativo é aplicado o método de amortização linear definida com base na avaliação da vida útil estimada de cada ativo, considerando o padrão de benefício econômico gerado pelos ativos intangíveis.

4.6.5 Ativos intangíveis adquiridos separadamente

Ativos intangíveis com vida útil definida, adquiridos separadamente, são registrados pelo custo de aquisição, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumulado. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

4.6.6 Baixa de ativos intangíveis

Um ativo intangível é baixado na alienação ou quando não há benefícios econômicos futuros resultantes do uso ou da alienação. Os ganhos ou as perdas resultantes da alienação de um ativo intangível são reconhecidos no resultado, mensurados com a diferença entre as receitas líquidas da alienação e o valor contábil do ativo.

4.7 Redução ao valor recuperável de ativos

Os ativos são avaliados para identificar evidências de desvalorização.

4.7.1 Ativos financeiros

Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável. Um ativo tem perda no seu valor recuperável se evidência objetiva indica que evento de perda ocorreu após o reconhecimento inicial do ativo, e que aquele evento de perda teve um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados que podem ser estimados de maneira confiável.

A Companhia considera evidência de perda de valor para recebíveis tanto no nível individualizado como no nível coletivo. Todos os recebíveis individualmente significativos são avaliados quanto à perda de valor específico.

Redução do valor recuperável com relação a um ativo financeiro medido pelo custo amortizado é calculada como a diferença entre o valor contábil e o valor presente dos futuros fluxos de caixa estimados descontados à taxa de juros efetiva original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em conta redutora de recebíveis.

4.7.2 Ativos não financeiros

Os ativos em formação provenientes da concessão onerosa e direitos de concessão e/ou autorização de geração de energia elétrica, classificados como ativos intangíveis, são testados juntamente com os demais ativos daquela unidade geradora de caixa.

Quando houver perda decorrente das situações em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável, definido pelo maior valor entre o valor em uso do ativo e o valor de preço líquido de venda do ativo, essa perda é reconhecida no resultado do exercício.

Para fins de avaliação da redução ao valor recuperável, os ativos são agrupados nos níveis mais baixos para os quais existem fluxos de caixa identificáveis separadamente (Unidades Geradoras de Caixa - UGC).

O valor estimado das perdas para redução ao valor recuperável sobre os ativos não financeiros é revisado para a análise de possível reversão na data de apresentação das demonstrações financeiras; em caso de reversão de perda de exercícios anteriores, esta é reconhecida no resultado do exercício corrente.

4.8 Provisões

Uma provisão deve ser reconhecida quando: (i) a Companhia tem uma obrigação presente (legal ou não formalizada) como resultado de evento passado, (ii) seja provável (mais provável que sim do que não) que será necessária saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação; e (iii) possa ser feita estimativa confiável do valor da obrigação.

As estimativas de desfechos e de efeitos financeiros são determinadas pelo julgamento da Administração, complementado pela experiência de transações semelhantes e, em alguns casos, por relatórios de peritos independentes.

A provisão para custos ou obrigações socioambientais é registrada à medida que são assumidas as obrigações formais com os órgãos reguladores ou que a Administração tenha conhecimento de potencial risco relacionado às questões socioambientais, cujos desembolsos de caixa sejam considerados prováveis e seus valores possam ser estimados. Durante a fase de implantação do empreendimento, os valores provisionados são registrados em contrapartida ao ativo imobilizado (geração), custo de construção (transmissão) ou intangível em curso (distribuição). No momento do início das operações dos empreendimentos, todos os custos incluídos na Licença de Operação, cujos programas serão executados durante a concessão e o respectivo desembolso ainda não ocorreu, são mensurados e ajustados a valor presente de acordo com o fluxo de caixa estimado de desembolsos e registrados como provisões socioambientais em contrapartida ao ativo relacionado ao empreendimento, sendo ajustados periodicamente.

Após a entrada em operação comercial do empreendimento, todos os custos ou despesas incorridos com programas socioambientais relacionados com as licenças de operação e manutenção do empreendimento são analisados de acordo com a sua natureza e são registrados diretamente no resultado do exercício.

4.9 Reconhecimento da receita

As receitas operacionais são reconhecidas quando: (i) o valor da receita é mensurável de forma confiável; (ii) os custos incorridos ou que serão incorridos relativamente à transação podem ser mensurados de maneira confiável; (iii) é provável que os benefícios econômicos sejam recebidos; e (iv) os riscos e benefícios tenham sido integralmente transferidos ao comprador.

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida de descontos e/ou bonificações concedidos e encargos sobre vendas.

4.9.1 Receita não faturada

Corresponde ao reconhecimento da receita de fornecimento e suprimento de energia elétrica, encargos de uso da rede elétrica e serviços de telecomunicações, do período entre o último faturamento e o final de cada mês, por meio de estimativa com base na última medição efetuada.

4.9.2 Receita de juros

A receita de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida pelo método linear com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto. A taxa de juros efetiva é aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros calculados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial desse ativo.

4.10 Receita de construção e custo de construção

As receitas relativas a serviços de construção da infraestrutura utilizada na prestação de serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica e de distribuição de gás são contabilizadas conforme o estágio de execução.

Os respectivos custos são reconhecidos quando incorridos, na demonstração do resultado do exercício, como custo de construção.

Considerando que a Copel DIS e a Compagás terceirizam a construção de infraestrutura de distribuição com partes não relacionadas, por meio de obras realizadas em curto prazo, a margem de construção para as atividades de distribuição de energia e de gás resulta em valores não significativos, o que leva ao não reconhecimento deste valor na receita de construção.

A margem de construção adotada para a atividade de transmissão relativa aos exercícios de 2017 e de 2016 é de 1,65%, e deriva de metodologia de cálculo que considera o risco do negócio.

4.11 Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE são reconhecidos pelo regime de competência, de acordo com informações divulgadas por aquela entidade ou, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente, por estimativa preparada pela Administração das controladas.

4.12 Arrendamentos

Os arrendamentos são classificados como financeiros sempre que os termos do contrato de arrendamento transferirem substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade do bem para o arrendatário. Os outros arrendamentos, que não se enquadram nas características acima, são classificados como operacionais.

4.13 Demonstração do Valor Adicionado - DVA

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza gerada pelas empresas assim como sua distribuição durante determinado período. É apresentada, conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras individuais e como informação suplementar às demonstrações financeiras consolidadas, pois não é demonstração prevista ou obrigatória conforme as IFRS.

4.14 Novas normas que ainda não entraram em vigor

Diversas novas normas e emendas às normas e interpretações das IFRS foram emitidas pelo IASB e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31.12.2017. A Companhia e suas controladas não adotaram as IFRS novas de forma antecipada.

As novas normas que podem ter impacto para a Companhia e suas controladas estão mencionadas a seguir.

4.14.1 CPC 48/IFRS 9 - Instrumentos financeiros

O CPC 48/IFRS 9 será aplicável para os exercícios iniciados em ou após 1º.01.2018, com adoção antecipada permitida.

Esta norma estabelece novos requisitos para classificação e mensuração de ativos e passivos financeiros. Os ativos financeiros serão classificados em três categorias: (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.

Com relação aos passivos financeiros, a principal alteração relacionada aos requisitos já estabelecidos pela norma contábil internacional IAS 39/CPC 38 define que a mudança no valor justo do passivo financeiro designado ao valor justo contra o resultado, que seja atribuível a mudanças no risco de crédito daquele passivo, seja apresentada em outros resultados abrangentes e não na demonstração do resultado, a menos que tal reconhecimento resulte em incompatibilidade na demonstração do resultado.

Em relação ao *impairment* de ativos financeiros, o CPC 48/IFRS 9 define o modelo de expectativa de perda no crédito, ao contrário do modelo de perda efetiva do crédito mencionada na IAS 39/CPC 38. O novo modelo 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.

No que tange às modificações relacionadas a contabilização de *hedge*, o CPC48/IFRS 9 mantém os três tipos de mecanismo previstos na IAS 39. Por outro lado, esta nova norma traz maior flexibilidade no tocante aos tipos de transações elegíveis à contabilização de *hedge*, mais especificamente à ampliação dos tipos de instrumentos que se qualificam como instrumentos de *hedge* e os tipos de componentes de risco de itens não financeiros elegíveis à contabilização de *hedge*.

Adicionalmente, o teste de efetividade foi renovado e substituído pelo princípio de “relacionamento econômico”. A avaliação retroativa da efetividade do *hedge* também não é mais necessária e exigências adicionais de divulgação relacionadas às atividades de gestão de riscos de uma entidade foram introduzidas.

Com base na análise dos ativos e passivos financeiros em 31.12.2017 da Copel e de suas controladas, considerando os fatos e as circunstâncias existentes naquela data, a Companhia avaliou o impacto do CPC 48/IFRS 9 sobre as demonstrações financeiras consolidadas, conforme a seguir:

Classificação e mensuração

A Companhia avaliou a classificação e a mensuração dos ativos financeiros e, de acordo com o modelo de gerenciamento desses ativos, identificou, preliminarmente, alteração de classificação nos instrumentos relacionados abaixo. A Administração da Companhia acredita que a alteração na classificação não impactará de forma relevante a mensuração dos itens, não havendo, assim, impacto nos lucros acumulados.

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

Redução ao valor recuperável (*impairment*)

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 aplicará a abordagem simplificada e registrará perdas esperadas durante toda a vida dos ativos financeiros do contas a receber de clientes. Na avaliação realizada durante o exercício de 2017, a Companhia entende que a perda estimada em créditos (provisão por redução do valor recuperável do contas a receber) deverá aumentar entre R\$ 25.000 e R\$ 30.000, que será reconhecida no balanço de abertura na conta de lucros acumulados em 1º.01.2018, líquido de tributos.

A Companhia não designou ou pretende designar passivos financeiros como Valor justo por meio do resultado, sendo assim, não há qualquer impacto esperado na classificação de passivos financeiros, de acordo com os requerimentos do CPC 48.

Transição: As mudanças nas políticas contábeis resultantes da adoção do CPC 48/IFRS 9 são geralmente aplicadas retrospectivamente, porém a Companhia aproveitará a isenção constante do item 7.2.15 da norma, que lhe permite não reapresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros.

Adicionalmente, como a Companhia e suas controladas não aplicam a contabilização de *hedge*, a Administração concluiu que não haverá impacto em suas demonstrações financeiras no tocante às alterações da norma sobre este tópico.

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

O CPC 47/IFRS 15 estabelece um modelo simples e claro para contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes e, quando se tornar efetivo, substituirá o guia atual de reconhecimento da receita presente na IAS 18/CPC 30 (R1) - Receitas, na IAS 11/CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e nas interpretações relacionadas.

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 introduz 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 estabelecerá maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes.

Além de fornecer divulgações mais abrangentes sobre as transações de receita, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15 tenha um impacto significativo sobre a posição patrimonial e financeira e/ou o desempenho das operações das suas controladas.

As controladas da Companhia reconhecem receitas provenientes das seguintes fontes principais:

Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica (geração, comercialização e distribuição)

A Companhia reconhece a receita de fornecimento e suprimento de energia elétrica, pelo valor justo da contraprestação, mediante a entrega da energia elétrica ao cliente. A receita faturada consiste na entrega da fatura, evidenciando a quantidade consumida pelo cliente, em determinado período, multiplicada pela tarifa vigente homologada pela Aneel. Adicionalmente, reconhece a receita não faturada do período entre o último faturamento e o final do mês, por estimativa, com base na última medição efetuada.

De acordo com o CPC 47/IFRS15, a Companhia deve reconhecer a receita proveniente de um contrato com cliente quando a expectativa de recebimento for provável, levando em consideração a intenção de pagamento do cliente. Caso a expectativa seja de não recebimento, a Companhia poderá deixar de reconhecer a receita no faturamento e reconhece-la no momento do recebimento. Com base nos dados disponíveis em 31.12.2017, a Companhia avaliou os clientes com longo histórico de inadimplência que, por diversos motivos, não tiveram seu fornecimento de energia suspenso e ainda, os potenciais efeitos do CPC 47/IFRS 15 e concluiu que o impacto não é material, e que, pelas políticas da Companhia, tais recebíveis continuarão a ser objeto de constituição de perda esperada e serão monitorados mensalmente.

Disponibilidade de uso da rede

A Companhia reconhece a receita pelo serviço de disponibilização da rede de distribuição aos consumidores cativos e livres, pelo valor justo da contraprestação, conforme tarifa vigente homologada pela Aneel.

No segmento de distribuição, a Companhia deve observar determinados indicadores de continuidade, que darão origem ao cálculo de compensação ao consumidor se forem ultrapassados. Os indicadores de continuidade individuais são 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. São contabilizados atualmente como despesa operacional e, de acordo com a avaliação, passarão a ser contabilizados como redutor da receita de disponibilidade da rede elétrica. A Companhia avaliou que o montante que seria reclassificado da linha de despesa operacional para a linha da dedução da receita é de aproximadamente R\$ 22.118, com base nos valores de 2017, sem efeito no resultado de 2017 e, portanto, sem efeito nas demonstrações financeiras de 2018. A partir de 1º.01.2018 os valores do ano corrente já serão contabilizados como redutores de receita..

Também é apresentada neste grupo a receita de operação e manutenção da infraestrutura do serviço de disponibilização do uso da rede de transmissão, correspondente a um percentual do faturamento da RAP. A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o faturamento da RAP é informado. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto significativo sobre esta receita em suas demonstrações financeiras.

Venda de Energia no Mercado de Curto Prazo - CCEE

A Companhia reconhece essa receita, de acordo com a energia liquidada no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.

A Companhia avaliou os potenciais efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15 na receita de venda de energia no curto prazo e a conclusão é de que não há impacto em suas demonstrações financeiras, exceto pelas exigências de apresentação e divulgação, que serão mais detalhadas a partir de 2018.

Receita de Construção

As receitas de construção são reconhecidos ao longo do tempo com base no estágio de conclusão da obra no fim de cada período e mensuradas com base na proporção dos custos incorridos em relação aos custos totais estimados dos contratos de concessão de distribuição e transmissão.

A Companhia avaliou os potenciais efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15 na receita de construção e a conclusão é de que não há impacto em suas demonstrações financeiras, exceto pelas exigências de apresentação e divulgação que serão mais detalhadas a partir de 2018.

Resultado de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

A Companhia reconhece a receita do resultado de ativos e passivos financeiros setoriais, pela variação entre o valor previsto e realizado dos custos não gerenciáveis da Parcela A (Conta de Compensação de Variação da Parcela A - CVA) e outros componentes financeiros. Conforme garantia contratual, eventuais valores residuais não repassados via tarifa serão incluídos no cálculo da indenização, na extinção da concessão.

A Companhia avaliou os potenciais efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15 na receita do resultado de ativos e passivos financeiros setoriais e a conclusão é de que não há impacto em suas demonstrações financeiras, exceto pelas exigências de apresentação e divulgação que serão mais detalhadas a partir de 2018.

Receita de Telecomunicações

As principais receitas de telecomunicações são de Conectividade (serviço de comunicação multimídia), de Ativação de Clientes, Programa de Benefícios e Tecnologia da Informação e Comunicação (TIC), as quais são reconhecidas pelo valor justo da contraprestação ao longo do tempo.

A receita de Conectividade é reconhecida mediante o fornecimento de internet de alta velocidade ao cliente.

O reconhecimento da receita de Ativação ocorre em momento específico de tempo caso o cliente opte pela não fidelização do plano de Conectividade. Caso opte pela fidelização, há desconto no montante do valor da prestação do serviço durante o plano e a receita será diferida no período de doze meses. A Companhia avaliou que o ajuste de receita diferida a ser reconhecido em 2018 é de R\$ 2.961, com base nos contratos vigentes em 31.12.2017.

A receita de Programa de Benefícios é a disponibilização de acesso exclusivo, por sites de terceiros, de conteúdo digital por *streaming* e seu valor está incluso no plano de conectividade. A conclusão da Companhia é de que não há impacto nas demonstrações financeiras, exceto pela exigência de apresentação e divulgação que serão mais detalhadas a partir de 2018.

As receitas de Serviços de Tecnologia da Informação e Comunicação -TIC são reconhecidas ao longo do tempo, de acordo com a quantidade de horas trabalhadas ou valor fixo por mês de acordo com os termos contratuais.

A Companhia avaliou os potenciais efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15 e a conclusão é de que não há impacto material em suas demonstrações financeiras, exceto pelas exigências de apresentação e divulgação que serão mais detalhadas a partir de 2018.

Distribuição de Gás canalizado

A Companhia reconhece as receitas de venda de gás pelo valor justo da contraprestação, mediante a entrega de gás canalizado ao cliente.

A Companhia avaliou os potenciais efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15 na receita de venda de gás canalizado e a conclusão é de que não há impacto em suas demonstrações financeiras, exceto pelas exigências de apresentação e divulgação, que serão mais detalhadas a partir de 2018.

Outras Receitas

A Companhia auferi outras fontes de receita relacionadas com a concessão de serviço público inerentes aos seus segmentos

A Companhia avaliou os potenciais efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15 em outras receitas e a conclusão é de que não há impacto em suas demonstrações financeiras, exceto pelas exigências de apresentação e divulgação que serão mais detalhadas a partir de 2018.

Transição: Para as receitas que sofreram impactos resultantes da adoção do CPC 47/IFRS 15, a Companhia optou por adotar a norma na data da aplicação inicial como ajuste ao saldo de abertura, em conta do patrimônio líquido, considerando somente os contratos abertos anteriores à data de aplicação, conforme previsto no Apêndice C do CPC 47, em seus itens C3 (b) e C7.

4.14.3 IFRS 16 - Arrendamentos

Emitida em 13.01.2016, estabelece, na visão do arrendatário, nova forma de registro contábil dos arrendamentos atualmente classificados como arrendamentos operacionais, cujo registro contábil passa a ser realizado de forma similar aos arrendamentos classificados como financeiros. No que diz respeito aos arrendadores, praticamente mantém os requisitos da IAS 17, incluindo apenas alguns aspectos adicionais de divulgação.

A IFRS 16 será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º.01.2019, sendo permitida sua adoção antecipada desde que as entidades adotem também de forma antecipada a IFRS 15 - Receita de contratos com clientes. A Companhia está avaliando os potenciais impactos da adoção deste novo pronunciamento.

4.14.4 IFRIC 22 - Transações e adiantamentos em moeda estrangeira

Emitida em 08.12.2016, a Interpretação 22 do *International Financial Reporting Interpretations Committee* - IFRIC 22 aborda a taxa de câmbio a ser utilizada em transações que envolvam a contrapartida paga ou recebida antecipadamente em transações com moeda estrangeira.

Essa Interpretação será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º.01.2018, sendo permitida sua adoção antecipada.

As transações em moeda estrangeira da Companhia e de suas controladas restringem-se, atualmente, aos instrumentos de dívida com instituições financeiras internacionais, mensuradas a valor justo, e à aquisição de energia de Itaipu. Uma vez que ativos e passivos mensurados ao valor justo estão fora do escopo da IFRIC e que não há antecipações de pagamentos nas operações com Itaipu, a Companhia avalia que a IFRIC 22 não causará impactos relevantes em suas demonstrações financeiras consolidadas.

4.14.5 Alterações ao CPC 28/IAS 40 - Propriedade de investimento

Emitidas em 08.12.2016, as alterações à IAS 40 esclarecem os requisitos relativos às transferências de ou para propriedades de investimento. As alterações serão aplicáveis para períodos anuais iniciados em ou após 1º.01.2018, sendo permitida sua adoção antecipada.

A Companhia avaliou os potenciais efeitos da aplicação do CPC 28/IAS 40 e a conclusão é de que não há impacto relevante em suas demonstrações financeiras.

4.14.6 Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRS 2014 - 2016

Anualmente, o IASB discute e decide sobre as melhorias propostas para as IFRS, conforme são levantadas ao longo do ano. As melhorias emitidas em 08.12.2016 tratam dos seguintes temas:

- i) alterações à IFRS 1 - adoção Inicial das IFRS: exclui da norma algumas exceções existentes para aplicação no período de transição das entidades recém-adotantes das IFRS;
- ii) alterações à IFRS 12 - divulgação de participações em outras entidades: esclarece o escopo do pronunciamento, com relação à participação de entidades em outras entidades que estejam classificadas como disponíveis para venda ou operações descontinuadas de acordo com a IFRS 5; e

iii) alterações à IAS 28 - investimento em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto: esclarece se uma entidade tem uma opção de "investimento por investimento" para mensurar as investidas pelo valor justo, de acordo com a IAS 28, por uma organização de capital de risco.

Com base em avaliação preliminar, a Companhia acredita que a aplicação dessas alterações não terá efeito relevante sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras consolidadas.

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Caixa e bancos conta movimento	2.477	2.452	157.470	173.020
Aplicações financeiras de liquidez imediata	54.356	43.644	882.605	809.053
	56.833	46.096	1.040.075	982.073

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. Essas aplicações financeiras estão demonstradas ao custo, acrescido dos rendimentos auferidos até a data de encerramento do exercício e com risco insignificante de mudança de valor.

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas referem-se a Certificados de Depósitos Bancários - CDBs e a operações compromissadas, que se caracterizam pela venda de título com o compromisso, por parte do vendedor (Banco) de recomprá-lo, e do comprador, de revendê-lo no futuro. As aplicações são remuneradas entre 65% e 100% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6 Títulos e Valores Mobiliários

Categoria	Indexador	Consolidado	
		31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado
Títulos disponíveis para venda			
Cotas de fundos de investimentos	CDI	107.560	94.268
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	95,0% a 101% do CDI	57.192	50.811
Operação Compromissada	96,5% a 100% do CDI	47.052	56.512
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	Selic	687	1.475
		212.491	203.066
Títulos para negociação			
Cotas de fundos de investimentos	98,1% do CDI	7.172	8.676
Operação Compromissada	Pré-Fixada	-	58.930
Letras Financeiras	105,38% do CDI	-	51.384
Depósito a Prazo com Garantia Especial do FGC - DPGE	106,25% do CDI	-	4.785
Letras do Tesouro Nacional - LTN	Selic	-	3.378
Crédito Imobiliário	-	-	1.390
Debêntures	105,11% do CDI	-	129
Tesouraria	-	-	7
		7.172	128.679
		219.663	331.745
	Circulante	1.341	136.649
	Não circulante	218.322	195.096

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

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

A Copel e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 1 a 60 meses a partir do final do período de relatório.

7 Clientes

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.12.2017	Saldo 31.12.2016
Consumidores					
Residencial	308.315	190.376	14.126	512.817	447.345
Industrial	314.817	37.788	76.722	429.327	313.963
Comercial	257.733	56.316	26.533	340.582	267.647
Rural	55.626	19.965	4.940	80.531	68.611
Poder público	40.358	9.476	5.992	55.826	64.581
Iluminação pública	37.590	81	13	37.684	28.991
Serviço público	37.667	1.279	834	39.780	34.391
Receita de fornecimento não faturada	410.086	-	-	410.086	377.498
Parcelamento de débitos (7.1)	143.720	13.722	32.819	190.261	193.426
Subsídio baixa renda - Eletrobras	14.435	-	-	14.435	12.128
Outros créditos	74.762	16.442	66.407	157.611	159.051
	1.695.109	345.445	228.386	2.268.940	1.967.632
Concessionárias e permissionárias					
Suprimento de energia elétrica					
Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR	69.413	694	6.406	76.513	116.516
Contratos bilaterais	184.793	3.027	7.690	195.510	102.570
CCEE (7.2)	260.981	-	181.560	442.541	354.662
Receita de suprimento não faturada	31.671	-	-	31.671	28.873
Regime de cotas e Ressarcimento de geradores	10.020	49	1.282	11.351	17.415
	556.878	3.770	196.938	757.586	620.036
Encargos de uso da rede elétrica	151.204	3.120	7.696	162.020	104.831
Telecomunicações	31.069	12.344	22.356	65.769	81.374
Distribuição de gás	37.195	2.037	10.605	49.837	69.934
PECLD (7.3)	(2.984)	(2.945)	(303.901)	(309.830)	(355.666)
	2.468.471	363.771	162.080	2.994.322	2.488.141
Circulante				2.733.240	2.217.355
Não circulante				261.082	270.786

7.1 Parcelamento de débitos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, em 31.12.2017, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto, que varia de 0,09% a 3,39% a.m.

7.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Os montantes mais significativos do saldo apresentado referem-se aos valores a receber pela Copel GeT, no total de R\$ 230.902, e pela Copel DIS, no total de R\$ 142.872.

Do saldo na Copel GeT, R\$ 49.342 foram recebidos até a data desta publicação. O saldo remanescente, de R\$ 181.560, é proveniente da venda de energia a ser reprocessada pela CCEE do período de janeiro a maio de 2015, em decorrência do pedido pela exclusão de responsabilidade na entrega de energia, para cumprir os contratos de comercialização da UHE Colíder (NE nº 19.6). Da parcela controversa, há constituição de PECLD no valor de R\$ 119.665. Em 14.03.2017, a Aneel negou o pleito da Companhia de reconsideração do Despacho Aneel nº 1.580/2016, que havia mantido inalterados os cronogramas de implantação e de suprimento de energia associados à usina. Considerando que o cronograma de entrada em operação da usina foi impactado por atos do poder público, de casos fortuitos e de força maior ocorridos ao longo da implantação do empreendimento, a Companhia encaminhou a questão ao Poder Judiciário obtendo êxito no deferimento total do pedido de antecipação de tutela na ação ordinária, com o efeito liminar no reprocessamento da liquidação pela CCEE divulgada no início de maio de 2018, referente a competência março de 2018.

O saldo da Copel DIS foi integralmente recebido.

