

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e de 2015
em milhares de reais

1 Contexto Operacional

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

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

1.1 Participações societárias da Copel

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

1.1.1 Controladas

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

(a) Fase pré-operacional.

1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

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

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

(b) Fase pré-operacional.

1.1.3 Coligadas

Coligada	Sede	Atividade principal	Participação %
			Copel
Dona Francisca Energética S.A.	Agudo/RS	Geração de energia elétrica	23,0303
Foz do Chopim Energética Ltda.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	35,77
Carbocampel S.A.	Figueira/PR	Exploração de carvão	49,0
Dois Saltos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica Ltda. (a)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	30,0
Copel Amec S/C Ltda. - em liquidação	Curitiba/PR	Serviços	48,0
Sercomtel S.A. Telecomunicações (b)	Londrina/PR	Telecomunicações	45,0

(a) Fase pré-operacional.

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

1.1.4 Operações em conjunto (consórcios)

Empreendimento	Participação % Copel GeT	Demais consorciados
Usina Hidrelétrica Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	51,0	Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (49,0%)
Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu (NE nº 19.7.1) (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	Contrato de concessão de distribuição de gás	51	06.07.2024
Dois Saltos (a)	Autorização - Resolução nº 5204/2015	30	22.04.2045
Paraná Gás (b)	PART-T-300_R12 Nº 4861-.0000.99/2014-00 - ANP	30	15.05.2045
Usina de Energia Eólica São João S.A. (c)	Portaria MME nº 173 /2012 - EOL São João	49	25.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (c)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas	49	08.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (c)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	15.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (c)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	17.04.2047

(a) Empreendimento em construção.

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

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

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

Copel GeT	Participação %	Vencimento	
CONCESSÕES ONEROSAS PELO DIREITO DE USO DO BEM PÚBLICO - UBP			
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 - UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	51	02.07.2042	
Contrato de Concessão nº 001/2011 - UHE Colíder (a)	100	16.01.2046	
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II	100	27.02.2046	
Contrato de Concessão nº 002/2012 - UHE Baixo Iguaçu (a)	30	14.09.2049	
Contrato de Concessão nº 007/2013			
UHE Apucarantina	100	12.10.2025	
UHE Chaminé	100	16.08.2026	
UHE Derivação do Rio Jordão	100	15.11.2029	
UHE Cavernoso	100	07.01.2031	
CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO			
Contrato de Concessão nº 045/1999			
UTE Figueira	100	26.03.2019	
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	100	17.09.2023	
UHE São Jorge	100	03.12.2024	
UHE Guaricana	100	16.08.2026	
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	100	15.11.2029	
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	100	04.05.2030	
Autorização - Resolução nº 278/1999 - EOL Palmas	100	28.09.2029	
Despacho nº 182/2002 - 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.

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

Copel Geração e Transmissão		Participação %	Vencimento
Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE			
Contrato nº 060/2001 (prorrogado pelo 3º Termo Aditivo) - Instalações de transmissão - diversos empreendimentos		100	31.12.2042
Contrato nº 075/2001 - LT Bateias - Jaguariaíva		100	16.08.2031
Contrato nº 006/2008 - LT Bateias - Pilarzinho		100	16.03.2038
Contrato nº 027/2009 - LT Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste		100	18.11.2039
Contrato nº 010/2010 - LT Araraquara 2 - Taubaté (a)		100	05.10.2040
Contrato nº 015/2010 - SE Cerquilha III		100	05.10.2040
Contrato nº 022/2012 - LT - Foz do Chopim - Salto Osorio C2; LT 230 kV Londrina - Figueira		100	26.08.2042
Contrato nº 002/2013 - LT - Assis - Paraguaçu Paulista II; SE 230/88 kV Paraguaçu Paulista II		100	24.02.2043
Contrato nº 005/2014 - LT - Bateias - Curitiba Norte; SE 230/20138 kV Curitiba Norte		100	28.01.2044
Contrato nº 021/2014 - LT Foz do Chopim - Realeza (a); SE Realeza 230/20138 kV - Pátio novo em 230 kV (a)		100	04.09.2044
Contrato nº 022/2014 - LT Assis - Londrina (a)		100	04.09.2044
Contrato nº 006/2016 - LT 525kV Curitiba Leste - Blumenau C1 (a)		100	06.04.2046
LT 230 kV Uberaba - Curitiba Centro C1 e C2 (Subterrânea) (a)			
SE 230/138 kV Curitiba Centro (SF6) - 230/138 kV - 2 x ATF 150 MVA (a)			
SE 230/138 kV Medianeira (pátio novo 230 kV) - 2 x 150 MVA (a)			
LT 230 kV Baixo Iguaçu - Realeza (a)			
SE 230/138 kV Andará Leste - 2 x ATR 150 MVA (a)			
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
Costa Oeste Transmissora	Contrato nº 001/2012 - LT Cascavel Oeste - Umuarama; SE Umuarama 230/20138 kV	51	11.01.2042
Transmissora Sul Brasileira	Contrato nº 004/2012 - LT Nova Santa Rita - Camaquã 3; LT 230 kV Camaquã 3 - Quinta; LT 525 kV Salto Santiago - Itá; LT 525 kV Itá - Nova Santa Rita; SE Camaquã 3 230/69/2013,8 kV	20	09.05.2042
Caiuá Transmissora	Contrato nº 007/2012 - LT Umuarama - Guaira; LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte; SE Santa Quitéria 230/69-13,8 kV; SE Cascavel Norte 230/20138-13,8 kV	49	09.05.2042
Marumbi Transmissora	Contrato nº 008/2012 - LT Curitiba - Curitiba Leste; SE Curitiba Leste 525/230 kV	80	09.05.2042
Integração Maranhense	Contrato nº 011/2012 - LT Açailândia - Miranda II	49	09.05.2042
Matrinchã Transmissora	Contrato nº 012/2012 - LT Paranaita - Ribeirãozinho; LT 500 kV Paranaita - Cláudia; SE Cláudia 500 kV; LT 500 kV Cláudia - Paranatinga; SE Paranatinga 500 kV; LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho	49	09.05.2042
Guaraciaba Transmissora	Contrato nº 013/2012 - LT Ribeirãozinho - Marimbondo II; LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte; LT 500 kV 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 (a); 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.

A emissão das demonstrações financeiras individuais e consolidadas foi autorizada pela Diretoria em 20.03.2017.

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 4.3 - Base de consolidação;
- NE nº 4.4 - Instrumentos financeiros; e
- NE nº 4.13 - Arrendamentos.