7.3 Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa - PECLD

As perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa - PECLD são reconhecidas em valor considerado suficiente pela Administração para cobrir as perdas na realização de contas a receber de consumidores e de títulos a receber, cuja recuperação é considerada improvável.

A PECLD dos consumidores é constituída considerando os parâmetros recomendados pela Aneel, com base na expectativa de recebimento de créditos dos principais devedores, na análise dos grandes débitos em recuperação judicial/falência, nos valores a receber da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial, vencidos há mais de 180 dias, e das classes industrial, rural, poder público, iluminação pública e serviço público, vencidos há mais de 360 dias, além da experiência em relação ao histórico das perdas efetivas.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2016	Adições	Perdas	Saldo em 31.12.2016	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.12.2017
Consumidores							
Residencial	104.167	69.041	(106.706)	66.502	36.177	(80.147)	22.532
Industrial	42.176	45.552	(21.165)	66.563	26.265	(14.049)	78.779
Comercial	48.385	49.664	(30.974)	67.075	18.101	(25.901)	59.275
Rural	1.827	4.106	(2.803)	3.130	2.997	(3.396)	2.731
Poder público	10.651	2.424	(94)	12.981	(3.833)	(4.313)	4.835
Iluminação pública	81	23	-	104	205	(269)	40
Serviço público	607	504	-	1.111	(653)	(439)	19
	207.894	171.314	(161.742)	217.466	79.259	(128.514)	168.211
Concessionárias e permissionárias							
CCEE (7.2)	119.665	-	-	119.665	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	10.141	3.266	(330)	13.077	1.287	(175)	14.189
	129.806	3.266	(330)	132.742	1.287	(175)	133.854
Telecomunicações	191	2.598	(2.255)	534	8.309	(7.332)	1.511
Distribuição de gás	1.795	3.209	(80)	4.924	1.433	(103)	6.254
	339.686	180.387	(164.407)	355.666	90.288	(136.124)	309.830

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, a partir de janeiro de 2018 restam 88 parcelas mensais, que vem sendo pagas rigorosamente nas condições contratadas.

8.1 Mutação do CRC

Saldo em 1º.01.2016	Juros	Variação monetária	Recebimentos	Saldo em 31.12.2016	Juros	Variação monetária	Recebimentos	Saldo em 31.12.2017
1.383.242	92.959	95.959	(49.425)	1.522.735	97.085	(6.373)	(97.085)	1.516.362
Circulante				-				167.109
Não circulante				1.522.735				1.349.253

8.2 Vencimento das parcelas de longo prazo

2019	178.223
2020	190.076
2021	202.717
2022	216.198
2023	230.576
Após 2023	331.463
1.349.253	

9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

Os Ativos e Passivos Financeiros Setoriais se referem aos custos não gerenciáveis da Parcela A (Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A - CVA) e a outros componentes financeiros, que correspondem à variação entre os custos efetivamente incorridos no ciclo tarifário, comparados à cobertura tarifária prevista.

A CVA, composta pelos custos de aquisição de energia elétrica, custos de transmissão e encargos setoriais, e os itens financeiros, que correspondem a sobrecontratação de energia, neutralidade dos encargos, e outros direitos e obrigações integrantes da tarifa, são repassados integralmente à tarifa de energia ou cobertos na forma definida pelo Poder Concedente, não impactando o resultado anual da distribuidora.

Os saldos ativos ou passivos representam as variações positivas e negativas entre os valores previstos na tarifa e os realizados, corrigidos por índice de atualização monetária. Anualmente, nos processos de revisão ou reajuste tarifário, são homologados pela Aneel e repassados como componentes da tarifa de energia. Mensalmente, é realizada a amortização dos valores homologados nos processos de revisão ou reajuste anteriores.

O saldo em 31.12.2017 é composto pelo ciclo anterior (reajuste tarifário 2017), em amortização, que representa o saldo homologado pela Aneel já contemplado na tarifa e pelo ciclo em constituição (reajuste tarifário 2018 e revisão tarifária periódica 2021), cujos valores serão homologados pela Aneel nos próximos eventos tarifários.

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

Consolidado	31.12.2017	
	Circulante	Não circulante
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2018		
Parcela A		
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	333.412	333.412
Energia elétrica para revenda - Itaipu	250.851	250.851
Transporte de energia pela rede básica	18.056	18.056
Transporte de energia de Itaipu	5.063	5.063
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(211.735)	(211.735)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(28.800)	(28.800)
Proinfa	(33)	(33)
Outros componentes financeiros		
Neutralidade	33.319	33.319
Sobrecontratação	(112.137)	(112.137)
Risco hidrológico	(93.964)	(93.964)
Devoluções tarifárias	(21.302)	(21.302)
Ajuste CVA Angra III	(1.121)	(1.121)
	171.609	171.609

Consolidado	31.12.2017		31.12.2016	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2016				
Parcela A				
Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ	-	-	(318.905)	-
ESS	-	-	(65.712)	-
Transporte de energia pela rede básica	-	-	(67)	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	-	-	354.651	-
CDE	-	-	146.005	-
Proinfa	-	-	15.179	-
Transporte de energia comprada de Itaipu	-	-	3.759	-
Outros componentes financeiros				
Revisão tarifária extraordinária	-	-	(257.353)	-
Exposição financeira	-	-	(16.250)	-
Sobrecontratação	-	-	(4.794)	-
Neutralidade	-	-	40.564	-
Outros	-	-	149	-
	-	-	(102.774)	-
Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2017				
Parcela A				
Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ	(168.939)	-	(108.610)	(108.610)
ESS	(167.938)	-	(103.853)	(103.853)
CDE	(84.293)	-	(37.697)	(37.697)
Proinfa	(5.122)	-	1.057	1.057
Energia elétrica para revenda - Itaipu	36.002	-	34.717	34.717
Transporte de energia pela rede básica	11.127	-	4.239	4.239
Transporte de energia comprada de Itaipu	2.797	-	1.972	1.972
Outros componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	(12.470)	-	-	-
Sobrecontratação	87.949	-	80.482	80.482
Neutralidade	54.609	-	75.206	75.206
Ajuste CVA Angra III	50.435	-	-	-
Outros	3.024	-	-	-
	(192.819)	-	(52.487)	(52.487)
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2021				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	(90.700)	-	(71.244)
	-	(90.700)	-	(71.244)
	(192.819)	(90.700)	(155.261)	(123.731)

9.2 Mutação dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.12.2017
		Constituição	Amortização	Atualização		
Parcela A						
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu (9.2.1)	424.085	495.889	(420.054)	37.784	-	537.704
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ (9.2.2)	(536.125)	937.324	517.751	(1.845)	(419.220)	497.885
Transporte de energia pela rede básica	8.411	50.426	(12.275)	677	-	47.239
Transporte de energia comprada de Itaipu	7.703	11.067	(7.155)	1.308	-	12.923
ESS (9.2.3)	(273.418)	(529.932)	262.568	(50.626)	-	(591.408)
CDE (9.2.4)	70.611	(158.514)	(60.149)	6.159	-	(141.893)
Proinfa	17.293	(14.677)	(10.423)	2.619	-	(5.188)
Outros componentes financeiros						
Neutralidade (9.2.5)	190.976	28.694	(99.593)	1.170	-	121.247
Ajuste CVA Angra III	-	97.426	(54.516)	5.283	-	48.193
Risco hidrológico (9.2.6)	-	(183.728)	-	(4.200)	-	(187.928)
Devoluções tarifárias (9.2.7)	(71.244)	(78.254)	13.479	(9.755)	-	(145.774)
Sobrecontratação (9.2.8)	156.170	(203.797)	(90.272)	1.574	-	(136.325)
Revisão tarifária extraordinária	(257.353)	-	257.353	-	-	-
Exposição financeira	(16.250)	-	16.250	-	-	-
Outros	149	5.570	(3.418)	723	-	3.024
	(278.992)	457.494	309.546	(9.129)	(419.220)	59.699
Ativo circulante	-					171.609
Ativo não circulante	-					171.609
Passivo circulante	(155.261)					(192.819)
Passivo não circulante	(123.731)					(90.700)

Consolidado	Saldo em 1º.01.2016	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.12.2016
		Constituição	Amortização	Atualização		
Parcela A						
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu (9.2.1)	699.408	61.905	(409.894)	72.666	-	424.085
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ (9.2.2)	(14.865)	(255.085)	(37.860)	(39.710)	(188.605)	(536.125)
Transporte de energia pela rede básica	77.011	(271)	(74.168)	5.839	-	8.411
Transporte de energia comprada de Itaipu	7.723	6.340	(7.388)	1.028	-	7.703
ESS (9.2.3)	(339.154)	(124.737)	292.804	(32.157)	(70.174)	(273.418)
CDE (9.2.4)	633.112	(249.476)	(350.600)	37.575	-	70.611
Proinfa	(1.265)	32.382	(16.271)	2.447	-	17.293
Outros componentes financeiros						
Neutralidade (9.2.5)	64.644	154.607	(35.958)	7.683	-	190.976
Devoluções tarifárias (9.2.7)	-	(66.043)	-	(5.201)	-	(71.244)
Sobrecontratação (9.2.8)	120.776	115.791	(73.595)	(6.802)	-	156.170
Revisão tarifária extraordinária	(708.609)	21.541	457.942	(28.227)	-	(257.353)
Exposição financeira	18.714	(42.000)	7.643	(607)	-	(16.250)
Diferimento reposição tarifária	467.627	-	(467.627)	-	-	-
Liminares CDE	20.456	(19.808)	-	(648)	-	-
Outros	84	409	(245)	(99)	-	149
	1.045.662	(364.445)	(715.217)	13.787	(258.779)	(278.992)
Ativo circulante	910.759					-
Ativo não circulante	134.903					-
Passivo circulante	-					(155.261)
Passivo não circulante	-					(123.731)

9.2.1 Energia Elétrica Comprada para Revenda - Itaipu

A potência da UHE Itaipu é vendida por meio de cotas-parte às concessionárias das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, de acordo com seus mercados. O valor constituído em 2017 refere-se à variação do custo de aquisição de energia elétrica e à variação cambial, em relação ao previsto no último reajuste tarifário.

9.2.2 Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ

O saldo constituído reflete a diferença entre o preço médio de pagamento, relativo aos efeitos de contratação por disponibilidade (ECD), Angra e Cotas, e o preço médio de cobertura tarifária.

A conta de CVA Energ foi compensada pelos recursos recebidos da Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT ou Conta Bandeiras.

Em 26.01.2016, foi aprovada pela Aneel a Resolução Normativa nº 700/2016, que trata da metodologia para os casos de saldos positivos da Conta Bandeiras, que prevê que o excedente de bandeiras seja alocado na distribuidora, a ser repassado aos consumidores nos processos tarifários subsequentes, podendo ser compensado nas próximas apurações da Conta Bandeiras, até o próximo reajuste tarifário.

9.2.3 Encargos de Serviços do Sistema - ESS

Consistem nos custos associados ao despacho de geração térmica para a manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema, cuja precificação não foi considerada no cálculo do PLD. Este valor é pago por todos os agentes com medição de consumo registrada na CCEE, na proporção do consumo sujeito ao pagamento desse encargo.

Contemplam o ressarcimento aos agentes de geração dos custos das restrições de operação, prestação de serviços ancilares e por razão de segurança energética.

9.2.4 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

O saldo constituído de CDE em 2017 é resultado do valor inferior das cotas de pagamento mensal, excetuando-se, neste caso, os descontos da CDE decorrentes de liminares, homologadas pela Aneel (NE nº 32.5.1), em relação à cota regulatória prevista na tarifa de energia.

9.2.5 Neutralidade

Corresponde à estimativa da parcela recuperável dos encargos setoriais não recebidos pela tarifa vigente (receita faturada), face à retração do consumo verificada no período. A neutralidade é assegurada para encargos, energia, transporte, componentes financeiros e receitas irrecuperáveis.

9.2.6 Risco hidrológico

No reajuste tarifário da Copel DIS foi calculada a cobertura dos riscos hidrológicos associados às usinas comprometidas com Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGF, à usina de Itaipu e às usinas hidrelétricas cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada - ACR e que firmaram Termo de Repactuação de Risco em conformidade com a Lei nº 13.203/2015.

A previsão de risco hidrológico definida no processo tarifário será revertida no processo tarifário subsequente, atualizada por Selic.

9.2.7 Devoluções tarifárias

A Aneel, pelo Despacho nº 245 de 28.01.2016, em alinhamento aos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret, submódulo 2.1 - Procedimentos Gerais, determinou que os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, anteriormente registrados como obrigações especiais, devem ser contabilizados a partir de 1º.01.2016 como passivos financeiros setoriais, líquidos dos tributos incidentes, do percentual regulatório de 3,5% da receita, relativa à ultrapassagem de demanda na rede de transmissão, e das receitas irrecuperáveis, aplicando-se o percentual regulatório associado à classe de consumo industrial.

9.2.8 Sobrecontratação

Corresponde ao custo de aquisição do montante de sobrecontratação de energia em relação à carga anual de fornecimento, bem como ao custo da energia relativo à exposição ao mercado de curto prazo. O saldo constituído é o resultado da venda das sobras de energia no mercado de curto prazo a preço de PLD superior ao mix de cobertura.

10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Contrato de concessão de distribuição (10.1)	684.206	614.806
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (10.2)	606.479	586.706
Contratos de concessão de transmissão (10.3)	1.497.399	1.342.055
Remensuração do ativo financeiro RBSE (10.4)	1.418.370	1.186.985
Contrato de concessão de distribuição de gás (10.5)	303.668	83.378
	4.510.122	3.813.930
	Circulante	149.744
	Não circulante	4.360.378
		65.595
		3.748.335

10.1 Contrato de concessão de distribuição

Em 1º.01.2016	424.140
Transferências do intangível (NE nº 20.1)	58.970
Transferências de investimentos	12
Reconhecimento do valor justo	131.738
Baixas	(54)
Em 31.12.2016	614.806
Doações e subvenções recebidas	76
Transferências do intangível (NE nº 20.1)	56.853
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(3.711)
Reconhecimento do valor justo	16.199
Baixas	(17)
Em 31.12.2017	684.206

A Companhia assinou em 09.12.2015 o Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 46/1999, prorrogando sua vigência até 07.07.2045, de acordo com o Despacho do Ministro de Estado de Minas e Energia de 09.11.2015, com fundamento na Lei nº 12.783/2013, no Decreto nº 7.805/2012 e no Decreto nº 8.461, de 02.06.2015.

O saldo de Contas a Receber Vinculadas à Concessão relativo ao contrato de concessão da distribuidora é mensurado a valor justo, e seu recebimento é assegurado pelo Poder Concedente, por meio de indenização quando da reversão desses ativos, ao término da concessão.

Em decorrência do resultado positivo da revisão tarifária, foi reconhecido em 2016 o valor de R\$ 104.239, e em 2017 o valor de R\$ 785 (em complemento ao laudo do 4º Ciclo), que, somado à aplicação do IPCA sobre a base blindada, a partir de 2016 possibilitou o reconhecimento de valor justo de R\$ 131.738 em 2016 e de R\$ 16.199 em 2017.

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

Em 1º.01.2016	-
Reconhecimento da bonificação de outorga	574.827
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(84.904)
Juros efetivos (NE nº 32.2)	96.783
Em 31.12.2016	586.706
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(62.387)
Juros efetivos (NE nº 32.2)	82.160
Em 31.12.2017	606.479

A Copel GeT firmou em 05.01.2016, por 30 anos, contrato de concessão da UHE GPS, nos termos da Lei nº 12.783/2013, com pagamento ao Poder Concedente da Bonificação pela Outorga - BO no montante de R\$ 574.827, conforme regras do Edital de Leilão Aneel nº 12/2015.

A energia elétrica em 2016 foi integralmente comercializada no ACR no Sistema de Cota de Garantia Física - CGF ou "regime de cotas" e, a partir de 2017 até o final da concessão, na proporção de 70% da energia no ACR e 30% no Ambiente de Contratação Livre - ACL.

O valor da bonificação pela outorga foi reconhecido como ativo financeiro em função do direito incondicional da Copel GeT de receber o valor pago com atualização pelo IPCA e juros remuneratórios durante o período de vigência da concessão.

10.3 Contratos de concessão de transmissão

Em 1º.01.2016	929.835
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(53.851)
Transferências para o imobilizado	(5.066)
Transferências para o intangível	(150)
Transferência pelo reconhecimento do laudo RBSE (10.4)	(61.760)
Remuneração	98.780
Reversão de estimativa de perdas	29.025
Receita de construção	405.242
Em 31.12.2016	1.342.055
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(81.497)
Transferências para o imobilizado	(29.264)
Remuneração	129.769
Receita de construção	136.336
Em 31.12.2017	1.497.399

10.4 Remensuração dos ativos RBSE

Em 1º.01.2016	-
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa dos ativos RBSE (NE nº 32.3)	809.639
Transferência do contas a receber vinculadas a indenização da concessão (NE nº 11)	160.217
Transferências do imobilizado	155.369
Transferência pelo reconhecimento do laudo RBSE (10.3)	61.760
Em 31.12.2016	1.186.985
Remuneração do fluxo de caixa dos ativos RBSE (NE nº 32.3)	178.141
Acréscimo ao valor estimado pela homologação do laudo dos ativos RBSE (NE nº 32.3)	183.015
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(129.771)
Em 31.12.2017	1.418.370

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 31.12.2017 totaliza R\$ 1.418.370, 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.01.2016	13.638
Transferências do intangível	68.737
Reconhecimento do valor justo	1.003
Em 31.12.2016	83.378
Reclassificações do intangível (NE nº 2.1.1)	154.800
Transferências do intangível	24.609
Reconhecimento do valor justo	40.881
Em 31.12.2017	303.668

11 Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão

O saldo refere-se aos ativos de geração de energia elétrica, em decorrência do vencimento das concessões de PCH Rio dos Patos, UHE GPS e UHE Mourão I. A Copel GeT depreciou as usinas até a data de vencimento das concessões e o saldo residual dos ativos foram reclassificados para Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão. Apesar de o Poder Concedente ainda não ter divulgado a forma do pagamento da remuneração dos ativos e de existirem incertezas quanto à homologação dos investimentos realizados, a expectativa da Administração sobre a indenização desses ativos indica a recuperabilidade do saldo registrado, baseada na metodologia de compensação determinada pela Aneel.

A variação ocorrida pela remensuração do fluxo de caixa destes ativos teve como contrapartida a conta Outras Receitas e refletiu no resultado do exercício de 2017 o montante de R\$ 341 (R\$ 8.137 em 2016).

A Copel GeT manifestou tempestivamente à Aneel o interesse no recebimento do valor indenizável. A formalização da comprovação de realização dos respectivos investimentos àquela agência reguladora ocorreu em 17.12.2015. Para elaboração das informações, foi utilizada a metodologia do valor novo de reposição, conforme definido pela Resolução Normativa Aneel nº 596/2013.

11.1 Mutação das contas a receber vinculadas à indenização da concessão

Em 1º.01.2016	219.556
Transferência para o contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.4)	(160.217)
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	8.137
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável	(75)
Em 31.12.2016	67.401
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	341
Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável	1.117
Em 31.12.2017	68.859

12 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Serviços em curso (a)	7.444	7.893	141.959	136.085
Repasse CDE (12.1)	-	-	136.559	45.929
Créditos nas operações de venda e aquisição de gás (12.2)	-	-	77.279	28.313
Desativações em curso	-	-	44.451	43.602
Adiantamento a fornecedores (b)	-	-	29.016	16.493
Adiantamento a empregados	660	652	25.928	25.916
Adiantamento para indenizações imobiliárias	-	-	19.230	11.050
Outros créditos	183	191	84.345	73.096
	8.287	8.736	558.767	380.484
Circulante	8.287	8.736	409.351	306.933
Não circulante	-	-	149.416	73.551

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

(b) Adiantamento previsto em cláusula contratual.

12.1 Repasse CDE

A CDE (NE nº 32.5.1) tem entre suas finalidades prover recursos para subsidiar os descontos tarifários.

O valor repassado à Copel DIS relativo aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, de junho de 2016 a maio de 2017, homologado pela Resolução Aneel nº 2.096/2016, foi de R\$ 25.505 mensais. Esse valor foi alterado para R\$ 49.304 mensais pela Resolução nº 2.255, de 20.06.2017, que homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS em 2017, para o período de junho de 2017 a maio de 2018.

12.2 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).

Em 2017, a partir das novas condições de suprimento e perspectivas de consumo pelo mercado, a companhia reverteu a totalidade do *impairment* constituído, no valor de R\$ 123.586 (NE 33.4).

13 Tributos

13.1 Imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Ativo circulante				
IR e CSLL a compensar	119.320	116.441	937.663	765.150
IR e CSLL a compensar com o passivo	(105.265)	(74.542)	(435.978)	(576.198)
	14.055	41.899	501.685	188.952
Ativo não circulante				
IR e CSLL a recuperar	158.808	153.216	176.480	169.967
	158.808	153.216	176.480	169.967
Passivo circulante				
IR e CSLL a recolher	36.803	4.882	362.307	547.992
IR e CSLL a compensar com o ativo	(34.336)	(4.882)	(275.997)	(506.538)
	2.467	-	86.310	41.454

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social calculados com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado) de cada entidade tributável e às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente, 15%, acrescidos de 10% sobre o que exceder R\$ 240 anuais, para o imposto de renda, e 9% para a contribuição social.

O prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social são compensáveis com lucros tributáveis futuros, observado o limite de 30% do lucro tributável no período, não estando sujeitos a prazo prescricional.

13.2 Imposto de renda e contribuição social diferidos

A Companhia, baseada em seu histórico de rentabilidade e na expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em suas projeções internas elaboradas para prazos razoáveis aos seus negócios de atuação, constitui crédito fiscal diferido sobre as diferenças temporárias das bases de cálculo dos tributos.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são aplicados sobre as diferenças entre os ativos e passivos reconhecidos para fins fiscais e os correspondentes valores apropriados nas demonstrações financeiras, os quais são reconhecidos somente na medida em que seja provável que exista base tributável positiva, para a qual as diferenças temporárias possam ser utilizadas e os prejuízos fiscais, compensados.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são divulgados por seu valor líquido caso haja direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a tributos lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita a tributação.

13.2.1 Mutação do imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em 1�.01.2016	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2016	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2017
Ativo não circulante							
Provisões para litígios	98.779	(46.779)	-	52.000	34.732	-	86.732
Amortização do direito de concessão	18.918	381	-	19.299	381	-	19.680
Provisão Finam	3.457	-	-	3.457	-	-	3.457
Benefícios pós-emprego	2.615	803	(2.196)	1.222	159	(7)	1.374
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	6.050	(1.295)	-	4.755	(4.755)	-	-
Outros	6.330	11.609	-	17.939	(2.720)	-	15.219
	136.149	(35.281)	(2.196)	98.672	27.797	(7)	126.462
(-) Passivo não circulante							
Atualização de depósitos judiciais	-	24.699	-	24.699	(6.350)	-	18.349
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	4.083	(2.368)	-	1.715	1.900	-	3.615
Instrumentos financeiros	5.850	-	1.229	7.079	(3.963)	(854)	2.262
Resultado da alteração de método de avaliação de investimento	-	17.717	-	17.717	(17.717)	-	-
Provisão para deságio	25.297	(25.297)	-	-	-	-	-
	35.230	14.751	1.229	51.210	(26.130)	(854)	24.226
Líquido	100.919	(50.032)	(3.425)	47.462	53.927	847	102.236

Consolidado	Saldo em 1�.01.2016	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2016 Reapresentado	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2017
Ativo não circulante							
Provisões para litígios	456.316	(17.778)	-	438.538	75.820	-	514.358
Benefícios pós-emprego	201.260	28.634	30.174	260.068	16.716	16.827	293.611
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	252.026	37.591	-	289.617	20.944	-	310.561
Provisão para P&D e PEE	116.671	25.608	-	142.279	14.046	-	156.325
Provisão para compra de energia	184.471	(69.214)	-	115.257	14.620	-	129.877
PECLD	125.941	3.697	-	129.638	(16.258)	-	113.380
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	6.050	45.063	-	51.113	59.545	-	110.658
INSS - liminar sobre depósito judicial	36.758	17.992	-	54.750	6.106	-	60.856
Amortização do direito de concessão	39.539	4.592	-	44.131	4.591	-	48.722
Contratos de concessão	38.009	(11.803)	-	26.206	(1.300)	-	24.906
Provisão para perdas tributárias	17.426	5.750	-	23.176	739	-	23.915
Provisão para participação nos lucros	25.825	(4.494)	-	21.331	939	-	22.270
Instrumentos financeiros	6.316	6.607	-	12.923	2.795	-	15.718
Outros	95.875	(4.538)	-	91.337	(33.878)	-	57.459
	1.602.483	67.707	30.174	1.700.364	165.425	16.827	1.882.616
(-) Passivo não circulante							
Contratos de concessão	91.359	349.163	-	440.522	95.204	-	535.726
Custo atribuído ao imobilizado	539.190	(52.395)	-	486.795	(36.911)	-	449.884
Atualização de depósitos judiciais	-	62.538	-	62.538	(7.210)	-	55.328
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	7.768	1.874	-	9.642	11.896	-	21.538
Diferimento de ganho de capital	11.320	-	-	11.320	-	-	11.320
Capitalização de encargos financeiros	5.357	-	-	5.357	-	-	5.357
Resultado da alteração de método de avaliação de investimento	-	17.717	-	17.717	(17.717)	-	-
Outros	410.141	(380.822)	1.229	30.548	14.906	(853)	44.601
	1.065.135	(1.925)	1.229	1.064.439	60.168	(853)	1.123.754
Líquido	537.348	69.632	28.945	635.925	105.257	17.680	758.862
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	537.562			814.355			915.492
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(214)			(178.430)			(156.630)

13.2.2 Realização dos créditos fiscais diferidos

A realização dos tributos diferidos constituídos ocorrerá conforme realização fiscal da base constituída. Os critérios projetados para realização dos principais itens constituídos, são:

- Valores constituídos sobre benefícios pós-emprego, calculados sob a provisão atuarial apurada por avaliação atuarial preparada anualmente por atuário independente, serão realizados conforme seus gastos dispendidos;
- Valores constituídos sobre as provisões para litígios serão realizados em virtude das decisões judiciais;
- Valores constituídos sobre a provisão para redução ao valor recuperável de ativos serão realizados pela amortização e/ou depreciação do ativo reduzido;

- Valores constituídos sobre as provisões de compra de energia serão realizados no período imediatamente posterior pelo registro do documento fiscal da compra;
- Valores constituídos sobre as provisões de P&D e PEE serão realizados pelos gastos incorridos nos projetos realizados;
- Os demais valores constituídos serão realizados conforme a realização fiscal de cada uma das bases constituídas. Em 12.04.2018, o Conselho Fiscal examinou e o Conselho de Administração aprovou o estudo técnico no qual se evidencia a realização dos impostos diferidos.

A seguir está apresentada a projeção de realização dos créditos fiscais diferidos:

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2018	38.831	-	482.107	(82.039)
2019	137	-	268.072	(105.308)
2020	137	-	185.597	(71.167)
2021	137	-	115.637	(69.403)
2022	137	-	80.570	(70.448)
2023 a 2025	412	-	193.845	(189.305)
2026 a 2028	86.671	(24.226)	556.788	(536.084)
	126.462	(24.226)	1.882.616	(1.123.754)

13.2.3 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31.12.2017, a UEG Araucária não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 23.592 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	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	7	-	68.773	62.934
PIS/Pasep e Cofins a compensar	269	197	133.090	52.240
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o passivo	-	-	(4.202)	(47.810)
Outros tributos a compensar	-	-	571	567
	276	197	198.232	67.931
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	36.740	35.659
PIS/Pasep e Cofins	-	-	46.858	62.113
Outros tributos a compensar	15	15	33.376	33.336
	15	15	116.974	131.108
Passivo circulante				
ICMS a recolher	3	5	151.928	113.793
PIS/Pasep e Cofins a recolher	44.927	39.819	138.797	136.437
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o ativo	(44.927)	(39.819)	(121.165)	(87.629)
IRRF sobre JSCP	26.002	29.841	97.065	90.147
IRRF sobre JSCP a compensar com o IR e CSLL ativo	(26.002)	(29.841)	(43.018)	(29.841)
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (13.3.1)	-	-	45.108	-
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	63.791	59.558
Outros tributos	473	407	12.981	12.529
	476	412	345.487	294.994
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	2.365	2.075	179.373	161.336
Pert (13.3.1)	-	-	488.563	-
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	85.054	138.969
TCFRH (a)	-	-	53.349	-
Outros tributos	-	-	3.237	2.841
	2.365	2.075	809.576	303.146

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

As receitas de vendas e de serviços estão sujeitas à tributação pelo Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS e Imposto sobre Serviços - ISS das alíquotas vigentes, assim como à tributação pelo Programa de Integração Social - PIS e pela Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - Cofins.

Os créditos decorrentes da não cumulatividade do PIS e da Cofins são apresentados deduzidos dos custos operacionais na demonstração do resultado.

Os créditos decorrentes da não cumulatividade do ICMS, PIS e da Cofins relacionados às aquisições de bens são apresentados deduzido do custo de aquisição dos respectivos ativos.

As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou no não circulante, de acordo com a previsão de sua realização.

13.3.1 Programa Especial de Regularização Tributária - Pert

Do total de R\$ 533.671 registrados, R\$ 532.644 correspondem ao saldo da Copel DIS.

Em junho de 2016, a Receita Federal do Brasil - RFB emitiu entendimento por meio da Solução de Consulta Cosit nº 101/2016, em que orientou que a tributação da CVA, atualmente classificada como Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, passasse a ser realizada quando do registro contábil (regime de competência) e não pelo repasse às tarifas (regime de faturamento). Conforme a RFB, tal entendimento está sustentado na assinatura de termo aditivo ao contrato de concessão em dezembro de 2014, o qual passa a garantir que o eventual saldo residual de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais será indenizado ao término da concessão.

Diante deste contexto, face à manifestação da RFB, a qual produz efeitos desde dezembro de 2014, a Companhia, que tributava as operações da CVA pelo regime de faturamento, avaliou os benefícios oferecidos pelo Programa Especial de Regularização Tributária - Pert, instituído pela Medida Provisória - MP nº 783/2017 e regulamentado pela Instrução Normativa - IN nº 1711/2017, bem como os reflexos em seus resultados financeiros e de fluxo de caixa, e decidiu pela adesão ao programa em agosto de 2017, consequentemente alterando o regime de tributação da CVA para competência.

Com base nessa decisão, a Copel DIS realizou a retificação de todas as obrigações acessórias de dezembro de 2014 a julho de 2017.

Em outubro de 2017 foi publicada a Lei nº 13.496/2017, resultante da conversão em lei da MP nº 783/2017, a qual modificou a redução da multa de 40% para 50% e manteve o percentual de redução dos juros em 80%.

Os pagamentos realizados a menor, do período de dezembro de 2014 a março de 2017, foram inseridos no Pert, com declaração à RFB de um débito de R\$ 557.365 (valor principal), referente a PIS, Cofins, IRPJ e CSLL. Considerando os benefícios de redução de multa e juros aplicados sobre o saldo remanescente, após o pagamento de 20% do valor da dívida consolidada,, o valor total atualizado até agosto de 2017, data da adesão ao programa, era de R\$ 685.904.

Tributo	Principal	Multa	Juros	Dívida consolidada antes da adesão ao Pert (1)	Redução de multa e juros - Pert (2)	Saldo da dívida (1) - (2)
PIS	29.432	5.886	8.612	43.930	7.866	36.064
Cofins	135.614	27.123	39.678	202.415	36.242	166.173
IRPJ	286.528	57.306	89.814	433.648	80.404	353.244
CSLL	105.791	21.158	33.159	160.108	29.685	130.423
	557.365	111.473	171.263	840.101	154.197	685.904

O pagamento dos tributos inseridos no Pert está ocorrendo da seguinte forma:

- Pagamento à vista de 20% do débito (sem as reduções previstas no Pert), em 5 parcelas de R\$ 33.604, vencíveis a partir de agosto de 2017. A partir de setembro de 2017, esse valor começou a ser corrigido pela taxa Selic.
- A partir de janeiro de 2018, inicia-se o pagamento do saldo da dívida, em 145 parcelas de R\$ 3.572. O valor da parcela será corrigido pela taxa Selic.
- Dessa forma, os benefícios auferidos pela Copel DIS pela adesão ao programa totalizaram R\$ 154.197 correspondentes à redução de multas e juros.

Sobre os pagamentos realizados a maior, no período de dezembro de 2014 a julho de 2017, considerando a alteração do regime de tributação da CVA para competência conforme Solução de Consulta Cosit nº 101/2016, a Copel DIS declarou à RFB créditos referentes a PIS, Cofins, IRPJ e CSLL, conforme tabela abaixo:

Tributo	Principal	Juros	Total
PIS	40.379	6.716	47.095
Cofins	185.134	30.803	215.937
IRPJ	369.900	50.219	420.119
CSLL	164.996	23.310	188.306
	760.409	111.048	871.457

O montante desses créditos vem sendo utilizado para compensações de tributos federais e seu saldo será atualizado mensalmente pela Selic.

13.4 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado
Lucro antes do IRPJ e CSLL	1.016.502	950.686	1.392.941	1.394.162
IRPJ e CSLL (34%)	(345.611)	(323.233)	(473.600)	(474.015)
Efeitos fiscais sobre:				
Equivalência patrimonial	278.013	144.969	36.555	66.899
Juros sobre o capital próprio	90.440	96.202	90.440	96.202
Dividendos	497	838	497	838
Despesas indedutíveis	(5.533)	(75)	(26.292)	(11.624)
Incentivos fiscais	178	179	14.973	16.567
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(5.645)	-
Constituição e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores	-	-	90.804	-
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	(19.680)	(114.149)
Outros	(860)	26.206	17.262	(100.408)
IRPJ e CSLL correntes	(36.803)	(4.882)	(379.943)	(589.322)
IRPJ e CSLL diferidos	53.927	(50.032)	105.257	69.632
Alíquota efetiva - %	-1,7%	5,8%	19,7%	37,3%

14 Despesas Antecipadas

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Prêmio de risco - Repactuação do Risco Hidrológico (GSF) (14.1)	28.033	40.909
Outros	24.518	23.770
	52.551	64.679
Circulante	39.867	39.096
Não circulante	12.684	25.583

14.1 Repactuação do Risco Hidrológico (GSF)

Durante o período de 2015, os geradores hidrelétricos foram fortemente impactados pela geração de energia elétrica abaixo de sua garantia física, em decorrência do baixo nível dos reservatórios, afetados pela escassez de chuvas dos últimos anos, submetendo-os à liquidação junto à CCEE, ao preço do PLD, do déficit entre a energia gerada e a vendida.

Em 08.12.2015, com a promulgação da Lei nº 13.203, o Poder Concedente permitiu aos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE a repactuação do risco hidrológico até então suportado por eles, com efeitos retroativos a 1º.01.2015.

A Resolução Normativa Aneel nº 684, de 11.12.2015, estabeleceu os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica pelos agentes participantes do MRE. A repactuação no Ambiente de Contratação Regulado - ACR se deu pela transferência do risco hidrológico ao consumidor, mediante pagamento de prêmio de risco pelo gerador à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT, e a repactuação no Ambiente de Contratação Livre - ACL pela contratação de níveis de Energia de Reserva.

Em 23.12.2015, após análise das condições para repactuação no ACR e no ACL, a subsidiária integral Copel GeT e a controlada Elejor protocolaram pedidos de repactuação do risco hidrológico somente no ACR, das UHEs Mauá, Foz do Areia, Santa Clara e Fundão, anuídos pelos Despachos Aneel nºs 84/2016 e 43/2016.

De acordo com o Termo de Repactuação do Risco Hidrológico e com a regulamentação citada, as Empresas adquiriram o direito de recuperar parcialmente o custo com o fator de ajuste do MRE (GSF) incorridos em 2015, no montante de R\$ 33,55 por MW médio para a classe do produto SP100, correspondente ao prêmio de risco por elas contratado.

Os valores originalmente registrados quando da repactuação do risco hidrológico foram os apresentados a seguir:

Usina	Garantia física (MW médio)	Montante de energia elegível (MW médio)	Prazo de amortização da despesa antecipada	Prazo de extensão de outorga (intangível)	Valor do ativo a recuperar pela repactuação do GSF	Valor da despesa antecipada à amortizar com prêmio de risco futuro	Valor do intangível à amortizar pelo período da concessão
Mauá	100,827	97,391	1º.01.2016 a 30.06.2020	não aplicável	28.623	28.623	-
Foz do Areia	576,000	226,705	1º.01.2016 a 31.12.2016	24.05.2023 a 17.09.2023	66.628	17.222	49.406
Santa Clara e Fundão	135,400	134,323	1º.01.2016 a 22.04.2019	25.10.2036 a 28.05.2037	39.369	30.326	9.043
		458,419			134.620	76.171	58.449

A composição dos registros em 31.12.2017 é apresentada a seguir:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2016	Amortização	Transferências	Saldo em 31.12.2016	Amortização	Transferências	Saldo em 31.12.2017
Prêmio de risco - ativo circulante	23.313	(32.679)	24.825	15.459	(12.876)	12.876	15.459
Prêmio de risco - ativo não circulante	25.340	-	110	25.450	-	(12.876)	12.574
Intangível	30.807	(4.493)	26.872	53.186	(7.441)	-	45.745
Redutora do passivo com CCEE	55.160	(3.353)	(51.807)	-	-	-	-
	134.620	(40.525)	-	94.095	(20.317)	-	73.778
Prêmio de risco a amortizar - despesa antecipada	76.171			40.909			28.033
Extensão de prazo da outorga - intangível	58.449			53.186			45.745

15 Partes Relacionadas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Controlador				
Estado do Paraná (15.1)	130.156	130.156	130.417	155.141
Controladas				
Copel DIS (15.2)	89.270	90.505	-	-
Copel TEL (15.3)	-	85.421	-	-
Eólicas (15.4)	221.327	-	-	-
Compartilhamento de estrutura	27.273	1.496	-	-
Copel DIS - reembolso	26	135	-	-
Copel TEL - reembolso	5.189	-	-	-
Empreendimento controlado em conjunto				
Voltaia São Miguel do Gostoso (15.5)	38.169	28.968	38.169	28.968
Compartilhamento de estrutura	67	-	405	-
	511.477	336.681	168.991	184.109
Circulante	292.051	116.020	38.835	28.968
Não circulante	219.426	220.661	130.156	155.141

15.1 Estado do Paraná

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

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

Em 23.03.2018, o Estado do Paraná liquidou o saldo de R\$ 115.890.

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

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

A Aneel, por meio do Despacho nº 3.483/2015, anuiu a transação, e 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.

15.1.3 Crédito relativo ao Programa Morar Bem, R\$ 261 (R\$ 24.985, em 31.12.2016)

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

A Lei nº 18.875 de 27.09.2016 autorizou o Estado do Paraná a parcelar os débitos vencidos e não pagos junto à Copel DIS, relativos a serviços prestados até a data da publicação da referida lei. Considerando esta previsão legal, o Estado do Paraná quitou a dívida em 18.12.2017. Dando continuidade na prestação dos serviços, o saldo passou a ser de R\$ 261, integralmente recebido em março de 2018.

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 Copel TEL - Contrato de mútuo

Em 12.06.2015, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel (mutuante) e a Copel TEL (mutuária), com o objetivo de proporcionar recursos para atendimento ao programa de investimento. Inicialmente, foi estabelecido o limite de R\$ 20.000, acrescido de IOF e juros remuneratórios de 111,5% do CDI, sendo alterado para R\$ 60.000 e R\$ 120.000, conforme primeiro e segundo termos aditivos assinados em 14.10.2016 e 15.12.2016, com vigência até 29.12.2017. O mútuo foi liquidado em 09.08.2017 e registrou receita financeira no valor de R\$ 6.667 em 2017 (R\$ 1.539 em 2016).

15.4 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
		2017	31.12.2017
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A.	45.500	817	31.584
Usina de Energia Eólica Jangada S.A.	92.700	517	31.078
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A.	92.000	1.626	73.702
Usina de Energia Eólica Cutia S.A.	40.700	518	20.181
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A.	110.800	1.345	61.963
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.	9.700	8	490
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	17.400	56	2.329
	408.800	4.887	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.

15.5 Voltalia São Miguel do Gostoso Participações S.A. - Contrato de mútuo

Em 14.05.2015, foi assinado contrato de mútuo entre Copel (mutuante) e a Voltalia São Miguel do Gostoso Participações S.A. (mutuária), com efeitos retroativos a partir de 06.02.2015, com o objetivo de proporcionar capital de giro para o financiamento das atividades e negócios. Foi estabelecido o limite de R\$ 29.400, acrescido de IOF e juros remuneratórios de 111,5% do CDI. A vigência inicial de dois anos foi alterada para até 06.02.2018, data que ocorreu a liquidação do contrato. Do valor limite aprovado, a mutuária utilizou R\$ 27.950 e registrou receita financeira no valor de R\$ 3.513 em 2017 (R\$ 3.509 em 2016).

16 Outros Investimentos Temporários

Investimento	Investidora	Quantidade de ações	Tipo	Cotação em bolsa de valores R\$ por ação	31.12.2017	Cotação em bolsa de valores R\$ por ação	31.12.2016
Companhia de Saneamento do Paraná - Sanepar (16.1)	Copel	36.343.267	PN	-	-	10,75	390.690
Outros investimentos	Copel				18.727		17.607
					18.727		408.297

16.1 Adesão ao Programa de *Units* da Sanepar e oferta pública de *Units*

Em 17.11.2017, a Copel solicitou a conversão de ações e a adesão ao Programa *Units* da Sanepar, as quais ocorreram em 21.11.2017. O Certificado de Depósito de Ações - *Units* de propriedade da Copel e da Copel Energia é composto por uma ação ordinária e quatro ações preferenciais de emissão da Sanepar.

A Copel, detentora de 36.343.267 ações preferenciais de emissão da Sanepar, solicitou a conversão de 7.268.655 em ações ordinárias e a formação de 7.268.653 *Units*, e a Copel Energia, detentora de 7.956.306 ações ordinárias de emissão da Sanepar adquiridas em 13.03.2017 (NE nº 18.5), solicitou a conversão de 6.365.044 em ações preferenciais e a formação de 1.591.261 *Units*.

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

A efetiva liquidação da Oferta Restrita ocorreu em 18.12.2017. O ganho decorrente da operação totalizou R\$ 28.650 (NE nº 33.6).

17 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Fiscais	119.156	153.719	337.909	433.880
Trabalhistas	11	213	120.463	149.968
Cíveis				
Fornecedores	-	-	-	7.680
Cíveis	-	-	110.495	51.482
Servidões de passagem	-	-	6.114	6.679
Consumidores	-	-	2.522	3.197
	-	-	119.131	69.038
Outros	-	-	5.026	4.717
	119.167	153.932	582.529	657.603

18 Investimentos

18.1 Mutação dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2017 Reapresentado	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Redução de capital	Saldo em 31.12.2017
Controladas								
Copel GeT	7.966.750	739.023	(1.932)	105.029	-	(399.500)	-	8.409.370
Copel DIS	4.805.981	347.255	(29.761)	445.212	-	(115.984)	-	5.452.703
Copel TEL	446.155	54.052	(60)	-	-	(16.952)	-	483.195
Copel REN	28.778	(2.268)	2.069	-	-	-	-	28.579
Copel Energia	269.870	13.041	247	24.070	-	(3.717)	(170.000)	133.511
UEG Araucária (18.2)	89.314	(74)	-	-	-	-	-	89.240
Compagás (18.2)	152.811	58.116	(128)	-	-	(7.942)	-	202.857
Elejor (18.2)	55.790	67.354	-	-	-	(79.936)	-	43.208
Elejor - direito de concessão	14.516	-	-	-	(754)	-	-	13.762
	13.829.965	1.276.499	(29.565)	574.311	(754)	(624.031)	(170.000)	14.856.425
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso I (18.3)	75.563	(565)	-	-	-	-	-	74.998
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	11.140	-	-	-	(367)	-	-	10.773
Paraná Gás	37	(34)	-	-	-	-	-	3
	86.740	(599)	-	-	(367)	-	-	85.774
Coligadas								
Dona Francisca Energética (18.5)	32.766	8.876	-	-	-	(11.821)	-	29.821
Foz do Chopim Energética (18.5)	13.967	6.645	-	-	-	(7.528)	-	13.084
Outras	2.454	13	-	36	-	-	-	2.503
	49.187	15.534	-	36	-	(19.349)	-	45.408
	13.965.892	1.291.434	(29.565)	574.347	(1.121)	(643.380)	(170.000)	14.987.607

Controladora	Saldo em 1º.01.2016 Reapresentado	Equivalência patrimonial reapresentada	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Transfe- rências	Saldo em 31.12.2016 Reapresentado
Controladas								
Copel GeT	6.843.029	873.211	(16.002)	979.500	-	(712.988)	-	7.966.750
Copel DIS	5.603.673	(180.446)	(44.720)	498.000	-	(1.070.526)	-	4.805.981
Copel TEL	508.874	58.332	(2.250)	-	-	(118.801)	-	446.155
Copel REN	17.889	346	543	10.000	-	-	-	28.778
Copel Energia	252.074	23.731	(1.076)	2.000	-	(6.859)	-	269.870
UEG Araucária (18.2)	150.851	(38.465)	-	-	-	(23.072)	-	89.314
Compagás (18.2)	150.818	2.526	67	-	-	(600)	-	152.811
Elejor (18.2)	51.800	34.386	-	-	-	(30.396)	-	55.790
Elejor - direito de concessão	15.270	-	-	-	(754)	-	-	14.516
	13.594.278	773.621	(63.438)	1.489.500	(754)	(1.963.242)	-	13.829.965
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso I (18.3)	72.249	4.345	-	-	-	(1.031)	-	75.563
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	11.507	-	-	-	(367)	-	-	11.140
Paraná Gás	106	(69)	-	-	-	-	-	37
	83.862	4.276	-	-	(367)	(1.031)	-	86.740
Coligadas								
Sanepar (a)	311.679	43.120	(479)	-	-	(19.372)	(334.948)	-
Dona Francisca Energética (18.5)	32.234	7.901	-	-	-	(7.369)	-	32.766
Foz do Chopim Energética (18.5)	15.574	10.675	-	-	-	(12.282)	-	13.967
Outras	2.131	260	-	63	-	-	-	2.454
	361.618	61.956	(479)	63	-	(39.023)	(334.948)	49.187
Outros investimentos	17.626	-	570	-	-	-	(18.196)	-
	14.057.384	839.853	(63.347)	1.489.563	(1.121)	(2.003.296)	(353.144)	13.965.892

(a) Transferência para outros investimentos temporários em 24.11.2016

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017 Reapresentado	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Outros (a)	Saldo em 31.12.2017
Empreendimentos controlados em conjunto (18.3)							
Dominó Holdings (18.4)	81.526	(568)	-	-	(5.144)	(75.814)	-
Voltaia São Miguel do Gostoso I	75.563	(565)	-	-	-	-	74.998
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	11.140	-	-	(367)	-	-	10.773
Paraná Gás	37	(34)	-	-	-	-	3
Costa Oeste	37.232	(2.566)	-	-	(1.020)	-	33.646
Marumbi	94.878	(9.537)	-	-	-	-	85.341
Transmissora Sul Brasileira	69.369	(5.009)	-	-	-	-	64.360
Caiuá	60.057	(4.020)	-	-	-	-	56.037
Integração Maranhense	122.253	(8.852)	-	-	-	-	113.401
Matrinchã	792.069	57.376	-	-	(13.626)	-	835.819
Guaraciaba	398.969	25.377	-	-	(6.026)	-	418.320
Paranaíba	147.213	17.020	2.082	-	(4.042)	-	162.273
Mata de Santa Genebra	232.240	19.477	210.920	-	(3.263)	-	459.374
Cantareira	161.855	3.879	35.205	-	(921)	-	200.018
	2.284.401	91.978	248.207	(367)	(34.042)	(75.814)	2.514.363
Coligadas							
Dona Francisca Energética (18.5)	32.766	8.876	-	-	(11.821)	-	29.821
Foz do Chopim Energética (18.5)	13.967	6.645	-	-	(7.528)	-	13.084
Dominó Holdings	-	4	-	-	-	2.453	2.457
Outras	12.016	(5.764)	36	2.872	-	396	9.556
	58.749	9.761	36	2.872	(19.349)	2.849	54.918
Propriedades para investimento	1.362	-	-	-	-	-	1.362
	2.344.512	101.739	248.243	2.505	(53.391)	(72.965)	2.570.643

(a) Do total de R\$ 75.814, R\$ 73.361 referem-se a redução de capital e R\$ 2.453 referem-se a alteração do investimento de empreendimento controlado em conjunto para coligada.

Consolidado	1º.01.2016 Reapresentado	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Outros	Saldo em 31.12.2016 Reapresentado
Empreendimentos controlados em conjunto (18.3)								
Dominó Holdings (a)	242.652	37.492	(375)	-	-	(123.260)	(74.983)	81.526
Voltaia São Miguel do Gostoso I	72.249	4.345	-	-	-	(1.031)	-	75.563
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	11.507	-	-	-	(367)	-	-	11.140
Paraná Gás	106	(69)	-	-	-	-	-	37
Costa Oeste	32.631	7.372	-	-	-	(2.771)	-	37.232
Marumbi	75.914	16.188	-	3.520	-	(744)	-	94.878
Transmissora Sul Brasileira	67.563	1.806	-	-	-	-	-	69.369
Caiuá	51.271	8.143	-	-	-	643	-	60.057
Integração Maranhense	104.286	15.934	-	1.569	-	464	-	122.253
Matrinchã	697.912	41.910	-	67.345	-	(15.098)	-	792.069
Guaraciaba	298.794	11.194	-	90.564	-	(1.583)	-	398.969
Paranaíba	100.726	12.847	-	36.691	-	(3.051)	-	147.213
Mata de Santa Genebra	26.903	(2.578)	-	207.915	-	-	-	232.240
Cantareira	60.105	5.155	-	97.431	-	(836)	-	161.855
	1.842.619	159.739	(375)	505.035	(367)	(147.267)	(74.983)	2.284.401
Coligadas								
Sanepar (b)	311.679	43.120	(479)	-	-	(19.372)	(334.948)	-
Dona Francisca Energética (18.5)	32.234	7.901	-	-	-	(7.369)	-	32.766
Foz do Chopim Energética (18.5)	15.574	10.675	-	-	-	(12.282)	-	13.967
Outras	9.905	(55.024)	-	57.135	-	-	-	12.016
	369.392	6.672	(479)	57.135	-	(39.023)	(334.948)	58.749
Outros investimentos	20.473	-	570	-	-	-	(19.681)	1.362
	2.232.484	166.411	(284)	562.170	(367)	(186.290)	(429.612)	2.344.512

(a) O valor de (R\$ 74.983) refere-se a redução de capital social da investida.