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 4.4.8 e 9 - Ativos e passivos financeiros setoriais;
- NEs nºs 4.6 e 19 - Imobilizado;
- NEs nºs 4.7 e 20 - Intangível;
- NEs nºs 4.8 e 19.9 - Redução ao valor recuperável de ativos;
- NEs nºs 4.9 e 30 - Provisões para litígios e passivos contingentes;
- NE nº 4.10.1 - Receita não faturada;
- NE nº 4.10.2 - Receita de juros;
- NE 4.12 - 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;
- 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, individualmente ou coletivamente, podem 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 caixa operacional, inclusive com capacidade financeira para quitação de compromissos assumidos junto às 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

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

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

Conforme as orientações do CPC 23/IAS 8 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a Companhia e sua controlada alteraram sua política contábil anteriormente adotada por uma política contábil que melhor reflete o desempenho dos seus negócios (pelos argumentos acima mencionados) e, portanto, procederam às reclassificações de forma retrospectiva em suas demonstrações do resultado e do valor adicionado.

As reclassificações efetuadas não alteram o total dos ativos, o patrimônio líquido e o lucro líquido do exercício atual e comparativo, nem a Demonstração do Fluxo de Caixa atual e comparativa.

As demonstrações do resultado e do valor adicionado, para fins de comparabilidade, estão apresentadas a seguir:

31.12.2015	Consolidado		
	Apresentado	Reclassificação	Reapresentado
Demonstração de Resultado			
Receita Operacional Líquida	14.728.131	217.713	14.945.844
Lucro Operacional Bruto	2.928.815	217.713	3.146.528
Lucro antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	1.908.738	217.713	2.126.451
Resultado Financeiro	(110.958)	(217.713)	(328.671)
Receitas financeiras	987.340	(217.713)	769.627
Demonstração do Valor Adicionado			
Receitas	24.657.340	217.713	24.875.053
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	217.713	217.713
Valor Adicionado Bruto	13.962.040	217.713	14.179.753
Valor Adicionado Líquido	13.285.568	217.713	13.503.281
(+) Valor Adicionado Transferido	1.170.879	(217.713)	953.166
Receitas financeiras	987.340	(217.713)	769.627

4.2 Ajustes de períodos anteriores

No quarto trimestre de 2016, a Companhia reconheceu ajustes de períodos anteriores nas contas de depósitos judiciais, provisão para litígios, outras obrigações fiscais não circulantes, contas a receber relativas ao programa Luz Fraterna e de arrendamentos e aluguéis. O impacto desses ajustes representa um aumento na rubrica de outras despesas operacionais no montante de R\$ 30.679, um aumento na receita financeira de R\$ 77.478 e um aumento na despesa financeira de R\$ 56.315. Adicionalmente, esses ajustes reduziram o lucro operacional e o lucro líquido do exercício em R\$ 9.516 e R\$ 6.281, respectivamente. Baseado em nossa avaliação, concluímos que o efeito desses ajustes é imaterial para as demonstrações financeiras consolidadas previamente emitidas para todos os exercícios e trimestres afetados e que o impacto do reconhecimento dos ajustes no quarto trimestre do exercício corrente tampouco é material para o lucro líquido do exercício.

4.3 Base de consolidação

4.3.1 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.

4.3.2 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 a entidade e tem a habilidade de afetar esses retornos exercendo seu poder sobre a entidade.

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.

4.3.3 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 isto resulte em que as participações de acionistas não-controladores tenham saldo deficitário.

4.3.4 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.

4.3.5 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 quota-parte de ativos, passivos e resultado, na empresa que detém a participação.

4.4 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

4.4.1 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 gerenciamento de risco. Após o reconhecimento inicial, os custos de transação e os juros atribuíveis, quando incorridos, são reconhecidos no resultado.

4.4.2 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.

4.4.3 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.

4.4.4 Instrumentos financeiros mantidos até o vencimento

Os instrumentos financeiros são classificados nesta 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, deduzido de eventuais reduções em seu valor recuperável.

Passivos financeiros e instrumentos de patrimônio

4.4.5 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 líquidos reconhecidos no resultado incorporam os juros pagos pelo passivo financeiro.

4.4.6 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 um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

4.4.7 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

4.4.8 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.

Considerando o previsto no OCPC 08, item 12, os efeitos do aditamento dos contratos de concessão e permissão não caracterizam mudança de política contábil, mas sim de uma nova situação, consequentemente, a sua aplicação foi prospectiva ao evento e o reconhecimento inicial adotado baseou-se na composição dos valores dos ativos e passivos financeiros setoriais levantados até a data da assinatura do aditivo do contrato de concessão, assinado em 10.12.2014 pela Copel Distribuição. Portanto, o seu reconhecimento inicial foi registrado como um componente da receita líquida.

Seguindo orientação da Aneel, a empresa contabiliza as variações dos ativos e passivos financeiros setoriais, quando existe uma expectativa provável de que a receita futura, equivalente aos custos incorridos, será 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.

4.4.9 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 e estão 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 - ONS. No vencimento da concessão, se houver saldo remanescente ainda não recebido relacionado à construção da infraestrutura, esse será recebido diretamente do Poder Concedente por ser um 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 possuem um mercado ativo, apresentam fluxos de caixa fixos e determináveis, e portanto, são classificados como “empréstimos e recebíveis”, e são inicialmente estimados com base nos respectivos valores justos e posteriormente mensurados pelo custo amortizado calculado pelo método da taxa de juros efetiva.

Especificamente 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 e 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 indenizar a Copel DIS pelos investimentos efetuados em infraestrutura e que não foram recuperados, por meio da tarifa, por possuírem vida útil superior ao prazo 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 possuírem 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, cuja metodologia utilizada é o 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 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, onde 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.

Como ativo financeiro é reconhecida a parcela 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 possuírem as características necessárias para serem classificados nas demais categorias de ativos financeiros, são classificados como “disponíveis para venda”.

4.4.10 Contas a receber vinculadas à indenização da concessão

Proveniente 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 a 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.

4.4.11 Contas a pagar vinculadas à concessão

Referem-se aos valores estabelecidos no contrato de concessão relacionados ao direito de exploração do potencial 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.

4.5 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.

4.6 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, as quais são revisadas anualmente e ajustadas, caso necessário.

Os custos diretamente atribuídos às obras, bem como os juros e encargos financeiros referentes 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.

4.7 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.