(b) Transferência para outros investimentos temporários em 24.11.2016

18.2 Controladas com participação de não controladores

18.2.1 Informações financeiras resumidas

	Compagás		Ejeor		UEG Araucária	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado
ATIVO	632.910	526.477	675.450	708.688	507.060	529.251
Ativo circulante	151.966	135.292	77.216	76.231	99.101	162.814
Ativo não circulante	480.944	391.185	598.234	632.457	407.959	366.437
PASSIVO	632.910	526.477	675.450	708.688	507.060	529.251
Passivo circulante	147.743	180.133	164.574	142.222	38.386	62.253
Passivo não circulante	87.409	46.716	449.149	486.765	22.470	20.422
Patrimônio líquido	397.758	299.628	61.727	79.701	446.204	446.576
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Receita operacional líquida	515.563	542.822	291.597	263.686	129.084	57.432
Custos e despesas operacionais	(309.213)	(534.817)	(93.230)	(96.321)	(121.883)	(259.324)
Resultado financeiro	(25.612)	(1.422)	(54.254)	(93.717)	5.302	18.499
Equivalência patrimonial	-	-	-	-	(5.777)	(55.284)
Tributos	(66.785)	(1.632)	(47.893)	(24.525)	(7.098)	46.358
Lucro (prejuízo) do exercício	113.953	4.951	96.220	49.123	(372)	(192.319)
Outros resultados abrangentes	(251)	132	-	-	-	-
Resultado abrangente total	113.702	5.083	96.220	49.123	(372)	(192.319)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA						
Fluxo de caixa das atividades operacionais	83.661	32.714	143.911	104.136	(86.840)	65.203
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(14.268)	(25.975)	(1.461)	(1.465)	118.460	21.587
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(20.623)	(751)	(143.028)	(105.843)	-	(200.000)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	48.770	5.988	(578)	(3.172)	31.620	(113.210)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	35.309	29.321	38.483	41.655	19.644	132.854
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	84.079	35.309	37.905	38.483	51.264	19.644
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	48.770	5.988	(578)	(3.172)	31.620	(113.210)

18.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participação no capital social	Compagás: 49%	Ejeor: 30%	UEG Araucária: 20%	Consolidado
Em 1º.01.2016 - Reapresentado	144.904	22.200	150.849	317.953
Lucro líquido (prejuízo) do exercício - reapresentado	2.425	14.736	(38.461)	(21.300)
Outros resultados abrangentes	65	-	-	65
Deliberação do dividendo adicional proposto	-	-	(23.072)	(23.072)
Distribuição de dividendos com lucros retidos	-	(9.342)	-	(9.342)
Dividendos propostos	(576)	(3.684)	-	(4.260)
Em 31.12.2016 - Reapresentado	146.818	23.910	89.316	260.044
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	55.837	28.866	(74)	84.629
Outros resultados abrangentes	(123)	-	-	(123)
Deliberação do dividendo adicional proposto	-	(11.053)	-	(11.053)
Dividendos	(7.631)	(23.205)	-	(30.836)
Em 31.12.2017	194.901	18.518	89.242	302.661

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
31.12.2017											
ATIVO	155.272	99.028	162.155	659.464	230.743	466.783	2.774.973	1.428.247	1.698.213	1.722.063	952.670
Ativo circulante	2.141	7.791	10.314	56.604	22.895	44.594	297.331	139.920	233.065	107.568	6.046
Caixa e equivalentes de caixa	3	2.685	1.949	25.547	1.626	2.224	116.256	34.364	29.066	96.244	5.169
Outros ativos circulantes	2.138	5.106	8.365	31.057	21.269	42.370	181.075	105.556	203.999	11.324	877
Ativo não circulante	153.131	91.237	151.841	602.860	207.848	422.189	2.477.642	1.288.327	1.465.148	1.614.495	946.624
PASSIVO	155.272	99.028	162.155	659.464	230.743	466.783	2.774.973	1.428.247	1.698.213	1.722.063	952.670
Passivo circulante	2.214	3.817	6.386	220.845	23.608	71.563	140.515	71.818	124.764	12.630	9.706
Passivos financeiros	-	3.124	5.220	212.618	7.427	13.240	48.686	32.627	53.317	-	-
Outros passivos circulantes	2.214	693	1.166	8.227	16.181	58.323	91.829	39.191	71.447	12.630	9.706
Passivo não circulante	-	29.239	49.093	116.818	92.774	163.790	928.706	502.713	911.107	792.519	534.764
Passivos financeiros	-	24.751	38.651	106.174	64.081	103.755	712.198	388.806	638.779	703.897	439.192
Outros passivos não circulantes	-	4.488	10.442	10.644	28.693	60.035	216.508	113.907	272.328	88.622	95.572
Patrimônio líquido	153.058	65.972	106.676	321.801	114.361	231.430	1.705.752	853.716	662.342	916.914	408.200
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO											
Receita operacional líquida	-	11.837	19.498	53.374	(2.904)	(14.460)	403.891	208.444	320.302	588.123	392.766
Custos e despesas operacionais	(113)	(15.765)	(29.086)	(63.752)	(5.194)	(4.245)	(183.660)	(93.369)	(150.984)	(434.779)	(347.771)
Resultado financeiro	9	(1.841)	(3.140)	(26.994)	(6.017)	(9.070)	(47.331)	(36.981)	(59.132)	(94.512)	(35.207)
Equivalência patrimonial	(1.048)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	-	737	807	12.330	5.908	9.709	(55.808)	(26.303)	(40.717)	(19.955)	(1.871)
Lucro (prejuízo) do exercício	(1.152)	(5.032)	(11.921)	(25.042)	(8.207)	(18.066)	117.092	51.791	69.469	38.877	7.917
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente total	(1.152)	(5.032)	(11.921)	(25.042)	(8.207)	(18.066)	117.092	51.791	69.469	38.877	7.917
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	74.998	33.646	85.341	64.360	56.037	113.401	835.819	418.320	162.273	459.374	200.018

	Domínio (a)	Voltalia	Costa Oeste	Marumbi	Transmissora Sul Brasileira	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
31.12.2016												
ATIVO	180.049	156.422	112.601	185.888	696.381	255.276	513.186	2.583.118	1.247.036	1.284.733	1.050.330	525.446
Ativo circulante	24.725	2.177	9.892	12.614	51.963	26.820	49.355	273.185	107.429	41.648	59.160	1.242
Caixa e equivalentes de caixa	5.340	41	4.323	3.324	23.295	1.435	115	118.196	16.284	3.051	47.792	157
Outros ativos circulantes	19.385	2.136	5.569	9.290	28.668	25.385	49.240	154.989	91.145	38.597	11.368	1.085
Ativo não circulante	155.324	154.245	102.709	173.274	644.418	228.456	463.831	2.309.933	1.139.607	1.243.085	991.170	524.204
PASSIVO	180.049	156.422	112.601	185.888	696.381	255.276	513.186	2.583.118	1.247.036	1.284.733	1.050.330	525.446
Passivo circulante	13.669	2.212	8.003	17.760	33.949	26.776	76.137	120.886	41.099	83.078	523.351	140.759
Passivos financeiros	-	-	3.110	5.190	25.153	7.387	13.188	52.625	9.928	45.939	489.017	65.697
Outros passivos circulantes	13.669	2.212	4.893	12.570	8.796	19.389	62.949	68.261	31.171	37.139	34.334	75.062
Passivo não circulante	-	-	31.594	49.531	315.589	105.934	187.554	845.764	391.712	600.784	63.427	54.373
Passivos financeiros	-	-	27.426	43.171	308.859	70.633	115.732	747.709	378.528	561.700	-	-
Outros passivos não circulantes	-	-	4.168	6.360	6.730	35.301	71.822	98.055	13.184	39.084	63.427	54.373
Patrimônio líquido	166.380	154.210	73.004	118.597	346.843	122.566	249.495	1.616.468	814.225	600.871	463.552	330.314
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO												
Receita operacional líquida	-	-	20.433	37.559	56.553	38.148	64.428	433.833	310.380	322.855	570.237	337.614
Custos e despesas operacionais	(969)	(122)	(3.341)	(11.906)	(12.042)	(4.008)	(2.851)	(237.779)	(204.412)	(185.789)	(497.852)	(321.966)
Resultado financeiro	(24.062)	5	(1.213)	(3.596)	(32.674)	(6.432)	(10.934)	(66.462)	(73.693)	(58.703)	(80.255)	225
Equivalência patrimonial	101.543	8.987	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	-	-	(1.426)	(1.822)	(2.810)	(11.355)	(18.125)	(44.061)	(9.429)	(25.924)	2.724	(5.354)
Lucro (prejuízo) do exercício	76.512	8.870	14.453	20.235	9.027	16.353	32.518	85.531	22.846	52.439	(5.146)	10.519
Outros resultados abrangentes	(9.669)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente total	66.843	8.870	14.453	20.235	9.027	16.353	32.518	85.531	22.846	52.439	(5.146)	10.519
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	51,0	80,0	20,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	81.526	75.563	37.232	94.878	69.369	60.057	122.253	792.069	398.969	147.213	232.240	161.855

(a) Saldos ajustados às práticas contábeis da Copel.

Em 31.12.2017, a participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 141.744 (R\$ 503.546 em 31.12.2016) e nos passivos contingentes equivale a R\$ 38.218 (R\$ 834 em 31.12.2016).

18.4 Dominó Holdings.

Em Assembleia Geral Extraordinária, ocorrida em 13.03.2017, os acionistas deliberaram autorizar a redução do capital social da Dominó Holdings, sem o cancelamento de ações, mediante a entrega de todas as ações ordinárias de emissão da Sanepar, de propriedade da Dominó Holdings, na proporção de suas participações. Consequentemente, a Copel Energia passou a ser detentora direta de 7.956.306 ações ordinárias da Sanepar, avaliadas em R\$ 73.361, correspondentes ao seu valor justo determinado pelo modelo de fluxo de caixa descontado. A liquidação dessas ações ocorreu em 18.12.2017, conforme NE nº 16.1.

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

	Dona Francisca		Foz do Chopim	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
ATIVO	138.079	151.563	61.163	48.937
Ativo circulante	10.304	19.311	21.553	11.043
Ativo não circulante	127.775	132.252	39.610	37.894
PASSIVO	138.079	151.563	61.163	48.937
Passivo circulante	4.144	5.306	1.808	2.336
Passivo não circulante	4.443	3.982	22.776	7.553
Patrimônio líquido	129.492	142.275	36.579	39.048
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO				
Receita operacional líquida	70.716	70.208	40.441	40.762
Custos e despesas operacionais	(30.379)	(34.074)	(21.124)	(10.130)
Resultado financeiro	835	1.453	809	795
Provisão para IR e CSLL	(2.632)	(3.275)	(1.547)	(1.580)
Lucro líquido do exercício	38.540	34.312	18.579	29.847
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-
Resultado abrangente total	38.540	34.312	18.579	29.847
Participação na coligada - %	23,0303	23,0303	35,77	35,77
Valor contábil do investimento	29.821	32.766	13.084	13.967

Em 31.12.2017, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 58.194 (R\$ 55.565 em 31.12.2016).

19 Imobilizado

A Companhia e suas controladas registram no ativo imobilizado os bens utilizados nas instalações administrativas e comerciais, para geração de energia elétrica e para os serviços de telecomunicações. Ressalta-se que os investimentos em transmissão e distribuição de energia elétrica e distribuição de gás canalizado são registrados no ativo financeiro e/ou no ativo intangível conforme o CPC 04, a ICPC 01 e a OCPC 05 (NE nº 4.3.9 e 4.6).

Na adoção inicial das IFRS, os ativos imobilizados foram avaliados ao valor justo com reconhecimento de seu custo atribuído.

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019/1957 e artigo 19 do Decreto nº 2.003/1996, os quais regulamentam os serviços públicos de energia elétrica e sua produção por produtor independente, os bens

e instalações utilizados principalmente na geração de energia elétrica são vinculados ao serviço concedido, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução Normativa Aneel nº 691/2015, todavia, disciplinou a desvinculação de bens das concessões do serviço público de energia elétrica e de produtor independente, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

19.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	Depreciação			Depreciação		
	Custo	acumulada	31.12.2017	Custo	acumulada	31.12.2016
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	6.638.348	(4.071.621)	2.566.727	6.595.895	(3.912.383)	2.683.512
Máquinas e equipamentos	5.320.736	(2.654.801)	2.665.935	5.309.674	(2.645.702)	2.663.972
Edificações	1.500.144	(989.221)	510.923	1.498.841	(954.470)	544.371
Terrenos	277.665	(15.287)	262.378	277.112	(12.351)	264.761
Veículos e aeronaves	59.101	(48.759)	10.342	60.914	(45.243)	15.671
Móveis e utensílios	16.990	(11.476)	5.514	16.771	(10.989)	5.782
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.9)	(4.986)	-	(4.986)	(77.318)	-	(77.318)
(-) Obrigações especiais	(56)	18	(38)	(56)	10	(46)
	13.807.942	(7.791.147)	6.016.795	13.681.833	(7.581.128)	6.100.705
Em curso						
Custo	5.023.013	-	5.023.013	3.969.703	-	3.969.703
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.9)	(1.210.358)	-	(1.210.358)	(1.136.105)	-	(1.136.105)
	3.812.655	-	3.812.655	2.833.598	-	2.833.598
	17.620.597	(7.791.147)	9.829.450	16.515.431	(7.581.128)	8.934.303

19.2 Mutação do imobilizado

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017	Adições/ Reversão de estimativa de perdas	Depreciação	Baixas	Capitalizações/ Transferências	Saldo em 31.12.2017
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	2.683.512	-	(144.484)	(2.160)	29.859	2.566.727
Máquinas e equipamentos	2.663.971	-	(188.988)	(37.685)	228.637	2.665.935
Edificações	544.372	-	(36.347)	(773)	3.671	510.923
Terrenos	264.761	-	(2.935)	(3)	555	262.378
Veículos e aeronaves	15.671	-	(5.492)	(6)	169	10.342
Móveis e utensílios	5.782	-	(803)	(12)	547	5.514
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.9)	(77.318)	72.332	-	-	-	(4.986)
(-) Obrigações especiais	(46)	-	8	-	-	(38)
	6.100.705	72.332	(379.041)	(40.639)	263.438	6.016.795
Em curso						
Custo	3.969.703	1.318.336	-	(23.869)	(241.157)	5.023.013
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.9)	(1.136.105)	(74.253)	-	-	-	(1.210.358)
	2.833.598	1.244.083	-	(23.869)	(241.157)	3.812.655
	8.934.303	1.316.415	(379.041)	(64.508)	22.281	9.829.450

Consolidado	Saldo em 1º.01.2016	Adições	Depreciação	Baixas	Capitalizações/ Transferências	Saldo em 31.12.2016
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	2.830.290	-	(142.986)	(555)	(3.237)	2.683.512
Máquinas e equipamentos	2.855.110	-	(185.254)	(11.143)	5.259	2.663.972
Edificações	581.554	-	(37.246)	(1.971)	2.034	544.371
Terrenos	267.623	-	(2.935)	(7)	80	264.761
Veículos e aeronaves	20.205	-	(4.861)	(142)	469	15.671
Móveis e utensílios	6.236	-	(835)	(4)	385	5.782
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.9)	(15.095)	(62.223)	-	-	-	(77.318)
(-) Obrigações especiais	(14)	-	8	-	(40)	(46)
	6.545.909	(62.223)	(374.109)	(13.822)	4.950	6.100.705
Em curso						
Custo	2.851.078	1.301.856	-	(13.580)	(169.651)	3.969.703
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.9)	(704.305)	(431.800)	-	-	-	(1.136.105)
	2.146.773	870.056	-	(13.580)	(169.651)	2.833.598
	8.692.682	807.833	(374.109)	(27.402)	(164.701)	8.934.303

19.3 Efeitos no imobilizado do vencimento e da prorrogação das concessões de geração de energia elétrica e do regime de cotas

Desde 12.09.2012, com a edição da MP nº 579, convertida na Lei nº 12.783/2013, as concessões de geração de energia hidrelétrica e termelétrica poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 e 20 anos, respectivamente.

A prorrogação das concessões de geração de energia hidrelétrica está vinculada à aceitação de determinadas condições estabelecidas pelo Poder Concedente, tais como: (i) alteração da remuneração de preço para tarifa calculada pela Aneel para cada usina; (ii) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição; (iii) submissão aos padrões de qualidade dos serviços fixados pela Aneel; e (iv) concordância com os valores estabelecidos como indenização dos ativos vinculados à concessão.

Com o vencimento das concessões da PCH Rio dos Patos, UHE GPS e UHE Mourão, os investimentos passíveis de indenização foram transferidos contabilmente para a conta "Contas a receber vinculadas à indenização da concessão", tendo em vista seu direito à indenização (NE nº 11).

Ainda em relação ao atual regramento, a concessionária deve solicitar a prorrogação da concessão com antecedência de até 60 meses da data final do contrato ou ato de outorga, para usinas de geração de energia hidrelétrica, e de 24 meses, para as termelétricas.

O atual arcabouço regulatório também define 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, definindo, inclusive, a tarifa inicial.

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

Importante destacar que, tanto nos casos de prorrogação antecipada como de licitação ao termo da concessão, a Administração entende ter o direito contratual assegurado de receber a indenização dos bens vinculados ao serviço público das concessões, admitindo, para cálculo de recuperação, o valor novo de reposição - VNR, que considerará a depreciação e a amortização acumuladas a partir da data de entrada em operação da instalação.

Em 25.01.2018, foi publicado o Decreto nº 9.271, que possibilita à União outorgar novo contrato de concessão por mais 30 anos à pessoa jurídica vencedora de leilão de privatização de concessionário de serviço público de geração de energia elétrica. Para tanto, o empreendimento deverá ter sido privatizado, pelo menos 60 meses antes do término da concessão. Além disso, o empreendimento terá seu regime de exploração econômica alterada para Produção Independente de Energia e ensejará o pagamento de um montante à guisa de Bonificação de Outorga.

19.4 Taxas médias de depreciação

Taxas médias de depreciação (%)	31.12.2017	31.12.2016
Geração		
Equipamento geral	6,33	6,31
Máquinas e equipamentos	3,59	2,29
Geradores	3,21	3,04
Reservatórios, barragens e adutoras	2,11	2,13
Turbina hidráulica	2,61	2,57
Turbinas a gás e a vapor	2,30	2,30
Resfriamento e tratamento de água	4,00	3,99
Condicionador de gás	4,00	3,66
Unidade de geração eólica	3,85	3,85
Administração central		
Edificações	3,33	3,33
Máquinas e equipamentos de escritório	6,25	6,25
Móveis e utensílios	6,25	6,25
Veículos	14,29	14,29
Telecomunicações		
Equipamentos de transmissão	6,36	6,90
Equipamentos terminais	12,09	13,41
Infraestrutura	7,45	7,43

Depreciação de ativos que integram o projeto original das Usinas de Mauá, Colíder, Cavernoso II, Santa Clara e Fundão

Os ativos do projeto original das usinas de Mauá, Colíder e Cavernoso II, da Copel GeT, e das usinas Santa Clara e Fundão, da Elejor, são considerados pelo Poder Concedente, sem total garantia de indenização do valor residual ao final do prazo da concessão. Essa interpretação está fundamentada na Lei das Concessões nº 8.987/1995 e no Decreto nº 2.003/1996 que regulamentam a produção de energia elétrica por produtor independente.

Dessa forma, a partir da entrada em operação desses ativos, a depreciação é realizada com taxas determinadas pela Aneel, limitadas ao prazo de concessão.

Conforme previsto nos contratos de concessão, os investimentos posteriores e não previstos no projeto original, desde que aprovados pelo Poder Concedente e ainda não amortizados, serão indenizados ao final do prazo das concessões e depreciados com as taxas estabelecidas pela Aneel, a partir da entrada em operação.

19.5 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no imobilizado durante o exercício de 2017 totalizaram R\$ 2.297, à taxa média de 0,09% a.a. (R\$ 7.142, à taxa média de 0,26% a.a., durante 2016).

19.6 UHE Colíder

Em 30.07.2010, por meio do Leilão de Energia Nova nº 003/2010 Aneel, a Copel GeT conquistou a concessão para exploração da UHE Colíder, com prazo de 35 anos, a partir de 17.01.2011, data da assinatura do Contrato de Concessão nº 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 Itaúba, 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 nº 23). Os montantes liberados até 31.12.2017 totalizam R\$ 975.108.

Devido a questões de caso fortuito ou de força maior, tais como incêndio no canteiro de obras, atos do poder público, que resultaram em dificuldades relacionadas ao licenciamento ambiental, entre outros contratemplos, como atrasos na entrega de equipamentos, nos serviços de montagem eletromecânica e na construção da linha de transmissão associada à usina, o empreendimento sofreu impactos no seu cronograma, de modo que a geração comercial da usina foi postergada, sendo que a primeira unidade geradora está prevista para entrar em operação 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 redução ao valor recuperável do ativo, conforme demonstrado na NE nº 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\$ 163,41 em 31.12.2017. 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 junto ao Poder Judiciário, solicitando a reversão da decisão da Agência, sendo deferido, em abril de 2018, o pedido de antecipação de tutela com o efeito liminar para postergação do fornecimento da energia vendida.

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 - MCS-D-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 31.12.2017, os gastos realizados na UHE Colíder apresentavam o saldo de R\$ 2.197.630.

19.7 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 (%)	31.12.2017	31.12.2016
Em serviço				
UHE Mauá (Consórcio Energético Cruzeiro do Sul)	51,0		859.917	859.917
(-) Depreciação Acumulada		3,43	(147.086)	(117.625)
			712.831	742.292
Em curso				
UHE Baixo Iguaçu (19.7.1)	30,0		640.178	390.420
			640.178	390.420
			1.353.009	1.132.712

19.7.1 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 em meados 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.

As obras civis e de montagem eletromecânica na casa de força possibilitaram a instalação/posicionamento de peças importantes do conjunto turbina-gerador, da primeira unidade geradora, em outubro e novembro de 2017. O desvio do rio, para possibilitar a última fase da sequência construtiva do empreendimento, está previsto para ser executado em maio de 2018.

19.8 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, 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\$ 176,64 em 31.12.2017. 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, 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\$ 167,16 em 31.12.2017. A previsão inicial para entrada em operação comercial desses parques é janeiro de 2019.

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

Para esses empreendimentos consta registrado um saldo de perdas estimadas por redução ao valor recuperável do ativo demonstrado na NE nº 19.9.

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

A partir de indicativos prévios de *impairment*, de premissas representativas das melhores estimativas da Administração da Companhia, da metodologia prevista no Pronunciamento Técnico CPC 01 (R1) e da mensuração do valor em uso foram testadas diversas usinas ou unidades geradoras de caixa do segmento geração.

O cálculo do valor em uso baseou-se em fluxos de caixa operacionais descontados pelo horizonte das concessões, mantendo-se as atuais condições comerciais da companhia. A taxa utilizada para descontar o fluxo de caixa foi definida a partir da metodologia WACC (Custo Médio Ponderado de Capital) e CAPM (Modelo de Precificação de Ativos) para o negócio geração, considerando os parâmetros tradicionais e usualmente utilizados no mercado.

Referências internas como o orçamento aprovado pela Companhia, dados históricos ou passados, atualização do cronograma de obras e montante de investimentos para empreendimentos em curso, embasam a definição de premissas chaves pela Administração. No mesmo contexto, referências externas como o nível de consumo de energia elétrica, crescimento da atividade econômica no país e a disponibilidade de recursos hídricos subsidiam as principais informações dos fluxos de caixa estimados.

Cabe observar que as diversas premissas utilizadas pela Administração na determinação dos fluxos de caixa futuros podem ser afetadas por eventos incertos, o que pode gerar oscilações nos resultados. Mudanças no modelo político e econômico, por exemplo, podem resultar em alta na projeção do risco-país, elevando as taxas de desconto utilizadas nos testes.

De forma geral, os testes contemplaram as seguintes premissas chaves:

- Crescimento compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;
- Taxas de Desconto (antes e após os impostos) específica para os segmentos testados, obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital;
- Receitas projetadas de acordo com os contratos vigentes, sem previsão de renovação da concessão/autorização;
- Despesas segregadas por unidade geradora de caixa, projetadas a partir do orçamento aprovado pela Companhia; e
- A Companhia tratou como unidades geradoras de caixa independentes todos os seus empreendimentos de geração.

Os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados em 31.12.2017 são os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	Impairment	
Empreendimentos				
UHE Colíder (a)	2.217.391	(1.859)	(683.021)	1.532.511
Complexo Eólico Cutia (a)	1.083.474	-	(224.510)	858.964
Complexo Eólico Bento Miguel (a)	217.121	-	(98.231)	118.890
Consórcio Tapajós (b)	14.464	-	(14.464)	-
Usinas no Paraná (a)	864.761	(59.743)	(195.118)	609.900
	4.397.211	(61.602)	(1.215.344)	3.120.265

(a) Em construção

(b) Projeto em desenvolvimento

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.01.2016	Impairment no ano	Saldo em 31.12.2016	Impairment no ano	Saldo em 31.12.2017
Em serviço					
UEG Araucária (19.9.1)	-	(69.073)	(69.073)	69.073	-
Usinas no Paraná (19.9.2)	(15.095)	6.850	(8.245)	3.259	(4.986)
	(15.095)	(62.223)	(77.318)	72.332	(4.986)
Em curso					
UHE Colíder (19.9.3)	(642.551)	47.062	(595.489)	(87.532)	(683.021)
Complexo Eólico Cutia (19.9.4)	-	(232.827)	(232.827)	8.317	(224.510)
Complexo Eólico Bento Miguel (19.9.4)	-	(81.637)	(81.637)	(16.594)	(98.231)
Consórcio Tapajós	-	(14.464)	(14.464)	-	(14.464)
Usinas no Paraná (19.9.2)	(61.754)	(149.934)	(211.688)	21.556	(190.132)
	(704.305)	(431.800)	(1.136.105)	(74.253)	(1.210.358)
	(719.400)	(494.023)	(1.213.423)	(1.921)	(1.215.344)

19.9.1 UEG Araucária

Em 2017, o cálculo do valor em uso considerou: premissas e orçamentos da Companhia, taxa de desconto de 7,66% pós impostos (8,01% a.a. em 2016), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica, acrescida de risco adicional associado à variação da receita. A reversão observada se justifica, principalmente, pela revisão da taxa de desconto e pelas revisões das projeções da Companhia quanto à expectativa de custo variável unitário (CVU) e de despacho anual.

19.9.2 Usinas no Paraná

Em 2017, o cálculo do valor em uso dos ativos de geração no Estado do Paraná considerou: (i) premissas e orçamentos da Companhia; (ii) para usinas em operação, taxa de desconto antes dos impostos em moeda constante de 8,11% (8,63% a.a. em 2016); e (iii) para usinas em modernização e/ou construção, taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante de 5,35% a.a. (5,70% a.a. em 2016), que derivam da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica. A reversão observada deve-se, basicamente, à revisão na taxa de desconto utilizada.

19.9.3 UHE Colíder

Em 2017, o cálculo do valor em uso considerou: premissas e orçamentos da Companhia e taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante de 5,35% a.a. (5,70% a.a. em 2016), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica. Essa provisão adicional foi reconhecida, principalmente, em função de novos atrasos na execução da obra, bem como, por acréscimo no capex previsto para a conclusão do empreendimento. A previsão atual considera entrada em operação da primeira turbina a partir de junho de 2018 (em 2016 considerava a partir de dezembro de 2017).

19.9.4 Complexos Eólico Cutia e Bento Miguel

Em 2017, o cálculo do valor em uso considerou: premissas e orçamentos da Companhia e taxa de desconto antes dos impostos em moeda constante de 7,11% (8,06% a.a. em 2016), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica, ajustada para a condição específica de tributação daqueles empreendimentos. As movimentações observadas se justificam, principalmente, pela revisão da taxa de desconto e pelas revisões das projeções, notadamente quanto a premissa de energia disponível para venda no longo prazo.

No Complexo Eólico Cutia a reversão observada se justifica, principalmente, pela revisão da taxa de desconto e pelas revisões das projeções dos custos operacionais. O valor da reversão foi reduzido pela mudança na expectativa da entrada em operação, com início a partir de julho de 2018 (em 2016 considerava a partir de outubro de 2017).

Já no Complexo Bento Miguel, o aumento da provisão se deve, principalmente, ao aumento de capex estimado do projeto. O valor da provisão foi reduzido pela alteração na expectativa da entrada em operação, com início a partir de outubro de 2018 (em 2016 considerava a partir de janeiro de 2019).

19.9.5 Unidades geradoras de caixa que não apresentam provisão para *impairment*

A maioria das usinas que não sofreram *impairment* tem valor recuperável superior ao valor contábil do ativo imobilizado. A tabela a seguir apresenta a porcentagem em que o valor recuperável - VR excede o valor contábil - VC dos ativos fixos, calculados da seguinte forma: $(VR / VC - 1)$. Além disso, a Companhia realizou análise de sensibilidade aumentando a taxa de desconto em 5% e 10% para avaliação do risco de *impairment* para cada usina. A partir desta análise o único empreendimento que apresenta risco de *impairment* é o Complexo Eólico de Voltaia, conforme demonstrado a seguir:

Unidade geradora de caixa	Taxa de desconto	VR/VC-1	VR/VC-1 (5% Variação)	VR/VC-1 (10% Variação)	Risco de <i>Impairment</i>
Complexo EOL São Bento	7,11%	55,28%	50,63%	46,22%	-
Complexo EOL Brisa I	7,11%	37,47%	33,37%	29,47%	-
Complexo EOL Brisa II	7,11%	8,26%	4,32%	0,60%	-
Complexo EOL Voltaia (a)	7,11%	0,95%	-1,99%	-4,80%	10.772
Ativos Hídricos					
Foz do Areia	8,11%	422,35%	416,91%	411,56%	-
Segredo	8,11%	229,15%	222,11%	215,32%	-
Caxias	8,11%	192,16%	185,52%	179,11%	-
Guaricana	8,11%	63,71%	61,10%	58,55%	-
Chaminé	8,11%	87,54%	84,92%	82,36%	-
Chopim I	8,11%	149,27%	142,63%	136,28%	-
São Jorge	8,11%	55,49%	53,29%	51,13%	-
Melissa	8,11%	122,19%	116,80%	111,63%	-
Desvio do Rio Jordão	8,11%	229,15%	222,11%	215,32%	-
Palmas	8,11%	72,85%	67,51%	62,44%	-
Elejor	8,11%	172,07%	165,68%	159,59%	-

(a) Valor de *impairment* associado à todo o complexo. A baixa da perda por desvalorização da Copel corresponde somente ao valor do direito de autorização na aquisição, de R\$ 10.772 (saldo em 31.12.2017).

20 Intangível

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Contrato de concessão de distribuição (20.1)	5.750.873	5.513.381
Contratos de concessão/autorização de geração (20.2)	619.221	663.712
Contrato de concessão de distribuição de gás (20.3)	43.888	238.509
Outros intangíveis (20.4)	38.842	44.210
	6.452.824	6.459.812

20.1 Contrato de concessão de distribuição

Consolidado			Obrigações especiais		Total
	em serviço	em curso	em serviço	em curso	
Em 1º.01.2016	7.230.163	773.107	(2.830.995)	(40.763)	5.131.512
Aquisições	-	892.693	-	-	892.693
Participação financeira do consumidor	-	-	-	(122.809)	(122.809)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	-	3.430	-	-	3.430
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	(2.230)	(56.740)	-	-	(58.970)
Capitalizações para intangível em serviço	743.351	(743.351)	(135.104)	135.104	-
Quotas de amortização - concessão (a)	(395.255)	-	121.075	-	(274.180)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(11.270)	-	-	-	(11.270)
Quotas de amortização apropriadas no custo das obras	(292)	292	-	-	-
Baixas	(27.309)	(19.716)	-	-	(47.025)
Em 31.12.2016	7.537.158	849.715	(2.845.024)	(28.468)	5.513.381
Aquisições	-	757.709	-	-	757.709
Participação financeira do consumidor	628	-	(579)	(125.983)	(125.934)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	-	(1.587)	-	-	(1.587)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	-	(56.853)	-	-	(56.853)
Capitalizações para intangível em serviço	822.472	(822.472)	(128.351)	128.351	-
Quotas de amortização - concessão (a)	(411.575)	-	125.740	-	(285.835)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(11.014)	-	-	-	(11.014)
Baixas	(29.704)	(12.066)	2.776	-	(38.994)
Em 31.12.2017	7.907.965	714.446	(2.845.438)	(26.100)	5.750.873

(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.

Em conformidade com a ICPC 01 (R1) - Contabilidade de concessões, a parcela da infraestrutura que será utilizada durante a concessão foi registrada no ativo intangível, composta pelos ativos da distribuição de energia elétrica, líquidos das participações de consumidores (obrigações especiais).

As Obrigações Especiais representam os recursos relativos à participação financeira do consumidor, às dotações orçamentárias da União, às verbas federais, estaduais e municipais e aos créditos especiais destinados aos investimentos aplicados nos empreendimentos vinculados à concessão.

A amortização das Obrigações Especiais é calculada utilizando a taxa média da amortização dos bens que compõem a infraestrutura, sendo que o saldo de obrigações especiais que consta no intangível será totalmente amortizado durante o prazo da concessão.

As obrigações especiais não são passivos onerosos e não são créditos do acionista.

20.2 Contratos de concessão de geração

Consolidado	Contrato de concessão (a)		Direito de concessão e autorização	Total
	em serviço	em curso		
Em 1º.01.2016	242.298	5.557	416.272	664.127
Outorga Aneel - uso do bem público	-	742	-	742
Repactuação do risco hidrológico - GSF	26.872	-	-	26.872
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(14.890)	-	(13.139)	(28.029)
Em 31.12.2016	254.280	6.299	403.133	663.712
Outorga Aneel - uso do bem público	-	678	-	678
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(17.837)	-	(13.139)	(30.976)
Transferência para imobilizado	-	-	(14.193)	(14.193)
Em 31.12.2017	236.443	6.977	375.801	619.221

(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	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2016	187.608	119.100	306.708
Aquisições	-	25.847	25.847
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão	-	(68.737)	(68.737)
Capitalizações para intangível em serviço	35.934	(35.934)	-
Quotas de amortização - concessão (a)	(25.251)	-	(25.251)
Baixas	(20)	(38)	(58)
Em 31.12.2016	198.271	40.238	238.509
Aquisições	-	13.745	13.745
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão	(154.908)	(24.501)	(179.409)
Capitalizações para intangível em serviço	10.011	(10.011)	-
Quotas de amortização - concessão (a)	(28.753)	-	(28.753)
Baixas	(204)	-	(204)
Em 31.12.2017	24.417	19.471	43.888

(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	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2016	22.853	19.876	42.729
Aquisições	-	10.187	10.187
Transferências do imobilizado	25	341	366
Transferências de investimentos	-	122	122
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão	150	-	150
Capitalizações para intangível em serviço	11.690	(11.690)	-
Quotas de amortização (a)	(8.936)	-	(8.936)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(57)	-	(57)
Baixas	-	(351)	(351)
Em 31.12.2016	25.725	18.485	44.210
Aquisições	-	6.932	6.932
Transferências do imobilizado	105	-	105
Capitalizações para intangível em serviço	5.744	(5.744)	-
Quotas de amortização (a)	(8.809)	-	(8.809)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(54)	-	(54)
Baixas	(18)	(3.524)	(3.542)
Em 31.12.2017	22.693	16.149	38.842

(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 exercício de 2017 totalizaram R\$ 4.497, à taxa média de 0,25% a.a. (R\$ 7.608, à taxa média de 0,41% a.a. durante 2016).

21 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	1.778	1.485	49.748	50.016
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	768	826	32.686	35.570
	2.546	2.311	82.434	85.586
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida	157	35	1.796	835
Férias	2.511	2.577	106.450	111.021
Participação nos lucros e/ou resultados	586	650	68.817	64.814
Desligamentos voluntários	877	-	38.642	25.532
Outros	300	-	15.828	9
	4.431	3.262	231.533	202.211
	6.977	5.573	313.967	287.797

22 Fornecedores

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Energia elétrica	986.689	673.442
Materiais e serviços	521.969	399.576
Gás para revenda	101.026	132.985
Encargos de uso da rede elétrica	117.362	86.347
	1.727.046	1.292.350
	Circulante	1.683.577
	Não circulante	43.469
		1.255.639
		36.711

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		
								31.12.2017	31.12.2016	
Moeda estrangeira										
Secretaria do Tesouro Nacional - STN										
(1) Par Bond	Copel	20.05.1998	1	11.04.2024	6,0% + 0,20%	Semestral	17.315	52.768	53.498	
(1) Discount Bond	Copel	20.05.1998	1	11.04.2024	1,1875% + 0,20%	Semestral	12.082	36.502	37.007	
Total moeda estrangeira								89.270	90.505	
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	60.049	122.713	
(3) 21/02248-8	Copel DIS	22.06.2011	2	16.05.2018	109,0% do DI	Semestral	150.000	75.601	152.314	
(4) CCB 21/11062X	Copel DIS	26.08.2013	3	27.07.2018	106,0% do DI	Semestral	151.000	51.932	151.359	
(5) CCB 330.600.773	Copel DIS	11.07.2014	3	11.07.2019	111,8% do DI	Semestral	116.667	80.699	124.170	
(6) CFX 17/35959-7	Copel DIS	16.05.2017	2	06.05.2019	12,0%	Trimestral	75.000	75.291	-	
(7) CCB 21/00851-5	Copel DIS	30.06.2017	2	13.06.2019	11,0%	Trimestral	38.889	38.241	-	
(8) CCB 17/35960-0	Copel DIS	27.07.2017	2	17.07.2019	11,0%	Trimestral	50.333	51.073	-	
(9) CFX 17/35958-9	Copel DIS	15.08.2017	2	05.08.2019	11,0%	Trimestral	58.333	58.636	-	
(10) NCI 330.600.132	Copel	28.02.2007	3	28.02.2019	107,8% do DI	Semestral	231.000	157.707	241.312	
(11) NCI 330.600.151	Copel	31.07.2007	3	31.07.2017	111,0% do DI	Semestral	18.000	-	6.366	
(12) CCB 306.401.381	Copel	21.07.2017	3	21.07.2020	120,00% do DI	Semestral	640.005	660.949	677.177	
(13) NCI 306.401.445	Copel	24.02.2017	2	15.02.2020	124,5% do DI	Semestral	77.000	78.186	-	
								1.388.364	1.475.411	
Eletrobras										
(14) 980/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2018	8,0%	Trimestral	11	3	5	
(14) 981/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2019	8,0%	Trimestral	1.169	115	180	
(14) 982/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.02.2020	8,0%	Trimestral	1.283	48	71	
(14) 983/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	Trimestral	11	77	103	
(14) 984/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	Trimestral	14	33	44	
(14) 985/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2021	8,0%	Trimestral	61	23	29	
(15) 142/06	Copel DIS	11.05.2006	120	30.09.2018	5,0% + 1,0%	Mensal	74.340	2.730	6.369	
(15) 206/07	Copel DIS	03.03.2008	120	30.08.2020	5,0% + 1,0%	Mensal	109.642	23.746	32.648	
(15) 273/09	Copel DIS	18.02.2010	120	30.12.2022	5,0% + 1,0%	Mensal	63.944	8.222	9.866	
								34.997	49.315	
Caixa Econômica Federal										
(15) 415.855-22/14	Copel DIS	31.03.2015	120	08.12.2026	6,0%	Mensal	2.844	5.087	5.631	
(16) 3153-352	Copel DIS	01.11.2016	36	15.01.2022	5,5 % acima da TJLP	Trimestral	489	498	-	
								5.585	5.631	
Finep										
(17) 21120105-00	Copel TEL	17.07.2012	81	15.10.2020	4%	Mensal	35.095	8.855	11.983	
(17) 21120105-00	Copel TEL	17.07.2012	81	15.10.2020	3,5% + TR	Mensal	17.103	7.482	10.043	
								16.337	22.026	
BNDES										
(18) 820989.1	Copel GeT	17.03.2009	179	15.01.2028	1,63% acima da TJLP	Mensal	169.500	118.370	128.722	
(19) 1120952.1-A	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,82% acima da TJLP	Mensal	42.433	26.078	28.895	
(20) 1120952.1-B	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,42% acima da TJLP	Mensal	2.290	1.407	1.559	
(21) 1220768.1	Copel GeT	28.09.2012	192	15.07.2029	1,36% acima da TJLP	Mensal	73.122	55.357	59.493	
(22) 13211061	Copel GeT	04.12.2013	192	15.10.2031	1,49% acima da TJLP	Mensal	1.041.155	871.022	923.982	
(23) 13210331	Copel GeT	03.12.2013	168	15.08.2028	1,49% e 1,89% acima da TJLP	Mensal	17.644	13.878	15.017	
(24) 15206041	Copel GeT	28.12.2015	168	15.06.2030	2,42% acima da TJLP	Mensal	34.265	25.899	27.666	
(25) 15205921	Copel GeT	28.12.2015	168	15.12.2029	2,32% acima da TJLP	Mensal	21.584	15.734	16.860	
(26) 14205611-A	Copel DIS	15.12.2014	72	15.01.2021	2,09% acima da TJLP	Mensal	41.583	21.266	27.893	
(26) 14205611-B	Copel DIS	15.12.2014	6	15.02.2021	2,09 acima da TR BNDES	Anual	17.821	15.384	18.735	
(27) 14205611-C	Copel DIS	15.12.2014	113	15.06.2024	6,0%	Mensal	78.921	50.949	58.787	
(28) 14205611-D	Copel DIS	15.12.2014	57	15.02.2021	TJLP	Mensal	750	29	38	
(29) 14212711	Santa Maria	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% acima da TJLP	Mensal	59.462	51.578	54.734	
(29) 14212721	Santa Helena	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% acima da TJLP	Mensal	64.520	55.932	59.355	
(30) 11211521	GE Farol	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	54.100	48.742	52.053	
(30) 11211531	GE Boa Vista	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	40.050	36.034	38.482	
(30) 11211541	GE S.B. do Norte	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	90.900	81.723	87.275	
(30) 11211551	GE Olho D'Água	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	97.000	87.278	93.229	
								1.576.660	1.692.775	
(31) Notas Promissórias	Copel GeT	29.12.2015	1	18.12.2017	117% do DI	Parcela única	500.000	-	581.909	
(32) Notas Promissórias	Copel GeT	12.05.2017	1	12.05.2019	117% do DI	Parcela única	500.000	529.919	-	
								529.919	581.909	
Banco do Brasil Repasse BNDES										
(33) 21/02000-0	Copel GeT	16.04.2009	179	15.01.2028	2,13% acima da TJLP	Mensal	169.500	118.373	128.721	
								118.373	128.721	
Total moeda nacional								3.670.235	3.955.788	
								3.759.505	4.046.293	
								Circulante	784.666	1.470.742
								Não circulante	2.974.839	2.575.551

Destinação

- (1) Reestruturação da dívida da Controladora referente aos financiamentos sob amparo da Lei nº 4.131/1962.
- (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) Capital de giro.
- (14) Programa Nacional de Irrigação - Proni.
- (15) Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.
- (16) Operação para aquisição de máquinas e/ou equipamentos e também bens de informática e automação.
- (17) Projeto BEL - serviço de internet banda ultra larga (*Ultra Wide Band* - UWB).
- (18) (33) Implementação da UHE Mauá e sistema de transmissão associado, em consórcio com a Eletrosul.
- (19) Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu e Cascavel Oeste.
- (20) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para a implantação da linha de transmissão descrita acima.
- (21) Implantação da PCH Cavernoso II.
- (22) Implantação da UHE Colíder e sistema de transmissão associado.
- (23) Implantação da Subestação Cerquillo III em 230/138kV.
- (24) Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.
- (25) Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim C2.
- (26) Investimento em preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão.
- (27) Máquinas e equipamentos nacionais credenciados no BNDES.
- (28) Implantação, expansão e consolidação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE).
- (29) (30) Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.
- (31) Pagamento de outorga - leilão nº 012/2015, referente UHE GPS.
- (32) 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) (13) (20) Cessão de créditos.
- (14) (15) 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.
- (16) Cessão fiduciária de duplicatas.
- (17) Bloqueio de recebimentos na conta corrente da arrecadação.
- (18) (21) (33) 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.
- (19) (20) 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.
- (22) 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.
- (23) 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.
- (24) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 002/2013-Aneel.
- (25) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 022/2012-Aneel.
- (26) (27) (28) Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.
- (29) 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.
- (30) 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.
- (31) (32) 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\$ 44.548 (R\$ 42.988 em 31.12.2016), e *Discount Bond*, no valor de R\$ 31.117 (R\$ 30.086 em 31.12.2016), destinadas a amortizar os valores de principal correspondentes aos contratos da STN, quando da exigência de tais pagamentos, em 11.04.2024. Os valores são atualizados mediante aplicação da média ponderada das variações percentuais dos preços do Bônus de Zero Cupom do Tesouro dos Estados Unidos da América, pela participação de cada série do instrumento na composição da carteira de garantias de principal, constituídas no contexto do Plano Brasileiro de Financiamento de 1992.

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

Consolidado		31.12.2017	%	31.12.2016	%
Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)					
Dólar norte-americano	(1,32)	89.270	2,37	90.505	2,24
		89.270	2,37	90.505	2,24
Moeda nacional - indexadores acumulados no período (%)					
CDI	6,89	1.695.042	45,09	2.057.320	50,84
TJLP	7,00	1.629.198	43,34	1.743.974	43,10
TR	0,00	22.866	0,61	28.778	0,71
Sem indexador	-	323.129	8,59	125.716	3,11
		3.670.235	97,63	3.955.788	97,76
		3.759.505	100,00	4.046.293	100,00

23.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2017	Controladora			Consolidado		
	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
2019	-	326.234	326.234	-	1.219.313	1.219.313
2020	-	249.301	249.301	-	407.504	407.504
2021	-	-	-	-	141.144	141.144
2022	-	-	-	-	136.801	136.801
2023	-	-	-	-	135.156	135.156
Após 2023	88.485	-	88.485	88.485	846.436	934.921
	88.485	575.535	664.020	88.485	2.886.354	2.974.839

23.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

Controladora		Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2016		104.434	926.766	1.031.200
Encargos		3.909	135.777	139.686
Variação monetária e cambial		(13.878)	-	(13.878)
Amortização - principal		-	(6.000)	(6.000)
Pagamento - encargos		(3.960)	(131.688)	(135.648)
Em 31.12.2016		90.505	924.855	1.015.360
Ingressos		-	77.000	77.000
Encargos		3.868	101.575	105.443
Variação monetária e cambial		(1.184)	-	(1.184)
Amortização - principal		-	(83.000)	(83.000)
Pagamento - encargos		(3.919)	(123.588)	(127.507)
Em 31.12.2017		89.270	896.842	986.112

Consolidado	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2016	104.434	3.972.626	4.077.060
Ingressos	-	93.806	93.806
Encargos	3.909	448.161	452.070
Variação monetária e cambial	(13.878)	26.336	12.458
Amortização - principal	-	(226.973)	(226.973)
Pagamento - encargos	(3.960)	(358.168)	(362.128)
Em 31.12.2016	90.505	3.955.788	4.046.293
Ingressos	-	800.044	800.044
Encargos	3.868	395.081	398.949
Variação monetária e cambial	(1.184)	18.623	17.439
Amortização - principal	-	(971.187)	(971.187)
Pagamento - encargos	(3.919)	(528.114)	(532.033)
Em 31.12.2017	89.270	3.670.235	3.759.505

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 31.12.2017, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicador Financeiros	Limite
Copel GeT	BNDES Finem nº 820989.1 - Mauá	Ebitda / Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
	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	≤ 5,0
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			31.12.2017	31.12.2016	
(1)	5ª	Copel	13.05.2014	3	13.05.2017	13.05.2019	111,5% da taxa DI	1.000.000	672.537	1.017.099
(2)	6ª	Copel	29.06.2017	1	-	28.06.2019	117,0% da taxa DI	520.000	542.944	-
(3)	1ª	Copel GeT	15.05.2015	3	15.05.2018	15.05.2020	113,0% da taxa DI	1.000.000	1.059.822	1.094.731
(4)	2ª	Copel GeT	13.07.2016	2	13.07.2018	13.07.2019	121,0% da taxa DI	1.000.000	1.037.570	1.060.613
(5)	3ª	Copel GeT	20.10.2017	3	20.10.2020	20.10.2022	126,0% da taxa DI	1.000.000	999.442	-
(6)	1ª	Copel DIS	30.10.2012	2	30.10.2016	30.10.2017	DI + Spread 0,99% a.a.	1.000.000	-	511.525
(7)	2ª	Copel DIS	27.10.2016	2	27.10.2018	27.10.2019	124,0% da taxa DI	500.000	502.179	504.699
(8)	3ª	Copel DIS	20.10.2017	2	20.10.2021	20.10.2022	126,0% da taxa DI	500.000	501.810	-
(9)	1ª	Copel TEL	15.10.2015	5	15.10.2020	15.10.2024	IPCA + 7,9633% a.a.	160.000	184.506	174.184
(10)	2ª	Copel TEL	15.07.2017	1	-	15.07.2022	IPCA + 5,4329	220.000	215.675	-
(11)	2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	TJLP + 2,02% a.a.	147.575	135.662	143.407
(12)	2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	IPCA + 9,87% a.a.	153.258	145.786	151.781
(13)	2ª	Elejor	26.09.2013	60	26.10.2013	26.09.2018	DI + Spread 1,00% a.a.	203.000	30.370	70.984
(14)	1ª	Compagás	15.06.2013	40	15.09.2015	15.12.2018	TJLP + 1,7% a.a.+1,0% a.a.	62.626	19.214	38.018
(15)	2ª	Compagás	15.04.2016	57	15.07.2017	15.12.2021	TJLP/Selic + 2,17% a.a.	33.620	23.461	23.768
								6.070.978	4.790.809	
								Circulante	1.632.062	1.131.198
								Não circulante	4.438.916	3.659.611

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

Características

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (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) Juros anuais - maio.

(4) Juros anuais - julho.

(5) (6) (8) (9) Juros semestrais - abril e outubro.

(7) Juros anuais - outubro.

(10) Juros semestrais - janeiro e julho.

(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.

Interviente 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

31.12.2017	Controladora	Consolidado
2019	876.140	1.973.438
2020	-	695.598
2021	-	618.483
2022	-	867.060
2023	-	69.247
Após 2023	-	215.090
	876.140	4.438.916

24.2 Mutação das debêntures

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2016	1.016.087	3.683.928
Ingressos	-	1.822.965
Encargos	153.413	617.126
Amortização - principal	-	(785.239)
Pagamento - encargos	(152.401)	(547.971)
Em 31.12.2016	1.017.099	4.790.809
Ingressos	520.000	2.242.521
Encargos e variação monetária	125.969	575.468
Amortização - principal	(333.300)	(915.005)
Pagamento - encargos	(114.287)	(622.815)
Em 31.12.2017	1.215.481	6.070.978

24.3 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

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

Em 31.12.2017 a controlada Ventos de Santo Uriel não atendeu ao Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD de 1,3. No entanto, em 29.12.2017, a Companhia recebeu carta do BNDES, com referencia AE/DEENE2 nº 93/2017, dispensando do cumprimento da obrigação de atender ao ICSD para o ano de 2017.

Exceto pelo exposto anteriormente, em 31.12.2017, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicador Financeiros	Limite
Copel	5ª Emissão de Debêntures 6ª 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	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 4,0 ≥ 1,2
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 Eurús 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.