4.7.1 Concessão onerosa de geração de energia elétrica

Corresponde a aquisição de um direito de exploração do potencial 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.

4.7.2 Repactuação do risco hidrológico - 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 MRE (*Generation Scaling Factor* - GSF) subtraído do custo total do prêmio de risco à 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.

4.7.3 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, o ICPC 01 (R1) e o 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.

4.7.4 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 definido com base na avaliação da vida útil estimada de cada ativo, considerando o padrão de benefício econômico gerado pelos ativos intangíveis.

4.7.5 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.

4.7.6 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 baixa de um ativo intangível, mensurados como a diferença entre as receitas líquidas da alienação e o valor contábil do ativo, são reconhecidos no resultado quando o ativo é baixado.

4.8 Redução ao valor recuperável de ativos

Os ativos são avaliados anualmente para identificar evidências de desvalorização.

4.8.1 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 uma evidência objetiva indica que um 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 uma 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.

Uma 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 uma conta redutora de recebíveis.

4.8.2 Ativos não financeiros

Os ativos em formação proveniente da concessão onerosa e direitos de concessão e/ou autorização de geração de energia elétrica, classificados como ativos intangíveis, são testados anualmente 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 uma possível reversão na data de apresentação das demonstrações financeiras, em caso de reversão de perda de exercícios anteriores a mesma é reconhecida no resultado do exercício corrente.

4.9 Provisões

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

4.10 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 em respeito 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.

4.10.1 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.

4.10.2 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 estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial desse ativo.

4.11 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, através de obras realizadas em curto prazo de tempo, 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 referente aos exercícios de 2016 e de 2015 é de 1,65%, e deriva de metodologia de cálculo que considera o risco do negócio.

4.12 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 essa entidade ou, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente, por estimativa preparada pela Administração das controladas.

4.13 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.

4.14 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 uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

4.15 Novas normas que ainda não entraram em vigor

Diversas novas normas e emendas às normas e interpretações IFRS foram emitidas pelo IASB e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31.12.2016. 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:

4.15.1 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 requerimentos 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; e (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) mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

Com relação aos passivos financeiros, a principal alteração relacionada aos requerimentos já estabelecidos pelo IAS 39/CPC 38 requer 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 uma incompatibilidade na demonstração do resultado.

Em relação ao *impairment* de ativos financeiros, a IFRS 9 requer o modelo de expectativa de perda no crédito, ao contrário do modelo de perda efetiva do crédito mencionada no IAS 39/CPC 38. O modelo de expectativa de perda no crédito requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em créditos e modificações nessas expectativas a cada data de reporte para refletir as mudanças no risco de crédito desde o reconhecimento inicial. Em outras palavras, não é mais necessário que o evento ocorra antes para que seja reconhecida a perda no crédito.

No que tange as modificações relacionadas a contabilização de hedge, a IFRS 9 mantém os três tipos de mecanismo de contabilização de hedge previstos na IAS 39. Por outro lado, esta nova norma traz maior flexibilidade no que tange os tipos de transações elegíveis à contabilização de hedge, mais especificamente a 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”. Ainda, a avaliação retroativa da efetividade do hedge não é mais necessária e ocorreu a introdução de exigências adicionais de divulgação relacionadas às atividades de gestão de riscos de uma entidade.

As controladas da Companhia possuem ativos relevantes classificados como “disponíveis para venda”, de acordo com os requerimentos atuais do IAS 39/CPC 38. Estes ativos representam o direito à indenização ao final do prazo de concessão das controladas. A designação destes instrumentos como “disponíveis para venda” ocorre em função da não classificação nas outras três categorias descritas no IAS 39/CPC 38 (empréstimos e recebíveis, valor justo contra o resultado e mantidos até o vencimento). A opinião preliminar da Administração é que, caso estes ativos sejam classificados como mensurados ao valor justo contra resultado de acordo com a nova norma, os efeitos da mensuração subsequente deste ativo seria registrado no resultado do exercício. Assim, não haverá impactos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Adicionalmente, como a Companhia e suas controladas não aplicam a contabilização de hedge, a Administração concluiu que não haverá impacto relevante nas informações divulgadas ou valores registrados em suas demonstrações financeiras consolidadas no que tange às alterações da norma sobre este tópico. Com relação às mudanças ao cálculo de *impairment* de instrumentos financeiros, a Companhia está avaliando os eventuais impactos da adoção desta norma.

4.15.2 CPC 47/IFRS 15 - Esclarecimentos ao 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 no IAS 18/CPC 30 (R1) - Receitas, IAS 11/CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e as 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 requerimentos 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 uma determinada operação são efetivamente transferidos ao cliente. Adicionalmente, esta norma estabelecerá um maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes.

A IFRS 15 será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º.01.2018, sendo permitida sua adoção antecipada. A Companhia está avaliando os potenciais impactos da adoção deste novo pronunciamento, e preliminarmente, avalia que tendem a não ser relevantes em suas demonstrações financeiras consolidadas.

4.15.3 IFRS 16 - Arrendamentos

Emitida em 13.01.2016, estabelece, na visão do arrendatário, nova forma de registro contábil os 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 requerimentos do 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.

4.15.4 Alterações ao IAS 12 / CPC 32 - Reconhecimento de ativos fiscais diferidos sobre perdas não realizadas

Emitidas em 19.01.2016, as alterações ao IAS 12 esclarecem as exigências de reconhecimento de ativos fiscais diferidos por perdas não realizadas em instrumentos de dívida e o método de avaliação da existência de lucros tributáveis futuros prováveis para a realização das diferenças temporárias dedutíveis, para endereçar a diversidade na prática.

As alterações ao IAS 12 serão aplicáveis para períodos anuais iniciados em ou após 1º.01.2017, sendo permitida sua adoção antecipada. A Companhia avalia que a aplicação das alterações ao IAS 12 tende a não causar impactos relevantes em suas demonstrações financeiras consolidadas.

4.15.5 Alterações ao IAS 7 / CPC 03 - Iniciativa de divulgação

Emitidas em 29.01.2016, as alterações ao IAS 7 da Iniciativa de Divulgação têm como objetivo que as entidades forneçam divulgações que permitam aos usuários das demonstrações financeiras avaliar as alterações nas responsabilidades decorrentes das atividades de financiamento.

Para tanto, o IASB exige que sejam divulgadas as seguintes variações nos passivos decorrentes de atividades de financiamento: (i) alterações de fluxos de caixa de atividades de financiamento; (ii) variações decorrentes da obtenção ou perda do controle de subsidiárias ou de outros negócios; (iii) efeito de variações cambiais; (iv) variações de valores justos; e (v) outras variações.