Os valores desses compromissos atuariais (contribuições, custos, passivos e/ou ativos) são calculados anualmente por atuário independente, com data base que coincida com o encerramento do exercício.

Os ativos do plano de benefícios são avaliados pelos valores de mercado (marcação a mercado).

O valor do passivo assistencial líquido é reconhecido pelo valor presente da obrigação atuarial, deduzido o valor justo dos ativos do plano.

A adoção do método da unidade de crédito projetada agrega cada ano de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que se somam até o cálculo da obrigação final.

São utilizadas outras premissas atuariais que levam em conta tabelas biométricas e econômicas, além de dados históricos dos planos de benefícios, obtidos da Fundação Copel de Previdência e Assistência, entidade que administra esses planos.

Ganhos ou perdas atuariais, motivados por alterações de premissas e/ou ajustes atuariais, são reconhecidos em outros resultados abrangentes.

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	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Planos previdenciários	12	7	1.069	1.252
Planos assistenciais	4.040	3.698	865.034	768.613
	4.052	3.705	866.103	769.865
Circulante	57	188	53.225	47.894
Não circulante	3.995	3.517	812.878	721.971

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Empregados				
Planos previdenciários	606	1.618	78.680	75.407
Plano assistencial - pós-emprego	519	2.739	97.511	129.647
Plano assistencial - funcionários ativos	341	721	81.617	75.578
(-) Transferências para imobilizado e intangível em curso	-	-	(21.901)	(22.268)
	1.466	5.078	235.907	258.364
Administradores				
Planos previdenciários	392	518	1.500	1.175
Plano assistencial	85	93	190	228
	477	611	1.690	1.403
	1.943	5.689	237.597	259.767

25.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2016	7.816	594.660
Apropriação do cálculo atuarial	2.739	130.707
Contribuições previdenciárias e assistenciais	1.689	142.735
Ajuste referente a (ganhos) perdas atuariais	(6.460)	88.906
Amortizações	(2.079)	(187.143)
Em 31.12.2016	3.705	769.865
Apropriação do cálculo atuarial	519	97.511
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	2.471	153.069
Ajuste referente a (ganhos) perdas atuariais	(18)	46.506
Amortizações	(2.625)	(200.848)
Em 31.12.2017	4.052	866.103

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

25.5.1 Premissas atuariais

As premissas atuariais utilizadas para determinação dos valores de obrigações e custos, para 2017 e 2016, estão demonstradas a seguir:

Consolidado	2017		2016	
	Real	Nominal	Real	Nominal
Econômicas				
Inflação a.a.	-	4,50%	-	5,15%
Taxa de desconto/retorno esperados a.a.				
Plano Unificado	5,11%	9,84%	5,91%	11,37%
Plano III	5,24%	9,97%	5,89%	11,34%
Plano Assistencial	5,20%	9,94%	5,89%	11,35%
Crescimento salarial Plano Unificado a.a.	2,00%	6,59%	2,00%	7,25%
Crescimento salarial Plano III a.a.	1,50%	6,07%	2,00%	7,25%
Demográficas				
Tábua de mortalidade		AT - 2000		AT - 2000
Tábua de mortalidade de inválidos		WINKLEVOSS		WINKLEVOSS
Tábua de entrada em invalidez		TASA 1927		A. VINDAS

25.5.2 Número de participantes e beneficiários

Consolidado	Planos previdenciários					
	Plano Unificado		Plano III		Plano Assistencial	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Número de participantes ativos	37	39	8.540	8.663	8.172	8.456
Número de participantes inativos	4.435	4.463	3.509	3.363	7.703	7.546
Número de dependentes	-	-	-	-	23.081	23.745
Total	4.472	4.502	12.049	12.026	38.956	39.747

25.5.3 Expectativa de vida a partir da idade média - Tábua AT-2000 (em anos)

Consolidado	Plano Unificado	Plano III
Em 31.12.2017		
Participantes aposentados	14,92	23,01
Participantes pensionistas	16,37	27,99
Em 31.12.2016		
Participantes aposentados	15,62	23,75
Participantes pensionistas	16,59	28,89

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica da Companhia e de suas controladas é de 64,4 anos.

25.5.4 Avaliação atuarial

Com base na revisão das premissas, os valores do Plano Unificado e Plano III para 31.12.2017 totalizaram, respectivamente, superávit de R\$ 481.678 e de R\$ 86.487, enquanto em 31.12.2016, a posição era, respectivamente, de R\$ 527.723 e de R\$ 228.396. A legislação atual aplicável não permite qualquer redução significativa nas contribuições ou reembolsos à Companhia com base no superávit atual desses planos. Por esse motivo, a Companhia não registrou ativos em seu balanço de 31.12.2017, que reflita qualquer direito de redução de contribuições ou restituição de superávit ou outros valores.

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	31.12.2017	31.12.2016
Obrigações total ou parcialmente cobertas	5.352.894	1.734.568	1.035.957	8.123.419	7.450.113
Valor justo dos ativos do plano	(5.834.572)	(1.821.055)	(170.923)	(7.826.550)	(7.437.619)
Estado de cobertura do plano	(481.678)	(86.487)	865.034	296.869	12.494
Ativo não reconhecido	481.678	86.487	-	568.165	756.119
	-	-	865.034	865.034	768.613

A Companhia e suas controladas procederam ajustes nos seus passivos assistenciais por meio de relatório atuarial, data base 31.12.2017, quando efetuaram os registros, em outros resultados abrangentes, do valor total de R\$ 46.506, correspondente a um acréscimo apurado naquela data base.

25.5.5 Movimentação do passivo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 1º.01.2016	4.174.885	1.170.528	756.282
Custo de serviço	203	10.174	44.942
Custo dos juros	601.259	170.531	108.465
Benefícios pagos	(381.274)	(109.146)	(88.259)
(Ganhos) / perdas atuariais	556.005	323.034	112.484
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2016	4.951.078	1.565.121	933.914
Custo de serviço	329	10.502	9.225
Custo dos juros	563.257	176.878	105.987
Benefícios pagos	(406.023)	(122.841)	(7)
(Ganhos) / perdas atuariais	244.253	104.908	(13.162)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2017	5.352.894	1.734.568	1.035.957

25.5.6 Movimentação do ativo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor justo do ativo do plano em 1º.01.2016	4.487.550	1.162.969	162.630
Retorno esperado dos ativos	637.541	169.429	23.749
Contribuições e aportes	25.724	10.174	-
Benefícios pagos	(381.274)	(109.146)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	709.261	560.090	(21.078)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2016	5.478.802	1.793.516	165.301
Retorno esperado dos ativos	546.699	202.691	23.934
Contribuições e aportes	30.520	10.505	-
Benefícios pagos	(406.023)	(122.841)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	184.574	(62.816)	(18.312)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2017	5.834.572	1.821.055	170.923

25.5.7 Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2018 para cada plano estão demonstrados a seguir:

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	2018
Custo do serviço corrente	589	9.644	11.633	21.866
Custo estimado dos juros	533.202	196.009	102.916	832.127
Rendimento esperado do ativo do plano	(531.448)	(205.782)	(16.579)	(753.809)
Contribuições estimadas dos empregados	(248)	(9.644)		(9.892)
Custos (receitas)	2.095	(9.773)	97.970	90.292

25.5.8 Análise de sensibilidade

As tabelas a seguir apresentam análise de sensibilidade, que demonstra o efeito de aumento ou redução de

um ponto percentual nas taxas presumidas de variação dos custos assistenciais, sobre o agregado dos componentes de custo de serviço e de juros dos custos assistenciais líquidos periódicos pós-emprego e a obrigação de benefícios assistenciais acumulada pós-emprego.

	Cenários projetados	
	Aumento 1%	Redução 1%
Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	(444.891)	450.899
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(178.133)	181.222
Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos		
Impactos nas obrigações do programa de saúde	72.077	(67.341)
Impacto no custo do serviço do exercício seguinte do programa de saúde	793	(741)
Sensibilidade ao custo do serviço		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	(49)	50
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(1.961)	1.995

25.5.9 Benefícios a pagar

Os benefícios estimados a serem pagos pela Companhia e suas controladas, nos próximos cinco anos, e o total de benefícios para os exercícios fiscais subsequentes, são apresentados abaixo:

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	Total
2018	395.584	128.975	41.454	566.013
2019	379.182	181.726	46.407	607.315
2020	362.032	184.824	45.972	592.828
2021	345.456	186.267	45.301	577.024
2022	329.172	186.851	44.509	560.532
2023 a 2057	3.271.908	2.945.247	590.068	6.807.223

25.5.10 Alocação de ativos e estratégia de investimentos

A alocação de ativos para os planos previdenciários e assistencial da Companhia e de suas controladas no final de 2017 e a alocação-meta para 2018, por categoria de ativos, são as seguintes:

Consolidado	Meta para 2018	2017
Renda fixa	87,5%	89,3%
Renda variável	6,2%	6,5%
Empréstimos	1,1%	1,3%
Imóveis	1,5%	1,7%
Investimentos estruturados	3,7%	1,2%
	100,0%	100,0%

Abaixo são apresentados os limites estipulados pela administração do Fundo:

Consolidado	Plano Unificado		Plano III	
	meta (%) (*)	mínimo (%)	meta (%)	mínimo (%)
Renda fixa	91,5%	77,0%	81,0%	59,0%
Renda variável	3,0%	1,0%	11,0%	7,0%
Empréstimos	0,5%	0,0%	2,0%	1,0%
Imóveis	2,0%	1,0%	1,0%	0,0%
Investimentos estruturados	3,0%	0,0%	5,0%	0,0%

(*) Meta baseada no total de investimentos de cada plano.

A Administração da Fundação Copel decidiu manter participação mais conservadora em renda variável, em relação ao limite legal permitido, que é de 70%.

Em 31.12.2017 e 2016, os valores dos ativos do plano previdenciário incluíam os seguintes títulos mobiliários emitidos pela Copel:

Consolidado	Planos Previdenciários			
	Plano Unificado		Plano III	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Ações	-	66	-	186
	-	66	-	186

25.5.11 Informações adicionais

A Companhia e suas controladas efetuaram contribuições para o Plano III (plano de contribuições variáveis) para todos os empregados ativos em 31.12.2017 e 31.12.2016 nos valores de R\$ 80.727 e R\$ 75.679, respectivamente.

26 Encargos do Consumidor a Recolher

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Conta de desenvolvimento energético - CDE (a)	121.912	136.450
Bandeira tarifária	22.427	-
Reserva global de reversão - RGR	5.686	5.262
	150.025	141.712

(a) Resoluções Homologatórias Aneel nºs 2.202/2017, 2.204/2017 e 2.231/2017.

27 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

Conforme a Lei nº 9.991/2000, as concessionárias e permissionárias de geração e transmissão de energia elétrica estão obrigadas a destinar anualmente o percentual de 1% de sua receita operacional líquida regulatória em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, e as concessionárias de distribuição de energia elétrica devem segregar esse mesmo percentual entre os programas de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e de eficiência energética, conforme Resoluções Normativas Aneel nºs 504/2012 e 556/2013, e atualizadas pelo Submódulo 5.6 - Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética - EE aprovado pela RN Aneel nº 737/2016.

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 31.12.2017	Saldo em 31.12.2016
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	-	5.232	-	5.232	4.603
MME	-	2.616	-	2.616	2.302
P&D	103.617	-	212.504	316.121	294.088
	103.617	7.848	212.504	323.969	300.993
Programa de eficiência energética - PEE					
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel	-	6.041	-	6.041	4.932
PEE	22.854	-	179.611	202.465	177.964
	22.854	6.041	179.611	208.506	182.896
	126.471	13.889	392.115	532.475	483.889
Circulante				282.766	231.513
Não circulante				249.709	252.376

27.2 Mutação dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1º.01.2016	5.762	2.882	252.828	-	137.521	398.993
Constituições	25.535	12.768	25.534	4.804	31.398	100.039
Contrato de desempenho	-	-	-	-	1.907	1.907
Juros Selic (NE nº 34)	-	-	25.861	128	15.792	41.781
Recolhimentos	(26.694)	(13.348)	-	-	-	(40.042)
Conclusões	-	-	(10.135)	-	(8.654)	(18.789)
Em 31.12.2016	4.603	2.302	294.088	4.932	177.964	483.889
Constituições	29.956	14.978	29.956	8.500	34.000	117.390
Contrato de desempenho	-	-	-	-	1.363	1.363
Juros Selic (NE nº 34)	-	-	19.544	(128)	14.929	34.345
Recolhimentos	(29.327)	(14.664)	-	(7.263)	-	(51.254)
Conclusões	-	-	(27.467)	-	(25.791)	(53.258)
Em 31.12.2017	5.232	2.616	316.121	6.041	202.465	532.475

28 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.12.2017	31.12.2016
(1) UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	07.2042	5,65% a.a.	IPCA	16.384	16.235
(2) UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	23.188	22.783
(3) UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	6.977	6.299
(4) PCH Cavernoso	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	27	66
(5) UHE Apucarantina	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	185	460
(6) UHE Chaminé	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	320	795
(7) UHE Derivação Rio Jordão	Copel GeT	11.07.2013	24.02.2014	02.2019	7,74% a.a.	IPCA	313	532
(8) UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	10.2036	11,00% a.a.	IGPM	507.560	518.372
							554.954	565.542
Circulante							62.624	66.210
Não circulante							492.330	499.332

Taxa de desconto no cálculo do valor presente

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

Pagamento à União

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

28.1 Valor nominal e valor presente de contas a pagar vinculadas à concessão

Consolidado	Valor nominal	Valor presente
2018	62.779	62.624
2019	62.246	56.079
2020	62.199	50.597
2021	62.199	45.689
Após 2021	1.024.162	339.965
	1.273.585	554.954

28.2 Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

Em 1º.01.2016	535.665
Adição	575.569
Ajuste a valor presente	(483)
Variação monetária	103.384
Pagamentos	(648.593)
Em 31.12.2016	565.542
Adição	678
Ajuste a valor presente	1.432
Variação monetária	53.173
Pagamentos	(65.871)
Em 31.12.2017	554.954

29 Outras Contas a Pagar

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Consumidores	33.380	32.283
Taxa de iluminação pública arrecadada	24.101	27.565
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	22.132	20.542
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	21.467	28.880
Aquisição de investimentos	12.307	9.595
Cauções em garantia	8.837	8.067
Devolução ao consumidor	5.481	10.894
Acordo Ivaí Engenharia (a)	-	122.068
Outras obrigações	66.549	35.422
	194.254	295.316
	Circulante	121.405
	Não circulante	72.849
		264.791
		30.525

(a) O acordo abrange as discussões sobre equilíbrio econômico - financeiro de contrato e extingue o processo judicial.

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 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.01.2017 Reapresentado	Resultado		Custo de construção	Imobilizado e intangível em curso		Transfe- rências	Saldo em 31.12.2017
		Provisões para litígios						
		Adições	Reversões	Adições				
Fiscais								
Cofins (a)	93.892	8.888	(23.032)	-	-	-	-	79.748
Outras (b)	142.985	21.890	(113.739)	-	-	(433)	8.090	58.793
	236.877	30.778	(136.771)	-	-	(433)	8.090	138.541
Trabalhistas (c)	458.901	122.992	(18.518)	-	-	(87.744)	-	475.631
Benefícios a empregados (d)	42.366	61.765	(7.194)	-	-	(7.498)	-	89.439
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo (e)	295.484	255.280	(3.240)	-	-	(28.074)	8.163	527.613
Servidões de passagem (f)	99.380	4.593	-	4.503	2.641	(181)	-	110.936
Desapropriações e patrimoniais (g)	65.712	848	(701)	24.285	5.499	(16)	-	95.627
Consumidores (h)	5.228	3.884	(286)	-	-	(449)	-	8.377
	465.804	264.605	(4.227)	28.788	8.140	(28.720)	8.163	742.553
Ambientais (i)	1.432	960	(808)	-	-	-	-	1.584
Regulatórias (j)	67.958	1.648	(5.290)	-	-	-	-	64.316
	1.273.338	482.748	(172.808)	28.788	8.140	(124.395)	16.253	1.512.064
Circulante								112.000
Não circulante								1.400.064

Consolidado	Resultado				Imobilizado e intangível em curso			Saldo em 31.12.2016
	Provisões para litígios		Custo de construção	Adições / (Reversões)				
	Adições	Reversões	Adições					
	Saldo em 1º.01.2016					Quitações	Transfe-rências	Reapresentado
Fiscais								
Cofins (a)	258.715	28.563	(193.386)	-	-	-	-	93.892
Outras (b)	68.333	118.357	(9.630)	-	-	(1.758)	(32.317)	142.985
	327.048	146.920	(203.016)	-	-	(1.758)	(32.317)	236.877
Trabalhistas (c)	408.133	168.352	(9.824)	-	-	(107.760)	-	458.901
Benefícios a empregados (d)	104.480	7.583	(69.334)	-	-	(363)	-	42.366
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo (e)	325.217	99.205	(53.965)	-	-	(74.973)	-	295.484
Servidões de passagem (f)	62.869	1.786	(17.141)	49.842	2.575	(551)	-	99.380
Desapropriações e patrimoniais (g)	196.895	26.764	(943)	1.980	(5.197)	(1.537)	(152.250)	65.712
Consumidores (h)	13.656	-	(2.195)	-	-	(6.233)	-	5.228
	598.637	127.755	(74.244)	51.822	(2.622)	(83.294)	(152.250)	465.804
Ambientais (i)	868	564	-	-	-	-	-	1.432
Regulatórias (j)	55.770	12.211	(1)	-	-	(22)	-	67.958
	1.494.936	463.385	(356.419)	51.822	(2.622)	(193.197)	(184.567)	1.273.338

Controladora	Saldo em 1º.01.2017	Resultado		Quitações	Saldo em 31.12.2017
		Adições	Reversões		
Fiscais					
Cofins (a)	93.892	8.888	(23.032)	-	79.748
Outras (b)	23.335	1.283	-	(253)	24.365
	117.227	10.171	(23.032)	(253)	104.113
Trabalhistas (c)	18	511	(4)	(7)	518
Cíveis (e)	20.578	114.844	-	-	135.422
Regulatórias (j)	15.121	-	(79)	-	15.042
	152.944	125.526	(23.115)	(260)	255.095
Circulante					112.000
Não circulante					143.095

Controladora	Saldo em 1º.01.2016	Resultado		Quitações	Saldo em 31.12.2016
		Adições	Reversões		
Fiscais					
Cofins (a)	258.715	28.563	(193.386)	-	93.892
Outras (b)	12.015	12.985	(98)	(1.567)	23.335
	270.730	41.548	(193.484)	(1.567)	117.227
Trabalhistas (c)	29	24	(35)	-	18
Cíveis (e)	5.652	20.768	-	(5.842)	20.578
Regulatórias (j)	14.109	1.012	-	-	15.121
	290.520	63.352	(193.519)	(7.409)	152.944

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. Em 31.12.2016, o valor de R\$ 24.230 está 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 reclamações trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados da Copel e de suas subsidiárias integrais contra a Fundação Copel, que causarão, conseqüentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.

e) Cíveis e direito administrativo

Ações que envolvem faturamento, procedimento irregular, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica e acidentes com veículos.

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\$ 115.559

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\$ 92.663

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	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Fiscais (a)	513.803	484.539	858.082	752.625
Trabalhistas (b)	420	146	360.322	423.495
Benefícios a empregados (c)	-	-	20.262	23.631
Cíveis (d)	458.708	10.302	1.091.122	594.220
Regulatórias (e)	-	-	793.720	765.906
	972.931	494.987	3.123.508	2.559.877

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

a) Fiscais

Ações relativas a impostos, taxas e outros tributos federais, estaduais e municipais, em que a Companhia discute 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\$ 325.750

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\$ 27.845

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\$ 69.528

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 Copel DIS 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.

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\$ 156.398

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\$ 54.114

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 Copel DIS 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: aguardando julgamento.

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, ao tempo em que isentou a ESBR, expor 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 se deu 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 31.12.2017. Caso as ações sejam julgadas desfavoráveis, o valor será considerado como um Ativo Financeiro Setorial a ser recuperado mediante tarifa.

Situação atual: aguardando julgamento.

31 Patrimônio Líquido

31.1 Capital social

O capital social está representado por ações ordinárias e preferenciais. Nas Assembleias Gerais, cada ação ordinária tem direito a um voto. As ações preferenciais não têm direito a voto e são de classes "A" e "B".

De acordo com o artigo 17 e seus parágrafos, da Lei nº 6.404/1976, os dividendos atribuídos às ações preferenciais são, no mínimo, 10% maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.

As ações preferenciais classe "A" têm prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos mínimos de 10% a.a., não cumulativos, calculados com base no capital próprio a essa espécie e classe de ações.

As ações preferenciais classe “B” têm prioridade no reembolso do capital e direito ao recebimento de dividendos, correspondentes à parcela do valor equivalente a 25% do lucro líquido ajustado, de acordo com a legislação societária e o estatuto da Companhia, calculados com base no capital próprio a essa espécie e classe de ações. Os dividendos assegurados à classe “B” são prioritários apenas em relação às ações ordinárias e somente são pagos à conta dos lucros remanescentes depois de pagos os dividendos prioritários das ações preferenciais classe “A”.

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

Acionistas	Número de ações em unidades							
	Ordinárias		Preferenciais "A"		Preferenciais "B"		Total	
	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%
Estado do Paraná	85.028.598	58,63	-	-	-	-	85.028.598	31,07
BNDESPAR	38.298.775	26,41	-	-	27.282.006	21,26	65.580.781	23,96
Eletrobras	1.530.774	1,06	-	-	-	-	1.530.774	0,56
Custódias em bolsa:								
B3	18.691.826	12,89	76.763	23,36	68.879.476	53,69	87.648.065	32,03
NYSE	1.144.316	0,79	-	-	31.957.198	24,91	33.101.514	12,10
Latibex	-	-	-	-	128.231	0,10	128.231	0,05
Prefeituras	178.393	0,12	9.326	2,84	3.471	-	191.190	0,07
Outros	158.398	0,10	242.538	73,80	45.286	0,04	446.222	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

Na adoção inicial das IFRS, foram reconhecidos os valores justos do ativo imobilizado - custo atribuído. A conta Ajustes de avaliação patrimonial foi a contrapartida desse ajuste, líquido do imposto de renda e contribuição social diferidos, inclusive por equivalência patrimonial. A realização de tais ajustes é contabilizada na conta de lucros acumulados, na medida em que ocorra a depreciação ou eventual baixa dos itens avaliados.

Nessa conta também são registrados os ajustes decorrentes das variações de valor justo envolvendo os ativos financeiros disponíveis para venda, bem como os ajustes dos passivos atuariais.

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2016	1.177.372	1.177.372
Ativos financeiros disponíveis para venda		
Aplicações financeiras (a)	(2)	(2)
Investimentos em participações societárias	3.614	3.614
Tributos sobre os ajustes	(1.229)	(1.229)
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	6.460	(88.906)
Tributos sobre os ajustes	(2.196)	30.174
Benefícios pós-emprego - equivalência (a)	(63.913)	(852)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(154.102)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	52.395
Custo atribuído do imobilizado - equivalência (a)	(101.707)	-
Ganhos atuariais	(19.933)	(19.933)
Atribuível aos acionistas não controladores	-	(65)
Em 31.12.2016	998.466	998.466
Ativos financeiros disponíveis para venda		
Aplicações financeiras (a)	2	3
Tributos sobre os ajustes	-	(1)
Investimentos em participações societárias	11.659	26.135
Tributos sobre os ajustes	(3.965)	(8.887)
Investimentos em participações societárias - equivalência (a)	9.554	-
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	18	(46.506)
Tributos sobre os ajustes	(7)	16.827
Benefícios pós-emprego - equivalência (a)	(29.567)	-
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(108.561)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	36.911
Custo atribuído do imobilizado - equivalência (a)	(71.650)	-
Ganhos com investimentos em participações societárias (NE nº 16.1)	(14.174)	(28.650)
Tributos sobre a realização dos ajustes	4.819	9.741
Ganhos com investimentos em participações societárias - equivalência (a)	(9.554)	-
Atribuível aos acionistas não controladores	-	123
Em 31.12.2017	895.601	895.601

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

31.3 Reserva legal e reserva de retenção de lucros

A reserva legal é constituída com base em 5% do lucro líquido do exercício, antes de qualquer destinação, limitada a 20% do capital social.

A reserva de retenção de lucros visa a cobertura do programa de investimento da Companhia, conforme o artigo 196 da Lei nº 6.404/1976. Sua constituição ocorre mediante a retenção do remanescente do lucro líquido do exercício, após a constituição da reserva legal e da proposição dos juros sobre o capital próprio e dos dividendos.

31.4 Proposta de distribuição de dividendos

Controladora	31.12.2017	31.12.2016
(1) Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios (25%)		
Lucro líquido do exercício (a)	1.033.626	958.650
Reserva legal (5%)	(51.681)	(47.933)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	71.650	101.707
Base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios	1.053.595	1.012.424
	263.399	253.106
(2) Distribuição total proposta (3+5)	289.401	282.947
(3) Juros sobre o capital próprio, brutos	266.000	282.947
Imposto de renda retido na fonte	(26.002)	(29.841)
(4) Juros sobre o capital próprio, líquidos	239.998	253.106
(5) Dividendos propostos	23.401	-
(6) Distribuição total proposta, líquida (4+5)	263.399	253.106
Valor bruto dos dividendos por ação:		
Ações ordinárias	1,00801	0,98539
Ações preferenciais classe "A"	2,89050	2,89050
Ações preferenciais classe "B"	1,10883	1,08410
Valor bruto dos dividendos por classes de ações:		
Ações ordinárias	146.193	142.912
Ações preferenciais classe "A"	950	949
Ações preferenciais classe "B"	142.258	139.086

(a) A reserva legal, os dividendos propostos e outros impactos societários registrados no Patrimônio líquido nas demonstrações financeiras para o exercício findo em 31.12.2016 foram efetuados, originalmente, com base no lucro divulgado naquelas demonstrações financeiras e não sofreram alterações devido à reapresentação citada na NE nº 4.1 pois as informações disponíveis à época indicavam que os impactos societários seriam aqueles aprovados pelos órgãos competentes.