O IASB define passivos decorrentes de atividades de financiamento como passivos "para os quais os fluxos de caixa foram ou serão classificados nas Demonstrações dos Fluxos de Caixa como fluxos de caixa das atividades de financiamento". Salaria também que as novas exigências de divulgação referem-se similarmente às alterações nos ativos financeiros, caso estes atendam à mesma definição. Por último, as alterações indicam que as variações dos passivos decorrentes de atividades de financiamento devem ser divulgadas separadamente das alterações de outros ativos e passivos.

As alterações ao IAS 7 serão aplicáveis para períodos anuais iniciados em ou após 1º.01.2017, sendo permitida sua adoção antecipada. Uma vez que as alterações foram divulgadas em um intervalo de tempo menor que um ano antes do período obrigatório de adoção, as entidades ficam desobrigadas de publicação de informações comparativas na adoção inicial das alterações. A Companhia avalia que a aplicação das alterações ao IAS 7 implicará em alterações na abertura de classificação de valores das demonstrações de fluxo de caixa da companhia para os períodos futuros, sem outros impactos relevantes em suas demonstrações financeiras consolidadas.

4.15.6 IFRIC 22 - Transações e adiantamentos em moeda estrangeira

Emitida em 08.12.2016, o 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.

O IFRIC 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 do IFRIC e que não há antecipações de pagamentos nas operações com Itaipu, a Companhia avalia que o IFRIC 22 não causará impactos relevantes em suas demonstrações financeiras consolidadas.

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

Emitidas em 08.12.2016, as alterações ao 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 está avaliando os eventuais impactos destas alterações em suas demonstrações financeiras consolidadas.

4.15.8 Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRSs 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 do IFRS: exclui da norma algumas exceções existentes para aplicação no período de transição das entidades recém-adoptantes ao 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 o IFRS 5; e
- iii) alterações ao 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 um efeito relevante sobre as divulgações e montantes reconhecidos suas demonstrações financeiras consolidadas.

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Caixa e bancos conta movimento	2.452	126	173.020	167.724
Aplicações financeiras de liquidez imediata	43.644	25.527	809.053	1.313.003
	46.096	25.653	982.073	1.480.727

Compreendem numerários em espécie, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, que possam ser resgatadas no prazo de 90 dias da data de contratação em caixa. 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 101% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6 Títulos e Valores Mobiliários

Categoria	Indexador	Consolidado	
		31.12.2016	31.12.2015
Títulos disponíveis para venda			
Cotas de fundos de investimentos	CDI (a)	94.268	64.473
Operação Compromissada	96,5% a 100% do CDI	56.512	48.085
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	96,0% a 101% do CDI	50.811	45.996
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	Selic (b)	1.475	2.623
		203.066	161.177
Títulos para negociação			
Fundo Multimercado	110% do CDI	111.817	111.760
Cotas de fundos de investimentos	100% a 110% do CDI	62.608	100.282
Operação Compromissada	Pré-Fixada	58.930	88.594
Letras Financeiras	110% do CDI	51.384	26.025
Depósito a Prazo com Garantia Especial do FGC - DPGE	110% do CDI	4.785	4.515
Letras do Tesouro Nacional - LTN	Selic	3.378	2.563
Crédito Imobiliário	110% do CDI	1.390	2.316
Debêntures	110% do CDI	129	157
Tesouraria	-	7	2
		294.428	336.214
		497.494	497.391
Circulante		302.398	406.274
Não circulante		195.096	91.117

(a) Certificado de Depósito Interbancário - CDI

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

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

7 Clientes

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.12.2016	Saldo 31.12.2015
Consumidores					
Residencial	235.473	161.934	49.938	447.345	593.803
Industrial	204.464	39.689	69.810	313.963	386.777
Comercial	187.188	49.902	30.557	267.647	377.310
Rural	41.647	16.874	10.090	68.611	81.772
Poder público	31.940	11.781	20.860	64.581	66.919
Iluminação pública	28.687	103	201	28.991	40.599
Serviço público	30.721	1.535	2.135	34.391	42.985
Receita de fornecimento não faturada	377.498	-	-	377.498	648.455
Parcelamento de débitos (7.1)	137.348	20.301	35.777	193.426	130.589
Subsídio baixa renda - Eletrobras	12.128	-	-	12.128	12.351
Outros créditos	38.289	28.122	92.640	159.051	141.481
	1.325.383	330.241	312.008	1.967.632	2.523.041
Concessionárias e permissionárias					
Suprimento de energia elétrica					
Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR	105.303	1.128	10.085	116.516	147.809
Contratos bilaterais	100.835	917	818	102.570	94.961
CCEE (7.2)	151.022	3.466	200.174	354.662	434.523
Receita de suprimento não faturada	28.873	-	-	28.873	49.431
Regime de cotas e Ressarcimento de geradores	13.417	426	3.572	17.415	4.158
	399.450	5.937	214.649	620.036	730.882
Encargos de uso da rede elétrica	94.053	3.327	7.451	104.831	83.171
Telecomunicações	19.046	25.954	36.374	81.374	49.766
Distribuição de gás	49.018	18.374	2.542	69.934	60.715
PECLD (7.3)	(2.019)	(3.034)	(350.613)	(355.666)	(339.686)
	1.884.931	380.799	222.411	2.488.141	3.107.889
Circulante				2.217.355	3.032.827
Não circulante				270.786	75.062

7.1 Parcelamento de débitos

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

7.2 CCEE

Do saldo apresentado, o montante mais significativo é o valor de R\$ 203.415 a receber pela Copel GeT. Desse total, os montantes de R\$ 4.361, R\$ 15.484 e R\$ 2.010 foram recebidos em 06.01.2017, 07.02.2017 e 10.03.2017, respectivamente, sendo que o saldo remanescente de R\$ 181.560 é proveniente da venda de energia a ser reprocessada pela CCEE do período de janeiro a maio de 2015 em decorrência do pedido pela exclusão de responsabilidade na entrega de energia para cumprir os contratos de comercialização da Usina Hidrelétrica de Colíder (NE nº 19.6), sendo que da parcela controversa há constituição de PECLD. Em 14.03.2017 a Aneel negou o pleito da Companhia de reconsideração do Despacho Aneel nº 1.580, de 14.06.2016, que havia mantido inalterado o cronograma de implantação e os cronogramas de suprimento de energia associados à usina.

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

7.3 Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa

As perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa - PECLD é reconhecida 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.01.2015	Adições	Perdas	Saldo em 31.12.2015	Adições	Perdas	Saldo em 31.12.2016
Consumidores							
Residencial	59.518	64.976	(20.327)	104.167	69.041	(106.706)	66.502
Industrial (7.3.1)	35.957	11.265	(5.046)	42.176	45.552	(21.165)	66.563
Comercial (7.3.1)	39.835	14.242	(5.692)	48.385	49.664	(30.974)	67.075
Rural	1.273	1.382	(828)	1.827	4.106	(2.803)	3.130
Poder público	9.155	1.496	-	10.651	2.424	(94)	12.981
Iluminação pública	81	-	-	81	23	-	104
Serviço público	260	347	-	607	504	-	1.111
	146.079	93.708	(31.893)	207.894	171.314	(161.742)	217.466
Concessionárias e permissionárias							
CCEE (7.3.2)	-	119.665	-	119.665	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	9.089	1.052	-	10.141	3.266	(330)	13.077
	9.089	120.717	-	129.806	3.266	(330)	132.742
Telecomunicações	3.043	987	(3.839)	191	2.598	(2.255)	534
Distribuição de gás	1.310	549	(64)	1.795	3.209	(80)	4.924
	159.521	215.961	(35.796)	339.686	180.387	(164.407)	355.666

7.3.1 PECLD de Consumidores

Em 2016 houve reconhecimento de perdas estimadas relativas à empresas em processo de recuperação judicial, nas classes Comercial e Industrial, no montante de R\$ 45.858.

7.3.2 CCEE

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

8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná

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

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

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

As amortizações são garantidas com recursos oriundos de dividendos.

8.1 Mutação do CRC

Controladora e consolidado	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2015	94.579	1.249.529	1.344.108
Juros	84.010	-	84.010
Variação monetária	5.400	128.312	133.712
Transferências	106.262	(106.262)	-
Recebimentos	(178.588)	-	(178.588)
Em 31.12.2015	111.663	1.271.579	1.383.242
Juros	43.917	49.042	92.959
Variação monetária	1.555	94.404	95.959
Transferências	(107.710)	107.710	-
Recebimentos	(49.425)	-	(49.425)
Em 31.12.2016	-	1.522.735	1.522.735

8.2 Vencimento das parcelas de longo prazo

Controladora e consolidado	31.12.2016
2018	167.812
2019	178.972
2020	190.874
2021	203.569
2022	217.107
Após 2022	564.401
	1.522.735

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, e 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 à 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 no 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 31.12.2016 é composto pelo ciclo anterior (reajuste tarifário 2016), em amortização, que representa o saldo homologado pela Aneel já contemplado na tarifa e pelo ciclo em constituição (reajuste tarifário 2017 e revisão tarifária periódica 2021), que serão homologadas pela Aneel nos próximos eventos tarifários.

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

Consolidado	31.12.2016		31.12.2015	
	Passivo		Ativo	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2015				
Parcela A				
Rede básica	-	-	69.781	-
ESS	-	-	(200.644)	-
CDE	-	-	171.008	-
Proinfa	-	-	(1.185)	-
CVA Energ	-	-	365.276	-
Transporte de energia comprada de Itaipu	-	-	2.859	-
Outros componentes financeiros				
Diferimento IRT 2013	-	-	143.624	-
Diferimento IRT 2014	-	-	324.003	-
Revisão tarifária extraordinária	-	-	(179.763)	-
Sobrecontratação	-	-	78.778	-
Neutralidade	-	-	(7.888)	-
Exposição financeira	-	-	9.922	-
Garantias	-	-	84	-
	-	-	775.855	-
Ativos/Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2016				
Parcela A				
Rede básica	(67)	-	3.615	3.615
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	354.651	-	349.704	349.704
ESS	(65.712)	-	(69.255)	(69.255)
CDE	146.005	-	231.052	231.052
Proinfa	15.179	-	(40)	(40)
CVA Energ	(318.905)	-	(190.070)	(190.071)
Transporte de energia comprada de Itaipu	3.759	-	2.432	2.432
Outros componentes financeiros				
Sobrecontratação	(4.794)	-	20.999	20.999
Revisão tarifária extraordinária	(257.353)	-	(264.423)	(264.423)
Neutralidade	40.564	-	36.266	36.266
Exposição financeira	(16.250)	-	4.396	4.396
Liminares CDE	-	-	10.228	10.228
Outros	149	-	-	-
	(102.774)	-	134.904	134.903
Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2017				
Parcela A				
Rede básica	4.239	4.239	-	-
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	34.717	34.717	-	-
ESS	(103.853)	(103.853)	-	-
CDE	(37.697)	(37.697)	-	-
Proinfa	1.057	1.057	-	-
CVA Energ	(108.610)	(108.610)	-	-
Transporte de energia comprada de Itaipu	1.972	1.972	-	-
Outros componentes financeiros				
Sobrecontratação	80.482	80.482	-	-
Neutralidade	75.206	75.206	-	-
	(52.487)	(52.487)	-	-
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2021				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	(71.244)	-	-
	-	(71.244)	-	-
	(155.261)	(123.731)	910.759	134.903

9.2 Mutação dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

	Saldo em	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em
	1º.01.2016	Constituição	Amortização	Atualização		
Parcela A						
Rede básica	77.011	(271)	(74.168)	5.839	-	8.411
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu (9.2.1)	699.408	61.905	(409.894)	72.666	-	424.085
ESS (9.2.2)	(339.154)	(124.737)	292.804	(32.157)	(70.174)	(273.418)
CDE (9.2.3)	633.112	(249.476)	(350.600)	37.575	-	70.611
Proinfa	(1.265)	32.382	(16.271)	2.447	-	17.293
CVA Energ (9.2.4)	(14.865)	(255.085)	(37.860)	(39.710)	(188.605)	(536.125)
Transporte de energia comprada de Itaipu	7.723	6.340	(7.388)	1.028	-	7.703
Outros componentes financeiros						
Sobrecontratação (9.2.5)	120.776	115.791	(73.595)	(6.802)	-	156.170
Diferimento reposição tarifária	467.627	-	(467.627)	-	-	-
Revisão tarifária extraordinária	(708.609)	21.541	457.942	(28.227)	-	(257.353)
Neutralidade (9.2.6)	64.644	154.607	(35.958)	7.683	-	190.976
Exposição financeira	18.714	(42.000)	7.643	(607)	-	(16.250)
Devoluções tarifárias (9.2.7)	-	(66.043)	-	(5.201)	-	(71.244)
Liminares CDE (9.2.8)	20.456	(19.808)	-	(648)	-	-
Outros	84	409	(245)	(99)	-	149
	1.045.662	(364.445)	(715.217)	13.787	(258.779)	(278.992)
Circulante	910.759					(155.261)
Não Circulante	134.903					(123.731)