Conforme as disposições legais e estatutárias vigentes, a base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios é obtida a partir do lucro líquido, diminuído da cota destinada à reserva legal. Contudo, a Administração deliberou acrescentar na citada base de cálculo a realização dos ajustes de avaliação patrimonial, de que trata o item 28 da ICPC 10 - Interpretação sobre a Aplicação Inicial ao Ativo Imobilizado e à Propriedade para Investimento dos CPCs 27, 28, 37 e 43, de forma a anular o efeito causado ao resultado pelo aumento da despesa com depreciação, decorrente da adoção inicial de normas contábeis, bem como pelo CPC 27 - Ativo Imobilizado. Este procedimento reflete a política de remuneração aos acionistas da Companhia, a qual será praticada durante a realização de toda a reserva de ajustes de avaliação patrimonial.

A distribuição dos dividendos mínimos obrigatórios é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas ao final do exercício.

O benefício fiscal dos juros sobre capital próprio é reconhecido na demonstração de resultado no momento do seu registro em contas a pagar.

31.5 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado
Numerador básico e diluído		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:		
Ações ordinárias	523.206	453.427
Ações preferenciais classe "A"	1.304	1.197
Ações preferenciais classe "B"	509.116	441.148
	1.033.626	895.772
Denominador básico e diluído		
Média ponderada das ações (em milhares):		
Ações ordinárias	145.031.080	145.031.080
Ações preferenciais classe "A"	328.627	348.531
Ações preferenciais classe "B"	128.295.668	128.275.764
	273.655.375	273.655.375
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora		
Ações ordinárias	3,60754	3,12641
Ações preferenciais classe "A"	3,96830	3,43906
Ações preferenciais classe "B"	3,96830	3,43906

32 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (32.2)	ISSQN	Receita líquida 31.12.2017
Fornecimento de energia elétrica	8.689.516	(749.683)	(2.039.245)	(1.219.055)	-	4.681.533
Residencial	2.829.626	(242.916)	(771.902)	(433.080)	-	1.381.728
Industrial	2.382.314	(208.226)	(433.088)	(252.531)	-	1.488.469
Comercial, serviços e outras atividades	1.908.426	(163.834)	(548.328)	(291.798)	-	904.466
Rural	772.465	(66.314)	(75.137)	(119.645)	-	511.369
Poder público	236.719	(20.322)	(46.506)	(36.418)	-	133.473
Iluminação pública	244.381	(20.979)	(70.811)	(37.359)	-	115.232
Serviço público	315.585	(27.092)	(93.473)	(48.224)	-	146.796
Suprimento de energia elétrica	3.529.770	(300.003)	-	(53.413)	-	3.176.354
Contratos bilaterais	1.947.862	(203.994)	-	(30.656)	-	1.713.212
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	1.077.943	(45.889)	-	(16.966)	-	1.015.088
CCEAR (leilão)	367.970	(38.537)	-	(5.791)	-	323.642
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.2)	82.160	-	-	-	-	82.160
Regime de cotas	53.835	(11.583)	-	-	-	42.252
Disponibilidade da rede elétrica	6.442.761	(588.291)	(1.488.323)	(748.206)	-	3.617.941
Residencial	2.025.400	(189.915)	(572.269)	(252.690)	-	1.010.526
Industrial	1.076.613	(96.059)	(385.725)	(126.842)	-	467.987
Comercial, serviços e outras atividades	1.310.903	(122.168)	(386.320)	(162.367)	-	640.048
Rural	342.195	(32.056)	(25.811)	(43.365)	-	240.963
Poder público	174.427	(16.355)	(33.384)	(21.922)	-	102.766
Iluminação pública	167.907	(15.744)	(48.668)	(20.935)	-	82.560
Serviço público	126.795	(11.889)	(36.146)	(15.816)	-	62.944
Consumidores livres	663.248	(62.190)	-	(84.633)	-	516.425
Rede básica, de fronteira e de conexão	1.387	(130)	-	(177)	-	1.080
Receita de operação e manutenção - O&M	113.324	(16.733)	-	(7.793)	-	88.798
Receita de juros efetivos (a)	440.562	(25.051)	-	(11.666)	-	403.845
Receita de construção	868.001	-	-	-	-	868.001
Valor justo do ativo indenizável da concessão	57.080	-	-	-	-	57.080
Telecomunicações	426.773	(15.854)	(99.460)	-	(2.507)	308.952
Distribuição de gás canalizado	621.992	(58.959)	(107.912)	-	(306)	454.815
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	767.040	(48.214)	-	-	-	718.826
Outras receitas operacionais	171.356	(27.710)	-	-	(2.575)	141.071
Arrendamentos e aluguéis (32.1)	109.230	(17.664)	-	-	-	91.566
Renda da prestação de serviços	30.247	(4.891)	-	-	(2.575)	22.781
Serviço taxado	15.981	(2.584)	-	-	-	13.397
Outras receitas	15.898	(2.571)	-	-	-	13.327
	21.574.289	(1.788.714)	(3.734.940)	(2.020.674)	(5.388)	14.024.573

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado

(a) Do total de receita bruta de juros efetivos, R\$ 361.156 referem-se à remuneração dos ativos RBSE (NE nº 10.4).

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (32.2)	ISSQN	Receita líquida 31.12.2016
Fornecimento de energia elétrica	9.606.133	(884.681)	(2.426.940)	(1.063.007)	-	5.231.505
Residencial	2.841.218	(298.659)	(790.401)	(380.973)	-	1.371.185
Industrial	3.029.411	(273.901)	(674.630)	(284.922)	-	1.795.958
Comercial, serviços e outras atividades	2.130.228	(194.630)	(622.946)	(247.449)	-	1.065.203
Rural	815.079	(48.216)	(120.854)	(61.557)	-	584.452
Poder público	236.550	(21.881)	(48.148)	(27.986)	-	138.535
Iluminação pública	229.182	(21.199)	(66.481)	(26.962)	-	114.540
Serviço público	324.465	(26.195)	(103.480)	(33.155)	-	161.635
Suprimento de energia elétrica	2.963.349	(239.531)	-	(47.746)	-	2.676.072
Contratos bilaterais	1.366.552	(134.439)	-	(23.361)	-	1.208.752
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	753.392	(23.116)	-	(12.879)	-	717.397
CCEAR (leilão)	673.154	(66.223)	-	(11.508)	-	595.423
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.2)	96.783	-	-	-	-	96.783
Regime de cotas	73.468	(15.753)	-	-	-	57.715
Disponibilidade da rede elétrica	6.974.829	(575.166)	(1.511.601)	(911.479)	-	3.976.583
Residencial	2.060.305	(192.823)	(584.025)	(306.096)	-	977.361
Industrial	1.246.575	(112.443)	(391.804)	(177.993)	-	564.335
Comercial, serviços e outras atividades	1.409.771	(131.352)	(402.233)	(208.471)	-	667.715
Rural	339.438	(31.752)	(15.451)	(51.196)	-	241.039
Poder público	168.823	(15.800)	(33.369)	(25.224)	-	94.430
Iluminação pública	167.255	(15.653)	(48.489)	(24.839)	-	78.274
Serviço público	125.928	(11.786)	(36.230)	(18.703)	-	59.209
Consumidores livres	398.024	(37.251)	-	(60.242)	-	300.531
Rede básica, de fronteira e de conexão	1.494	(140)	-	(226)	-	1.128
Receita de operação e manutenção - O&M	151.984	(5.456)	-	(8.026)	-	138.502
Receita de juros efetivos (a)	905.232	(20.710)	-	(30.461)	-	854.061
Receita de construção	1.279.642	-	-	-	-	1.279.642
Valor justo do ativo indenizável da concessão	132.741	-	-	-	-	132.741
Telecomunicações	357.361	(13.872)	(79.582)	-	(2.326)	261.581
Distribuição de gás canalizado	647.579	(62.037)	(113.657)	-	-	471.885
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(1.079.662)	-	-	-	-	(1.079.662)
Outras receitas operacionais	179.820	(26.072)	-	-	(2.342)	151.406
Arrendamentos e aluguéis (32.1)	103.793	(15.049)	-	-	-	88.744
Renda da prestação de serviços	32.575	(4.723)	-	-	(2.342)	25.510
Serviço taxado	10.148	(1.471)	-	-	-	8.677
Outras receitas	33.304	(4.829)	-	-	-	28.475
	21.061.792	(1.801.359)	(4.131.780)	(2.022.232)	(4.668)	13.101.753

(a) Do total de receita bruta de juros efetivos, R\$ 809.639 referem-se à remuneração dos ativos RBSE (NE nº 10.4).

32.1 Arrendamentos e aluguéis

32.1.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Equipamentos e estruturas	106.790	103.490
Compartilhamento de instalações	2.159	248
Imóveis	281	55
	109.230	103.793

32.1.2 Recebíveis de arrendamentos não canceláveis

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 31.12.2017
Compartilhamento de instalações	1.079	5.396	13.622	20.097

32.2 Encargos do consumidor

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Conta de desenvolvimento energético - CDE Energia (32.2.1)	718.154	790.117
Conta de desenvolvimento energético - CDE Uso (32.2.1)	708.555	876.361
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	420.027	203.671
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	117.390	100.039
Quota para reserva global de reversão - RGR	46.825	42.887
Taxa de fiscalização	9.723	9.157
	2.020.674	2.022.232

32.2.1 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

A CDE, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e alterada pela Lei nº 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 sistema 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 cotas 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 cotas 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) cota anual da CDE-Uso - essa cota 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 2202/2017 definiu a cota da CDE-Uso, no valor mensal de R\$ 53.329 a partir da competência de janeiro de 2017. Porém, a partir da competência de fevereiro do mesmo ano, o valor mensal da quota foi alterado para R\$ 61.159, pela Resolução Aneel nº 2.204/2017;

ii) cota 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 cota 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 cota foi atualizado para R\$ 49.362. Em abril de 2017, o valor da cota foi reduzido para R\$ 37.907, valor que se manterá até março de 2018 e, a partir de abril de 2018 até março de 2020, o valor previsto da cota 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) cota 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 2016 e maio de 2017, o valor mensal da cota CDE-Energia foi estabelecido em R\$ 18.947, de acordo com a Resolução Aneel nº 2.077/2016. A partir da competência de junho de 2017, o valor mensal da cota foi alterado para R\$ 20.138, conforme Resolução Homologatória nº 2.204/2017.

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, que, atualmente, totalizam apenas seis unidades consumidoras.

Dessa forma, a Copel DIS vem procedendo à dedução do pagamento da cota da CDE dos valores não faturados decorrentes dessas liminares, não impactando o resultado da distribuidora. As diferenças entre a cobertura tarifária para esse encargo e a cota efetivamente paga, desde o início da vigência das liminares até a competência de dezembro de 2017, representa o montante de R\$ 111.912 para a CDE-Uso, e R\$ 14.105 para a CDE-Energia.

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 Prorot, 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	31.12.2017
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(6.165.450)	-	-	-	(6.165.450)
Encargos de uso da rede elétrica	(712.030)	-	-	-	(712.030)
Pessoal e administradores (33.2)	(984.011)	(20.435)	(338.898)	-	(1.343.344)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(175.479)	(2.424)	(59.694)	-	(237.597)
Material	(71.535)	(968)	(10.621)	-	(83.124)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(97.360)	-	-	-	(97.360)
Gás natural e insumos para operação de gás	(309.542)	-	-	-	(309.542)
Serviços de terceiros (33.3)	(386.435)	(18.826)	(116.254)	-	(521.515)
Depreciação e amortização	(686.007)	(16)	(32.070)	(13.506)	(731.599)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	122.782	(90.478)	-	(397.843)	(365.539)
Custo de construção (33.5)	(1.003.881)	-	-	-	(1.003.881)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(196.942)	(35.903)	(128.138)	(52.967)	(413.950)
	(10.665.890)	(169.050)	(685.675)	(464.316)	(11.984.931)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2016
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(4.685.604)	-	-	-	(4.685.604)
Encargos de uso da rede elétrica	(866.243)	-	-	-	(866.243)
Pessoal e administradores (33.2)	(976.027)	(17.314)	(311.077)	-	(1.304.418)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(192.880)	(2.616)	(64.271)	-	(259.767)
Material	(71.747)	(851)	(8.865)	-	(81.463)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(33.352)	-	-	-	(33.352)
Gás natural e insumos para operação de gás	(325.413)	-	-	-	(325.413)
Serviços de terceiros (33.3)	(369.442)	(53.659)	(127.392)	-	(550.493)
Depreciação e amortização	(664.470)	(31)	(30.290)	(13.505)	(708.296)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	(567.112)	(184.610)	-	(16.974)	(768.696)
Custo de construção (33.5)	(1.280.745)	-	-	-	(1.280.745)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(201.080)	8.633	(199.250)	(23.159)	(414.856)
	(10.234.115)	(250.448)	(741.145)	(53.638)	(11.279.346)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2017
Pessoal e administradores (33.2)	(18.455)	-	(18.455)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(1.943)	-	(1.943)
Material	(631)	-	(631)
Serviços de terceiros	(14.265)	-	(14.265)
Depreciação e amortização	(82)	(1.121)	(1.203)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	-	(93.756)	(93.756)
Outras receitas (despesas) operacionais	(24.225)	26.089	1.864
	(59.601)	(68.788)	(128.389)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2016
Pessoal e administradores (33.2)	(30.861)	-	(30.861)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(5.689)	-	(5.689)
Material	(647)	-	(647)
Serviços de terceiros	(24.331)	-	(24.331)
Depreciação e amortização	(49)	(1.121)	(1.170)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	-	166.334	166.334
Outras receitas (despesas) operacionais	(46.184)	66.438	20.254
	(107.761)	231.651	123.890

33.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	2.693.976	3.219.900
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	1.766.091	535.656
Itaipu Binacional	1.117.957	1.089.804
Contratos bilaterais	766.803	20.006
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	217.646	242.910
Micro e mini geradores e recompra de clientes	3.892	561
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(400.915)	(423.233)
	6.165.450	4.685.604

33.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Pessoal				
Remunerações	5.913	15.648	806.119	801.789
Encargos sociais	2.038	5.223	266.183	257.519
Auxílio alimentação e educação	1.131	1.169	119.881	109.999
Participação nos lucros e/ou resultados (a)	586	650	68.817	64.814
Provisão p/ indenização por demissões voluntárias e aposentadorias	2.890	-	53.468	44.276
	12.558	22.690	1.314.468	1.278.397
Administradores				
Honorários	4.640	6.479	22.895	20.639
Encargos sociais	1.168	1.658	5.635	5.136
Outros gastos	89	34	346	246
	5.897	8.171	28.876	26.021
	18.455	30.861	1.343.344	1.304.418

(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	31.12.2017	31.12.2016
Manutenção do sistema elétrico	135.265	160.720
Manutenção de instalações	95.176	90.451
Comunicação, processamento e transmissão de dados	94.230	61.317
Leitura e entrega de faturas	49.647	49.462
Atendimento a consumidor	29.789	21.000
Consultoria e auditoria	21.589	41.396
Outros serviços	95.819	126.147
	521.515	550.493

33.4 Perdas estimadas, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Provisão (reversão) para litígios	93.756	(166.334)	386.373	(21.408)
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos (<i>Impairment</i>)				
Contas a receber vinculadas a indenização da concessão (NE nº 11.1)	-	-	(1.117)	75
Créditos nas operações de venda e aquisição de gás (NE nº 12.2)	-	-	(123.586)	87.479
Imobilizado (NE nº 19.9)	-	-	1.921	494.023
PECLD (Clientes e Outros créditos)	-	-	90.589	179.908
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	11.470	23.917
Perdas estimadas (reversão) em consórcios	-	-	(111)	4.702
	93.756	(166.334)	365.539	768.696

33.5 Custo de construção

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Serviços de terceiros	437.788	495.309
Material	387.278	588.414
Pessoal	143.266	135.272
Outros	35.549	61.750
	1.003.881	1.280.745

33.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	110.971	183.014
Tributos	87.759	29.443
Perdas na desativação e alienação de bens	58.569	43.496
Indenizações	45.712	89.531
Arrendamentos e aluguéis (33.6.1)	32.037	35.453
Propaganda e publicidade	27.768	37.451
Resultado da alteração de método de avaliação de investimento	-	(52.107)
Resultado da alienação de investimento (NE nº 16.1)	(28.650)	-
Outros custos e despesas, líquidos	79.784	48.575
	413.950	414.856

33.6.1 Arrendamentos e aluguéis

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Imóveis	29.749	29.911
Outros	3.588	6.919
(-) Créditos de PIS e Cofins	(1.300)	(1.377)
	32.037	35.453

33.6.2 Compromissos de arrendamentos e aluguéis não canceláveis

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 31.12.2017
Arrendamento dos terrenos dos parques eólicos	4.600	29.323	183.141	217.064

34 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado
Receitas financeiras				
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	-	191.554	221.673
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	141.923	194.153	141.923	194.153
Renda de aplicações financeiras mantidas para negociação	15.156	2.838	95.221	182.750
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	20.493	27.734
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	17.777	39.283
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	-	-	10.813	1.116
Renda de aplicações financeiras disponíveis para venda	8	21	19.302	13.497
Outras receitas financeiras	24.225	124.044	202.227	223.730
	181.312	321.056	699.310	903.936
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	227.543	289.192	993.970	1.072.875
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	-	-	65.418	90.480
Variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	51.211	5.235	51.211	5.235
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	44.978	39.358	45.196	40.607
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 27.2)	-	-	34.345	41.781
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	29.622	13.947
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	12.264	20.597
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos financeiros	-	-	5.372	4.300
Outras despesas financeiras	4.123	328	210.352	208.770
	327.855	334.113	1.447.750	1.498.592
Líquido	(146.543)	(13.057)	(748.440)	(594.656)

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.

Nos exercícios de 2017 e de 2016, 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 cliente algum que seja responsável individualmente por mais de 10% da receita líquida total do exercício de 2017.

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

As políticas contábeis dos segmentos operacionais são as mesmas descritas na NE nº 4.

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 31.12.2017	Energia elétrica		TEL	GÁS	COM (a)	HOL	Operações intersegmento	Consolidado
	GET	DIS						
ATIVO TOTAL	17.110.518	11.529.588	1.054.741	632.910	208.369	3.211.162	(584.911)	33.162.377
ATIVO CIRCULANTE	1.461.512	3.609.663	102.002	151.966	187.966	1.035.545	(846.820)	5.701.834
ATIVO NÃO CIRCULANTE	15.649.006	7.919.925	952.739	480.944	20.403	2.175.617	261.909	27.460.543
Realizável a Longo Prazo	4.037.312	2.167.690	69.543	437.056	17.703	2.019.192	(140.870)	8.607.626
Investimentos	2.424.081	1.362	-	-	2.457	115.765	26.978	2.570.643
Imobilizado	8.924.508	-	866.489	-	57	38.396	-	9.829.450
Intangível	263.105	5.750.873	16.707	43.888	186	2.264	375.801	6.452.824

(a) A partir de 2017, a comercialização de energia elétrica passou a ser um segmento reportável.

ATIVO 31.12.2016 - Reapresentado	Energia elétrica		TEL	GÁS	HOL	Operações intersegmento	Consolidado
	GET	DIS					
ATIVO TOTAL	15.433.988	10.085.455	856.510	526.477	3.351.656	(373.483)	29.880.603
ATIVO CIRCULANTE	1.122.399	2.588.602	89.471	135.292	941.761	(640.284)	4.237.241
ATIVO NÃO CIRCULANTE	14.311.589	7.496.853	767.039	391.185	2.409.895	266.801	25.643.362
Realizável a Longo Prazo	3.680.669	1.982.110	79.853	152.676	2.145.759	(136.332)	7.904.735
Investimentos	2.125.701	1.362	-	-	217.449	-	2.344.512
Imobilizado	8.223.951	-	667.443	-	42.909	-	8.934.303
Intangível	281.268	5.513.381	19.743	238.509	3.778	403.133	6.459.812

35.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica			TEL	GÁS	COM (a)	HOL	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS						
	GER	TRA							
31.12.2017									
RECBITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.176.811	819.623	9.358.664	380.550	515.563	664.495	-	(891.133)	14.024.573
Receita operacional líquida com terceiros	2.851.644	640.199	9.324.633	306.473	510.010	664.495	-	(272.881)	14.024.573
Receita operacional líquida entre segmentos	325.167	179.424	34.031	74.077	5.553	-	-	(618.252)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.868.390)	(546.510)	(9.071.359)	(286.363)	(309.213)	(654.445)	(139.784)	891.133	(11.984.931)
Energia elétrica comprada para revenda	(390.019)	-	(5.717.970)	-	-	(654.026)	-	596.565	(6.165.450)
Encargos de uso da rede elétrica	(352.958)	-	(554.805)	-	-	-	-	195.733	(712.030)
Pessoal e administradores	(218.456)	(122.515)	(822.963)	(107.874)	(35.761)	(12.993)	(22.782)	-	(1.343.344)
Planos previdenciário e assistencial	(38.782)	(22.733)	(154.285)	(14.800)	(3.577)	(1.415)	(2.005)	-	(237.597)
Material	(12.463)	(4.732)	(60.320)	(2.978)	(1.936)	(27)	(668)	-	(83.124)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(102.719)	-	-	-	-	-	-	5.359	(97.360)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(309.542)	-	-	-	(309.542)
Serviços de terceiros	(120.993)	(24.609)	(347.393)	(67.612)	(22.670)	(1.280)	(15.089)	78.131	(521.515)
Depreciação e amortização	(368.987)	(7.201)	(285.835)	(39.553)	(28.753)	(9)	(1.261)	-	(731.599)
Provisão (reversão) para litígios	(39.733)	(81.210)	(168.600)	(3.648)	854	(156)	(93.880)	-	(386.373)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	3.886	-	-	-	123.586	-	(4.690)	-	122.782
Outras perdas estimadas, provisões e reversões	(9.397)	1.107	(83.916)	(8.309)	(1.433)	-	-	-	(101.948)
Custo de construção	-	(272.216)	(717.351)	-	(14.314)	-	-	-	(1.003.881)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(217.769)	(12.401)	(157.921)	(41.589)	(15.667)	15.461	591	15.345	(413.950)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(5.777)	93.145	-	-	-	(564)	14.935	-	101.739
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO									
FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.302.644	366.258	287.305	94.187	206.350	9.486	(124.849)	-	2.141.381
Receitas financeiras	73.433	13.313	380.597	11.828	38.821	6.515	186.660	(11.857)	699.310
Despesas financeiras	(565.837)	(123.707)	(343.540)	(30.691)	(64.433)	(322)	(331.077)	11.857	(1.447.750)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	810.240	255.864	324.362	75.324	180.738	15.679	(269.266)	-	1.392.941
Imposto de renda e contribuição social	(191.899)	(30.515)	22.893	(21.272)	(66.785)	(2.638)	15.530	-	(274.686)
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	618.341	225.349	347.255	54.052	113.953	13.041	(253.736)	-	1.118.255

(a) A partir de 2017, a comercialização de energia elétrica passou a ser um segmento reportável.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica			TEL	GÁS	HOL	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS					
	GER	TRA						
31.12.2016 - Reapresentado								
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.927.680	1.491.547	8.344.765	325.115	542.822	6.238	(536.414)	13.101.753
Receita operacional líquida com terceiros	2.618.869	1.406.335	8.313.141	258.794	498.376	6.238	-	13.101.753
Receita operacional líquida entre segmentos	308.811	85.212	31.624	66.321	44.446	-	(536.414)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(2.032.767)	(605.202)	(8.502.377)	(241.848)	(534.817)	101.251	536.414	(11.279.346)
Energia elétrica comprada para revenda	(92.050)	-	(4.893.230)	-	-	(9.119)	308.795	(4.685.604)
Encargos de uso da rede elétrica	(322.849)	-	(642.753)	-	-	-	99.359	(866.243)
Pessoal e administradores	(208.887)	(116.966)	(804.974)	(101.397)	(32.765)	(39.429)	-	(1.304.418)
Planos previdenciário e assistencial	(43.251)	(24.171)	(163.329)	(18.827)	(3.596)	(6.593)	-	(259.767)
Material	(12.768)	(5.017)	(59.178)	(2.044)	(1.768)	(688)	-	(81.463)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(77.797)	-	-	-	-	-	44.445	(33.352)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(325.413)	-	-	(325.413)
Serviços de terceiros	(157.602)	(24.030)	(348.479)	(46.552)	(20.082)	(26.755)	73.007	(550.493)
Depreciação e amortização	(369.352)	(3.697)	(274.180)	(34.645)	(25.251)	(1.171)	-	(708.296)
Provisão (reversão) para litígios	(1.086)	(9.234)	(128.899)	(4.653)	(1.036)	166.316	-	21.408
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	(494.098)	-	-	-	(87.479)	-	-	(581.577)
Outras perdas estimadas, provisões e reversões	(30.700)	(975)	(171.045)	(2.598)	(3.209)	-	-	(208.527)
Custo de construção	-	(406.345)	(849.275)	-	(25.125)	-	-	(1.280.745)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(222.327)	(14.767)	(167.035)	(31.132)	(9.093)	18.690	10.808	(414.856)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(55.284)	117.970	-	-	-	103.725	-	166.411
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO								
FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	894.913	1.004.315	(157.612)	83.267	8.005	211.214	-	2.044.102
Receitas financeiras	130.077	21.339	396.880	13.489	13.551	331.646	(3.046)	903.936
Despesas financeiras	(617.341)	(108.538)	(401.863)	(23.100)	(14.973)	(335.823)	3.046	(1.498.592)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	407.649	917.116	(162.595)	73.656	6.583	207.037	-	1.449.446
Imposto de renda e contribuição social	(205.027)	(220.512)	(17.851)	(15.324)	(1.632)	(59.344)	-	(519.690)
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	202.622	696.604	(180.446)	58.332	4.951	147.693	-	929.756

35.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.12.2017	Energia elétrica		TEL	GÁS	COM (a)	HOL	Consolidado
	GET	DIS					
Imobilizado							
Adições	1.077.088	-	238.944	-	7	376	1.316.415
Intangível							
Adições	3.996	757.709	2.200	13.745	101	635	778.386

(a) A partir de 2017, a comercialização de energia elétrica passou a ser um segmento reportável.