	Saldo em 1º.01.2015	Receita Operacional		Resultado financeiro	Conta ACR	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.12.2015
		Constituição	Amortização	Atualização			
Parcela A							
CCC	4.254	-	(4.254)	-	-	-	-
Rede básica	96.852	57.734	(89.677)	12.102	-	-	77.011
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu (9.2.1)	(108.701)	788.542	(2.610)	22.177	-	-	699.408
ESS (9.2.2)	(370.765)	30.779	300.650	(44.439)	-	(255.379)	(339.154)
CDE (9.2.3)	16.892	756.556	(184.185)	43.849	-	-	633.112
Proinfa	4.604	(2.350)	(3.601)	82	-	-	(1.265)
CVA Energ (9.2.4)	603.474	421.026	(561.430)	66.337	(19.590)	(524.682)	(14.865)
Transporte de energia comprada de Itaipu	2.057	8.398	(3.229)	497	-	-	7.723
Outros componentes financeiros							
Sobrecontratação (9.2.5)	212.537	206.796	(157.979)	34.824	(38.704)	(136.698)	120.776
Diferimento reposição tarifária	599.402	311.212	(467.628)	24.641	-	-	467.627
Revisão tarifária extraordinária	-	(842.087)	179.763	(46.285)	-	-	(708.609)
Neutralidade (9.2.6)	(21.016)	63.603	18.559	3.498	-	-	64.644
Exposição financeira	-	25.174	(9.922)	3.462	-	-	18.714
Liminares CDE (9.2.8)	-	19.808	-	648	-	-	20.456
Outros	1.554	160	(1.638)	8	-	-	84
	1.041.144	1.845.351	(987.181)	121.401	(58.294)	(916.759)	1.045.662
Circulante	609.298						910.759
Não Circulante	431.846						134.903

9.2.1 Energia Elétrica Comprada para Revenda - Itaipu

A potência da Usina Hidrelétrica de 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 2016 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 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.

O ESS foi compensado pelos recursos recebidos da Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT ou Conta Bandeiras.

Em 2016 houve melhora do cenário hidrológico e redução do despacho das usinas termoeletricas, favorecendo a redução desse encargo.

9.2.3 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

O saldo constituído de CDE em 2016 é resultado do valor inferior das quotas 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 quota regulatória prevista na tarifa de energia.

9.2.4 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 a metodologia para os casos de saldos positivos da Conta Bandeiras, onde prevê que o excedente de bandeiras seja alocado na distribuidora, a ser apropriado aos consumidores nos processos tarifários subsequentes, podendo ser compensado nas próximas apurações da Conta Bandeiras, até o próximo reajuste tarifário.

9.2.5 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 referente à exposição ao mercado de curto prazo. O saldo constituído é reflexo da venda das sobras de energia no mercado de curto prazo a um preço de PLD inferior ao mix de cobertura.

9.2.6 Neutralidade

Corresponde à estimativa da parcela recuperável dos encargos setoriais não recebidos pela tarifa vigente (receita faturada), face a retração do consumo verificado no período.

9.2.7 Devoluções tarifárias

A Aneel, através do Despacho nº 245 de 28.01.2016, alinhado 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, referente à ultrapassagem de demanda na rede de transmissão, e das receitas irrecuperáveis, aplicando-se o percentual regulatório associado à classe de consumo industrial. Estes valores, atualizados mensalmente pela taxa Selic, devem ser subtraídos da tarifa na próxima revisão tarifária, gerando efeitos a partir de 2021.

9.2.8 Liminares CDE

A Aneel, através da Resolução Homologatória 1.986/2015, definiu as tarifas para membros da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - Abrace, que em decorrência de decisão judicial obtiveram suspensão do pagamento de parte do encargo da CDE, refletindo na redução da receita, sendo que a parcela desonerada dos associados seria rateada entre os demais consumidores no próximo ciclo tarifário.

A Copel DIS, em atendimento ao Despacho Aneel nº 1.576/2016 de 14.06.2016 que alterou a metodologia para a aplicação das liminares, tendo em vista, inclusive, o aumento dos processos judiciais contestando o encargo, efetuou a glosa no pagamento da CDE e reverteu o componente financeiro.

10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	31.12.2016	31.12.2015
Contratos de concessão de distribuição (10.1)	614.806	424.140
Bonificação de outorga (10.2)	586.706	-
Contratos de concessão de transmissão (10.3)	1.342.055	929.835
Contratos de concessão de transmissão - Laudo RBSE (10.4)	1.186.985	-
Contratos de concessão de gás (10.5)	83.378	13.638
	3.813.930	1.367.613
	Circulante	65.595
	Não circulante	3.748.335
		9.162
		1.358.451

10.1 Contrato de concessão de distribuição

	Não circulante		Total
	Ativo	Obrigações especiais	
Em 1º.01.2015	6.061.481	(2.269.005)	3.792.476
Transferências do intangível em curso	607.440	(95.689)	511.751
Transferências para o intangível - renovação da concessão de distribuição (NE nº 20.1)	(6.635.901)	2.579.546	(4.056.355)
Reconhecimento do valor justo	418.064	(201.039)	217.025
Baixas	(26.944)	(13.813)	(40.757)
Em 31.12.2015	424.140	-	424.140
Transferências do intangível	58.970	-	58.970
Transferências de investimentos	12	-	12
Reconhecimento do valor justo	131.738	-	131.738
Baixas	(54)	-	(54)
Em 31.12.2016	614.806	-	614.806

A Companhia assinou em 09.12.2015 o Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 46/1999, prorrogando a 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 8.461/2015.

O saldo de Contas a Receber Vinculadas à Concessão referente 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 razão da prorrogação da vigência do contrato de concessão, o valor de R\$ 4.056.355, foi reclassificado para o Ativo Intangível em 2015, restando um saldo de R\$ 424.140 ao final do exercício. Em decorrência do resultado positivo da revisão tarifária, foi reconhecido o valor de R\$ 104.239 que, somado à aplicação do IPCA sobre a base blindada, durante 2016, possibilitou o reconhecimento de valor justo de R\$ 131.738. O saldo final, acrescido das novas capitalizações em 2016, é de R\$ 614.806.

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

	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2016	-	-	-
Reconhecimento da bonificação de outorga	-	574.827	574.827
Transferências entre circulante e não circulante	86.173	(86.173)	-
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(84.904)	-	(84.904)
Juros efetivos (NE nº 32.2)	-	96.783	96.783
Em 31.12.2016	1.269	585.437	586.706

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 assinatura do contrato permite a exploração da concessão pelos próximos 30 anos e a energia será toda comercializada no Ambiente de Contratação Regulada - ACR no Sistema de Cota de Garantia Física - CGF ou "regime de cotas" em 2016 e, a partir de 2017, na proporção de 70% da energia no ACR e 30% no ambiente livre - ACL.

O valor da bonificação pela outorga foi reconhecido como um ativo financeiro em função do direito incondicional da Companhia 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

	Circulante	Não circulante		Total
		Ativo	Obrigações especiais	
Em 1º.01.2015	7.430	699.301	(75.710)	631.021
Transferências entre circulante e não circulante	48.118	(48.118)	-	-
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(46.386)	-	-	(46.386)
Transferências do imobilizado	-	1.740	-	1.740
Remuneração	-	110.893	-	110.893
Receita de construção	-	232.567	-	232.567
Em 31.12.2015	9.162	996.383	(75.710)	929.835
Transferências entre circulante e não circulante	55.967	(55.967)	-	-
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(53.851)	-	-	(53.851)
Transferências para o imobilizado	-	(5.066)	-	(5.066)
Transferências para o intangível	-	(150)	-	(150)
Transferência pelo reconhecimento do laudo RBSE (10.4)	-	(61.760)	-	(61.760)
Remuneração	-	100.085	(1.305)	98.780
Reversão de estimativa de perdas	-	29.025	-	29.025
Receita de construção	-	405.242	-	405.242
Em 31.12.2016	11.278	1.407.792	(77.015)	1.342.055

10.4 Remensuração do ativo financeiro RBSE

	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2016	-	-	-
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa dos ativos RBSE (NE nº 32.3)	-	809.639	809.639
Transferência do contas a receber vinculadas a indenização da concessão (NE nº 11)	-	160.217	160.217
Transferências entre circulante e não circulante	53.048	(53.048)	-
Transferências do imobilizado	-	155.369	155.369
Transferência pelo reconhecimento do laudo RBSE (10.3)	-	61.760	61.760
Em 31.12.2016	53.048	1.133.937	1.186.985

A Copel GeT prorrogou o contrato de concessão 060/2001 nos termos da lei nº 12.783/2013.

Dos valores a receber referente a parte dos ativos de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Existente - RBSE e das instalações de conexão e Demais Instalações de Transmissão - RPC, anteriores a maio de 2000, a Copel GeT protocolou, em 31.03.2015 junto à Aneel, o laudo de avaliação desses ativos, no montante de R\$ 882.300 na data base de 31.12.2012, o qual está pendente de homologação.

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

Após a instrução emanada do Poder Concedente anteriormente descrita, a Companhia vem a cada período de reporte remensurando o fluxo de caixa destes ativos com base em sua melhor estimativa, o qual representa um saldo do Ativo de R\$ 1.186.985 em 31.12.2016. A variação ocorrida pela remensuração do ativo tem como contrapartida a receita operacional e refletiu no resultado do exercício de 2016 o montante de R\$ 809.639.

Adicionalmente, em outubro de 2016 a Aneel apresentou novos apontamentos ao laudo de avaliação protocolado, que em sua interpretação, reduzem o montante a receber. A Companhia já está considerando em sua estimativa os ajustes da nova manifestação da Aneel. No entanto, exercendo seu direito ao contraditório, a Copel GeT protocolou tempestivamente recurso com sua manifestação o qual aguarda análise daquela agência.

10.5 Contrato de concessão de distribuição de gás

	Não circulante
Em 1º.01.2015	1.920
Capitalizações do intangível em curso	11.030
Reconhecimento do valor justo	688
Em 31.12.2015	13.638
Capitalizações do intangível em curso	68.737
Reconhecimento do valor justo	1.003
Em 31.12.2016	83.378

10.6 Compromissos relativos às concessões de transmissão

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

Linhas de Transmissão e Subestações	Valor
Contrato nº 010/2010 - LT 500kV Araraquara 2 - Taubaté e SEs 500kV Araraquara e Taubaté	116.293
Contrato nº 021/2014 - LT 230kV Foz do Chopim Realeza Sul e SE 230kV Realeza Sul	1.388
Contrato nº 022/2014 - LT 500kV Londrina - Assis e SEs 500kV Londrina e Assis	27.048
Contrato nº 006/2016 - LT 500kV Blumenau - Curitiba Leste e SE 500kV Blumenau e Curitiba Leste	29.887
LT 230kV SE B. Iguaçu - Realeza Sul e SE 230kV Medianeira Norte	52.518
LT 230kV Curitiba Centro - Uberaba e SE 230kV Curitiba Centro	166.225
Seccionamento LT 230kV Assis - Salto Grande e SE 230kV Andirá Leste	40.024
	433.383

11 Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão

O saldo registrado em 31.12.2016 refere-se aos ativos de geração em decorrência do vencimento das concessões das PCH Rio dos Patos, UHE GPS e UHE Mourão I. A Copel GeT depreciou as usinas até a data de vencimento das concessões e as reclassificou para Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão pelo valor residual contábil do Ativo Imobilizado. A Copel GeT avaliou esses ativos e, 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 sua indenização indica a recuperabilidade do saldo registrado.

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

A Copel GeT manifestou tempestivamente junto a Aneel o interesse no recebimento do valor indenizável. A formalização da comprovação de realização dos respectivos investimentos junto 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.

Dos saldos registrados em 31.12.2015, houve reclassificação para o Contas a Receber Vinculado a Concessão, dos valores a receber dos ativos de transmissão de energia elétrica da RBSE e das instalações de conexão e Demais Instalações de Transmissão - RPC, em decorrência do reconhecimento dos efeitos da Portaria MME nº 120, conforme NE nº 10.4.