31.12.2016	Energia elétrica		TEL	GÁS	HOL	Consolidado
	GET	DIS				
Imobilizado						
Adições	619.964	-	187.313	-	556	807.833
Intangível						
Adições	3.207	892.693	6.447	25.847	533	928.727

36 Instrumentos Financeiros

36.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE nº	Nível	31.12.2017		31.12.2016 - Reapresentado	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	1.040.075	1.040.075	982.073	982.073
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	-	-	3.385	3.385
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	7.172	7.172	125.294	125.294
			1.047.247	1.047.247	1.110.752	1.110.752
Empréstimos e recebíveis						
Cauções e depósitos vinculados (a)		1	59.372	59.372	1.294	1.294
Clientes (a)	7	1	2.994.322	2.994.322	2.488.141	2.488.141
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (d)	8	2	1.516.362	1.620.212	1.522.735	1.610.269
Ativos financeiros setoriais (a)	9	1	343.218	343.218	-	-
Contas a receber vinculadas à concessão (e)	10	1	3.219.437	3.219.437	2.612.418	2.612.418
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (f)	10	2	606.479	694.463	586.706	673.545
Estado do Paraná - Programas do Governo (a)	15.1	1	130.417	130.417	155.141	155.141
Mútuo - partes relacionadas (a)	15.5	1	38.169	38.169	28.968	28.968
Caução STN (c)	23.1	2	75.665	57.188	73.074	47.166
			8.983.441	9.156.798	7.468.477	7.616.942
Disponíveis para venda						
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	687	687	1.567	1.567
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	211.804	211.804	201.499	201.499
Contas a receber vinculadas à concessão (g)	10	3	684.206	684.206	614.806	614.806
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (h)	11	3	68.859	68.859	67.401	67.401
Outros investimentos temporários (i)	16	1	8.958	8.958	408.297	408.297
Outros investimentos temporários (i)	16	2	9.769	9.769	-	-
			984.283	984.283	1.293.570	1.293.570
Total dos ativos financeiros			11.014.971	11.188.328	9.872.799	10.021.264
Passivos Financeiros						
Outros passivos financeiros						
Passivos financeiros setoriais (a)	9	1	283.519	283.519	278.992	278.992
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil (c)	13.3	2	148.845	142.702	198.527	183.573
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (c)	13.3	2	533.671	431.036	-	-
Fornecedores (a)	22	1	1.727.046	1.727.046	1.292.350	1.292.350
Empréstimos e financiamentos (c)	23	2	3.759.505	3.569.856	4.046.293	3.677.926
Debêntures (j)	24	1	6.070.978	6.070.978	4.790.809	4.790.809
Contas a pagar vinculadas à concessão (k)	28	3	554.954	645.904	565.542	640.839
Total dos passivos financeiros			13.078.518	12.871.041	11.172.513	10.864.489

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

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

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

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

- Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e de seu prazo de realização.
- Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.

- c) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, 126,0% do CDI, para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- d) Utilizada como premissa a comparação com o título Notas do Tesouro Nacional - NTN-B, de longo prazo e pós-fixado, a NTN-B Principal com vencimento em 15.08.2024, que paga em torno de 4,47% a.a. mais IPCA.
- e) Os critérios e as premissas estão divulgados na NE nº 4.3.9.
- f) Créditos a receber relacionados ao contrato de concessão de prestação de serviço de geração de energia elétrica em regime de cotas, tendo seu valor justo calculado pelo fluxo de entradas de caixa esperado, descontado à taxa estipulada no edital do leilão nº 12/2015 Aneel (9,04%).
- g) Os critérios e as premissas estão divulgados na NE nº 4.3.9. A mutação ocorrida no exercício 2017 está demonstrada na NE nº 10.1.
- h) Os ativos de geração têm valores justos similares aos valores contábeis, conforme NE nº 4.3.10.
- i) 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.
- j) Calculado conforme cotação do Preço Unitário - PU em 29.12.2017, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar.
- k) Utilizada a taxa de desconto real e líquida, de 8,11% 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	31.12.2016	
Exposição ao risco de crédito	31.12.2017	Reapresentado
Caixa e equivalentes de caixa (a)	1.040.075	982.073
Títulos e valores mobiliários (a)	219.663	331.745
Cauções e depósitos vinculados (a)	135.037	74.368
Clientes (b)	2.994.322	2.488.141
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	1.516.362	1.522.735
Ativos financeiros setoriais (d)	343.218	-
Contas a receber vinculadas à concessão (e)	3.903.643	3.227.224
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (f)	606.479	586.706
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (g)	68.859	67.401
Estado do Paraná - Programas do Governo (h)	130.417	155.141
Mútuo - partes relacionadas	38.169	28.968
Outros investimentos temporários (i)	18.727	408.297
	11.014.971	9.872.799

- 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.
- 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, a destacar o Programa Luz Fraterna (NE nº 37.a).

- 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
31.12.2017							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 23	67.457	150.634	775.871	2.429.424	1.340.528	4.763.914
Debêntures	NE nº 24	16.985	22.149	1.923.880	5.160.164	453.807	7.576.985
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	5.429	10.859	49.777	293.984	1.455.541	1.815.590
Fornecedores	-	1.305.653	174.478	143.558	103.357	-	1.727.046
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Selic	5.535	11.141	51.261	89.860	-	157.797
Pert	Selic	3.693	7.445	34.469	214.111	509.027	768.745
Passivos Financeiros Setoriais	Selic	16.159	32.583	151.095	100.805	-	300.642
		1.420.911	409.289	3.129.911	8.391.705	3.758.903	17.110.719
31.12.2016							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 23	90.265	164.214	1.588.764	1.873.952	1.556.703	5.273.898
Debêntures	NE nº 24	8.725	19.929	1.545.694	4.147.064	583.869	6.305.281
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	5.494	10.988	50.331	300.343	1.850.518	2.217.674
Fornecedores	-	1.106.430	21.619	124.060	40.239	2	1.292.350
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Selic	5.133	10.392	48.578	161.534	-	225.637
Passivos Financeiros Setoriais	Selic	13.071	26.537	125.315	144.590	-	309.513
		1.229.118	253.679	3.482.742	6.667.722	3.991.092	15.624.353

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Em 31.12.2017, a Copel apresentou um capital circulante líquido negativo de R\$ 59.385 no balanço da Controladora (R\$ 371.351 em 31.12.2016) e R\$ 408.080 no balanço consolidado (R\$ 1.418.795 em 31.12.2016). A Administração vem monitorando a evolução da liquidez e adotando ações para equacionamento da capacidade financeira de curto prazo, preservando os programas de investimentos da Companhia, bem como buscando o alongamento da dívida, conforme descrito na NE nº 36.3.

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 31.12.2017 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 3,30) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2018 do Relatório Focus do Bacen de 02.02.2018. 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 31.12.2017	Cenários projetados - dez.2018		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	75.665	(183)	(19.053)	(37.924)
		75.665	(183)	(19.053)	(37.924)
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos - STN	Alta do dólar	(89.270)	216	(22.048)	(44.311)
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(215.761)	522	(53.288)	(107.098)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(27.001)	65	(6.669)	(13.403)
		(332.032)	803	(82.005)	(164.812)

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 31.12.2017, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela acima, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

b) Risco de taxa de juros e variações monetárias

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

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

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

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

Para o cenário base, foram considerados os saldos existentes nas respectivas contas em 31.12.2017 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação dos indicadores: CDI/Selic - 6,75%, IPCA - 3,94%, IGP-DI - 4,50%, IGP-M - 4,56% e TJLP - 6,75%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2018 do Relatório Focus do Bacen de 02.02.2018, exceto a TJLP, que considera a taxa fixada pelo Conselho Monetário Nacional para o 1º trimestre de 2018.

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		
		31.12.2017	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	219.663	14.827	11.115	7.424
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	59.372	4.008	3.005	2.006
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Baixa IGP-DI	1.516.362	68.236	51.177	34.118
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	343.218	23.167	17.375	11.584
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	4.510.122	169.981	127.486	84.991
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	Indefinido (a)	68.859	-	-	-
Estado do Paraná - Programas do Governo	Sem Risco	130.417	-	-	-
Mútuo - partes relacionadas	Sem Risco	38.169	-	-	-
		6.886.182	280.219	210.158	140.123
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(1.165.123)	(78.646)	(98.307)	(117.969)
BNDES	Alta TJLP	(1.510.327)	(101.947)	(127.434)	(152.921)
Notas promissórias	Alta CDI	(529.919)	(35.770)	(44.712)	(53.654)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(118.373)	(7.990)	(9.988)	(11.985)
Caixa Econômica Federal	Alta TJLP	(498)	(34)	(42)	(50)
Outros	Sem Risco	(345.995)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(5.358.247)	(361.682)	(452.102)	(542.523)
Debêntures	Alta IPCA	(545.967)	(21.511)	(26.889)	(32.267)
Debêntures	Alta TJLP	(166.764)	(11.257)	(14.071)	(16.885)
Fornecedores - repactuação de gás	Alta IGP-M	(73.076)	(3.332)	(4.165)	(4.998)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(283.519)	(19.138)	(23.922)	(28.706)
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Alta Selic	(148.845)	(10.079)	(12.599)	(15.118)
Pert	Alta Selic	(533.671)	(35.991)	(44.989)	(53.986)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(507.560)	(23.145)	(28.931)	(34.717)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(47.394)	(1.867)	(2.334)	(2.801)
		(11.335.278)	(712.389)	(890.485)	(1.068.580)

(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 nocional dos instrumentos financeiros em aberto em 31.12.2017, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela acima, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

36.2.4 Risco quanto à escassez de energia

Aproximadamente 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 afliências 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, por até 30 anos, 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)		(realizado)	
		DECI (b)	FECi (b)	DECI	FECi
2016		13,61	9,24	10,80	7,14
2017	LAJIDA ≥ 0 (c)	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	LAJIDA (-) QRR ≥ 0 (d)	11,23	8,24	-	-
2019	{Divida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (0,8 * SELIC)$ (d) (e)	10,12	7,74	-	-
2020	{Divida 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-Mentre 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 2016, 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; e
- 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.

Em 2017 ocorreram alterações na regulamentação da comercialização de energia elétrica, estabelecidas pelo Decreto nº 5.163/2004. Em 22.08.2017 foi publicado o Decreto nº 9.143/2017 que, dentre outras medidas, altera 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.

Em 30.11.2017, 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.

A Copel DIS conviveu com cenário de sobrecontratação em 2017, sendo necessárias medidas 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) procedeu à devolução integral, nos MCSDs mensais, dos montantes de energia descontratada por consumidores potencialmente livres e distribuidoras supridas;
- b) estabeleceu tratativas com geradores para a redução de contratos, celebrando acordos bilaterais nos termos da Resolução Normativa nº 711/2016; e
- c) declarou suas sobras, nos MCSDs Trocas Livres e de Energia Nova, relacionadas aos montantes de energia excedentes de cotas de garantia física e descontratada por consumidores especiais. Foram realizados três processamentos do MCSD de Energia Nova durante o ano de 2017, sendo a participação da Copel DIS nesses mecanismos fundamental para a mitigação de parte da energia sobrecontratada no período.

De acordo com os dados mais atualizados de mercado, a Copel DIS projetou encerrar 2017 com nível de contratação de 105,8%. Não obstante, em caso de não reconhecimento do caráter involuntário dessa sobrecontratação, a Copel DIS deverá aferir um bônus advindo da venda do montante que extrapola o limite regulatório superior de 105% ao PLD, cujos valores, sobretudo no segundo semestre de 2017, superaram o seu preço médio de compra.

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.

Para isso, temos o exemplo de utilização do capital de terceiros nas atividades da Companhia, e ao mesmo tempo, da busca pelo alongamento do perfil da dívida e melhoria do Capital Circulante Líquido - CCL, na operação de captação realizada recentemente, descrita na NE nº 41.2.

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.

Em 31.12.2017, o índice realizado está demonstrado a seguir:

Consolidado	31.12.2016	
	31.12.2017	Reapresentado
Empréstimos e financiamentos	3.759.505	4.046.293
Debêntures	6.070.978	4.790.809
Avais e fianças	-	1.373.064
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(1.040.075)	(982.073)
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	(1.341)	(136.649)
(-) Títulos e valores mobiliários - Disponíveis para venda e mantidos para negociação (não circulante)	(112.604)	(188.461)
(-) Caução STN	(75.665)	(73.074)
Dívida líquida ajustada	8.600.798	8.829.909
Lucro líquido	1.118.255	874.472
Equivalência patrimonial	(101.739)	-
IRPJ e CSLL diferidos	(105.257)	(69.632)
Provisão para IRPJ e CSLL	379.943	589.322
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	748.440	594.656
Depreciação e Amortização	731.599	708.296
Ebitda ajustado	2.771.241	2.697.114
Dívida Líquida Ajustada / Ebitda ajustado	3,10	3,27

36.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado
Endividamento				
Empréstimos e financiamentos	986.112	1.015.360	3.759.505	4.046.293
Debêntures	1.215.481	1.017.099	6.070.978	4.790.809
(-) Caixa e equivalentes de caixa	56.833	46.096	1.040.075	982.073
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	90	149	1.341	136.649
Dívida líquida	2.144.670	1.986.214	8.789.067	7.718.380
Patrimônio líquido	15.207.842	14.718.098	15.510.503	14.978.142
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,14	0,13	0,57	0,52

37 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
Parte Relacionada / Natureza da operação	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Controlador								
Estado do Paraná - dividendos	-	-	85.710	83.786	-	-	-	-
Repasse CRC (NE nº 8)	1.516.362	1.522.735	-	-	90.712	188.918	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	168.405	167.674	-	-	-	-	-	-
Obras da Copa do Mundo de 2014 (NE nº 15.1.2)	14.266	14.266	-	-	-	-	-	-
Programa Morar Bem Paraná (NE nº 15.1.3)	261	24.985	-	-	1.165	5.502	-	-
Empregados cedidos (b)	56	302	-	-	-	-	-	-
Serviços de telecomunicações (c)	28.750	48.794	-	-	40.396	29.763	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (d)	-	-	-	164	-	-	(1.752)	(1.799)
Entidades com influência significativa								
BNDDES e BNDESPAR - dividendos (e)	-	-	59.366	57.218	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 23)	-	-	1.576.660	1.692.775	-	-	(140.537)	(149.794)
Debêntures - Compagás (NE nº 24)	-	-	42.675	61.786	-	-	(5.242)	(2.883)
Debêntures - eólicas (f)	-	-	281.448	295.188	-	-	(30.540)	(14.415)
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (c) (g)	24	32	-	-	3.699	3.319	(1.783)	(1.455)
Dividendos	12.095	16.817	-	-	-	-	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso - mútuo (NE nº 15.5)	38.169	28.968	-	-	3.513	3.509	-	-
Dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
Costa Oeste Transmissora de Energia (h) (i) (j) (n)	206	72	59	73	1.034	848	(2.136)	(3.072)
Marumbi Transmissora de Energia (h) (j) (n)	500	285	37	55	3.690	4.085	(756)	(900)
Caiuá Transmissora de Energia (h) (i) (j)	320	308	271	356	3.792	2.066	(13.700)	(15.595)
Dividendos	1.991	1.991	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (h) (j)	-	-	43	76	-	-	(1.468)	(1.910)
Dividendos	4.012	4.012	-	-	-	-	-	-
Matrinchã Transmissora de Energia (h) (j)	-	-	220	326	-	-	(6.636)	(4.043)
Dividendos	36.840	23.213	-	-	-	-	-	-
Transmissora Sul Brasileira (h) (j)	-	-	72	149	-	-	(2.590)	(3.593)
Guaraciaba Transmissora de Energia (h) (j)	-	-	74	173	-	-	(3.202)	(966)
Dividendos	11.541	5.512	-	-	-	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia (j)	-	-	159	-	-	-	(3.642)	(283)
Dividendos	7.093	3.051	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia - dividendos	2.146	1.224	-	-	-	-	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissão - dividendos	3.264	-	-	-	-	-	-	-
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (k)	-	-	1.436	1.436	-	-	(17.031)	(16.949)
Foz do Chopim Energética Ltda. (c) (h)	163	161	-	-	2.063	2.178	-	-
Sercomtel S.A. Telecomunicações (c) (l)	3.778	3.430	-	-	8.153	8.210	(4)	(6)
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 33.2)	-	-	-	-	-	-	(28.876)	(26.021)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 25)	-	-	-	-	-	-	(1.690)	(1.403)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel (c)	38	52	-	-	316	305	-	-
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	349	340	-	-	(16.347)	(13.519)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 25)	-	-	866.103	769.865	-	-	-	-
Lactec (m)	-	-	1.762	1.743	-	-	(15.912)	(12.911)

- 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.

Do saldo em 31.12.2017, o valor de R\$ 115.890, contabilizado na Controladora, foi liquidado, conforme descrito na NE nº 15.1.1. Do saldo remanescente, contabilizado na Copel DIS, R\$ 43.384 foram liquidados em 23.03.2018.

- 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 31.12.2017 (R\$ 1.749, em 31.12.2016).
- 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 ampicidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.
- e)** O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. – BNDESPAR, que tem influência significativa sobre a Copel (NE nº 31.1).
- f)** O BNDES e a BNDESPAR adquiriram o total das debêntures emitidas pelas controladas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel (NE nº 24).
- g)** Saneamento básico prestado pela Sanepar.
- h)** Encargos de uso do Sistema de Transmissão e receita proveniente de contratos de operação e manutenção e de prestação de serviço de engenharia com a Copel GeT.
- i)** A Copel DIS mantém com as empresas Costa Oeste Transmissora de Energia e Caiuá Transmissora de Energia Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT, com vencimento até a extinção da concessão da distribuidora ou da transmissora, o que ocorrer primeiro.
- j)** A Copel DIS mantém Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - Cust com o ONS e com as concessionárias de transmissão de energia, o qual tem por objeto a contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão - Must. A contratação é de caráter permanente e é regulamentada pela Resolução Normativa Aneel nº 666/2015. Os montantes são definidos para os quatro anos subsequentes, com revisões anuais.
- k)** Contrato de compra e venda de energia, realizado entre a Dona Francisca Energética e a Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.
- l)** Contrato de compartilhamento de postes, realizado entre a Sercomtel S.A. Telecomunicações e a Copel DIS, com vencimento em 28.12.2018.

- m) O Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec é uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público - Oscip, na qual a Copel é uma associada. O Lactec mantém contratos de prestação de serviços e de pesquisa e desenvolvimento com a Copel GeT e com a Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel. Os saldos do ativo referem-se a P&D e PEE, contabilizados no Circulante, na conta Serviços em curso, na qual devem permanecer até a conclusão do projeto, conforme determinação da Aneel.
- 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\$ 3.645 e efetuados pela Copel Energia, no total de R\$ 49.584.

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 31.12.2017	% participação	Valor aval/fiança
(1) Caiuá Transmissora	Financiamento	23.12.2013	15.02.2029	84.600	71.508	49,0	35.039
(2) Guaraciaba Transmissora	Financiamento	28.09.2016	15.01.2031	440.000	421.433	49,0	206.502
(3) Integração Maranhense	Financiamento	30.12.2013	15.02.2029	142.150	116.995	49,0	57.328
(4) Mata de Santa Genebra	Financiamento	30.11.2017	15.07.2033	1.018.500	703.897	50,1	352.652
(5) Matrinchã Transmissora	Financiamento	27.12.2013	15.05.2029	691.440	567.796	49,0	278.220
(6) Matrinchã Transmissora	Debêntures	15.05.2016	15.06.2029	180.000	193.088	49,0	94.613
(7) Paranaíba Transmissora	Financiamento	21.10.2015	15.10.2030	606.241	582.452	24,5	142.701
(8) Paranaíba Transmissora	Debêntures	15.01.2017	15.03.2028	120.000	109.644	24,5	26.863
(9) Voltalia São Miguel do Gostoso Part. S.A. (a)	Debêntures	15.01.2016	15.12.2028	57.000	53.328	49,0	26.131
(10) Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	53.975	49,0	26.448
(11) Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	70.000	53.969	49,0	26.445
(12) Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	50.605	49,0	24.796
(13) Usina de Energia Eólica São João S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	68.000	51.425	49,0	25.198
(14) Cantareira Transmissora de Energia	Financiamento	28.12.2016	15.09.2032	426.834	439.192	49,0	215.204
							1.538.140

(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 Investimentos e/ou Capital de Giro.

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)

Garantias da Operação:

Penhor de ações da Copel Geração e Transmissão proporcional à participação nos empreendimentos.

Seguro Garantia de Fiel Cumprimento Empresa	Término da vigência	Importância segurada	% aval Copel GeT	Valor do aval
Matrinchã 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	31.12.2017
Contratos de compra e transporte de energia	118.588.046
Aquisição de ativo imobilizado	
Construção de linhas de transmissão e subestações	292.601
Construção da usina UHE Colíder	42.653
Construção da usina UHE Baixo Iguaçu	193.156
Construção das usinas do empreendimento eólico Cutia	701.191
Obras de telecomunicações	131.557
Aquisição de ativo intangível	161.337
Obrigações de compra de gás	54.670

39 Seguros

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

Consolidado Apólice	Término da vigência	Importância segurada
Riscos Nomeados	24.08.2018	2.172.442
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	23.11.2018	799.290
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	31.05.2018	725.286
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	11.05.2018	291.396
Multirriscos - Elejor	11.03.2019	197.800
Seguro D&O (a)	28.03.2019	82.700
Seguro Aeronáutico (casco e responsabilidade civil) (a)	30.01.2019	80.197

(a) Os valores das importâncias seguradas de Riscos Operacionais - UEG Araucária, do Seguro Aeronáutico e do Seguro D&O foram convertidos de dólar para real com a taxa do dia 31.12.2017, de R\$ 3,3080.

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

O saldo da rubrica de outros investimentos temporários apresentou expressivo aumento em sua movimentação em função de transferência proveniente da rubrica de investimentos - empreendimentos controlados em conjunto. Tal acréscimo foi decorrente da reclassificação contábil das ações ordinárias da Sanepar, cuja titularidade pertencia à Copel Energia, as quais foram avaliadas em R\$ 73.361, de acordo com a NE nº 18.4.

Conforme a NE nº 19.2, as adições ocorridas no imobilizado atingiram R\$ 1.318.336. Deste valor, R\$ 123.268 correspondem ao conjunto de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do exercício. Também integra o citado montante de adições a parcela de R\$ 14.122, correspondente aos aumentos de capital social integralizados através de projetos, nas sociedades de propósito específico controladas pela empresa Cutia Empreendimentos Eólicos S.A.

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\$ 778.386. Deste montante, R\$ 30.312 equivalem à parcela de compras a prazo e ainda não quitadas até o final do exercício.

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

41 Eventos subsequentes

41.1 Cantareira Transmissora de Energia S.A.

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

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

41.2 Debêntures

Em 19.01.2018, a Copel efetuou a 7ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, de espécie quirografária, em série única, para distribuição pública, nos termos da Instrução CVM nº 476/2009, no montante total de R\$ 600.000. Foram emitidas 600.000 debêntures, com valor nominal unitário de R\$ 1, com prazo de vencimento de três anos contados da data de emissão e amortização, em duas parcelas anuais - em 15.01.2020 e 15.01.2021. As debêntures serão remuneradas com juros correspondentes à variação acumulada de 119,0%, das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros - DI. Os recursos captados serão destinados ao reforço da estrutura de capital da emissora.

41.3 Avais concedidos a partes relacionadas

A Copel concedeu aval para a emissão de debêntures do empreendimento controlado em conjunto Cantareira Transmissora de Energia, ocorrida em 09.01.2018. Foram emitidas 100.000 debêntures não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 1, no montante total de R\$ 100.000, com vencimento final em 15.08.2032, amortização e juros em 28 parcelas semestrais, a partir de 15.02.2019. As debêntures serão remuneradas com juros semestrais correspondentes à variação do IPCA, acrescidos de sobretaxa de 6,9094% a.a. Os recursos captados serão destinados à implantação do empreendimento.

41.4 UEG Araucária - Celebração de contrato de gás

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

41.5 Revisão de garantia física

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

Empreendimentos	Potência Instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Propriedade	Potência instalada (MW médios proporcionais)	Garantia física (MW médios proporcionais) até 31.12.2017	Garantia física (MW médios proporcionais) a partir de 2018
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	1240,0	605,6	100%	1240,0	605,0	605,6
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1260,0	578,5	100%	1260,0	603,0	578,5
UHE Gov. Bento Munhos da Rocha Netto (Foz do Areia)	1676,0	603,0	100%	1676,0	576,0	603,3
UHE Dona Francisca	125,0	76,0	23%	28,8	18,0	17,5
UHE Santa Clara e UHE Fundão	240,3	133,0	70%	168,2	94,8	93,1
Efeito líquido						1,2

41.6 Reconhecimento de crédito tributário

Em 14.02.2018, a RFB 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.

41.7 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.