11.1 Mutações das contas a receber vinculadas à indenização da concessão

Consolidado	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2015	301.046	160.217	461.263
Transferências do imobilizado - indenização de concessões de geração	-	81.191	81.191
Transferências do imobilizado - perdas estimadas para redução ao valor recuperável (NE nº 19.9)	-	(21.852)	(21.852)
Remuneração	20.363	-	20.363
Recebimentos	(321.409)	-	(321.409)
Em 31.12.2015	-	219.556	219.556
Transferência para o contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.4)	-	(160.217)	(160.217)
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	-	8.137	8.137
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável	-	(75)	(75)
Em 31.12.2016	-	67.401	67.401

12 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Serviços em curso (a)	7.893	11.013	136.085	128.336
Repassse CDE (12.1)	-	-	45.929	119.010
Adiantamento a fornecedores (b) (12.2)	-	5	44.806	95.765
Desativações em curso	-	-	43.602	31.159
Adiantamento a empregados	652	1.798	25.916	24.660
Adiantamento para indenizações imobiliárias	-	-	11.050	20.277
Outros créditos	191	202	73.096	87.296
	8.736	13.018	380.484	506.503
Circulante	8.736	13.018	306.933	474.889
Não circulante	-	-	73.551	31.614

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

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

12.1 Repasse CDE

A CDE (NE nº 32.5.1) tem entre suas finalidades prover recursos para subsidiar os descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição.

O valor repassado à Copel DIS de junho de 2015 a maio de 2016, homologado pelas resoluções da Aneel nºs 1.858/2015 e 1.897/2015, foi alterado pela resolução nº 2.096, de 21.06.2016, que homologou o resultado da Quarta Revisão Tarifária Periódica da Copel DIS.

12.2 Adiantamento a fornecedores

Nesse saldo está contido o adiantamento a fornecedores da Compagás referente ao contrato de aquisição de gás junto à Petrobras, relativo à aquisição de volumes e capacidades de transporte contratados e garantidos, superiores àqueles efetivamente retirados e utilizados, e contém cláusula de compensação futura. A Compagás possui o direito de retirar o gás em meses subsequentes, podendo compensar o volume contratado e não consumido num prazo prescricional de até 10 anos. Este saldo é corrigido mensalmente, atualizando o valor de recuperação. De acordo com as disposições contratuais e perspectivas de consumo, decorrente da revisão dos projetos e cenários para os próximos anos, a Compagás efetuou ajuste de valor recuperável do crédito de *ship or pay* a compensar. O efeito no resultado do exercício, no montante de R\$ 87.479, foi registrado na rubrica de custos operacionais - perdas estimadas, provisões e reversões.

13 Tributos

13.1 Imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Ativo circulante				
IR e CSLL a compensar	116.441	174.987	765.150	517.206
IR e CSLL a compensar com o passivo	(74.542)	(20.910)	(576.198)	(322.962)
	41.899	154.077	188.952	194.244
Ativo não circulante				
IR e CSLL a recuperar	153.216	79.144	169.967	94.686
	153.216	79.144	169.967	94.686
Passivo circulante				
IR e CSLL a recolher	4.882	-	547.992	613.278
IR e CSLL a compensar com o ativo	(4.882)	-	(506.538)	(301.362)
	-	-	41.454	311.916

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%, acrescido de 10% sobre o que exceder a 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

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 extensão em que seja provável que existirá base tributável positiva, para a qual as diferenças temporárias possam ser utilizadas e os prejuízos fiscais possam ser compensados.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são divulgados por seu valor líquido caso haja um 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 à tributação.

13.2.1 Mutação do imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em 1�.01.2015	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2015	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2016
Ativo não circulante							
Provisões para litígios	101.090	(2.311)	-	98.779	(46.779)	-	52.000
Amortização do direito de concessão	18.598	320	-	18.918	381	-	19.299
Prejuízo fiscal e base de cáculo negativa	-	6.050	-	6.050	(1.295)	-	4.755
Provisão Finam	3.457	-	-	3.457	-	-	3.457
Planos previdenciário e assistencial	771	540	-	1.311	803	-	2.114
Efeitos CPC 33 - benefícios a empregados	2.000	-	(696)	1.304	-	(1.304)	-
Outros	3.458	2.872	-	6.330	11.609	-	17.939
	129.374	7.471	(696)	136.149	(35.281)	(1.304)	99.564
(-) Passivo não circulante							
Atualização de depósitos judiciais	-	-	-	-	24.699	-	24.699
Resultado da alteração de método de avaliação de investimento (NE n� 18.4)	-	-	-	-	17.717	-	17.717
Efeitos CPC 38 - instrumentos financeiros	5.851	-	(1)	5.850	-	1.229	7.079
Efeitos CPC 08 - custo de transação	-	4.083	-	4.083	(2.368)	-	1.715
Efeitos CPC 33 - benefícios a empregados	-	-	-	-	-	892	892
Provisão para deságio	25.297	-	-	25.297	(25.297)	-	-
	31.148	4.083	(1)	35.230	14.751	2.121	52.102
Líquido	98.226	3.388	(695)	100.919	(50.032)	(3.425)	47.462

Consolidado	Saldo em 1�.01.2015	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2015	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2016
Ativo não circulante							
Provisões para litígios	467.565	(11.249)	-	456.316	(28.656)	-	427.660
Planos previdenciário e assistencial	220.371	35.700	-	256.071	29.151	-	285.222
Efeitos CPC 01 - redução ao valor recuperável de ativos	274.476	(22.450)	-	252.026	37.591	-	289.617
Provisão para P&D e PEE	93.581	23.090	-	116.671	25.608	-	142.279
PECLD	61.174	64.767	-	125.941	3.697	-	129.638
Provisão para compra de energia	155.614	28.857	-	184.471	(69.214)	-	115.257
INSS - liminar sobre depósito judicial	29.607	7.151	-	36.758	17.992	-	54.750
Amortização do direito de concessão	36.942	2.597	-	39.539	4.592	-	44.131
Efeitos ICPC 01 - contratos de concessão	46.259	(8.250)	-	38.009	(11.803)	-	26.206
Provisão para perdas tributárias	17.114	312	-	17.426	5.750	-	23.176
Efeitos CPC 38 - instrumentos financeiros	7.601	(1.069)	(216)	6.316	6.607	-	12.923
Provisão para participação nos lucros	30.438	(4.613)	-	25.825	(4.494)	-	21.331
Prejuízo fiscal e base de cáculo negativa	14.574	(8.524)	-	6.050	45.063	-	51.113
Efeitos CPC 33 - benefícios a empregados	83.939	-	(82.359)	1.580	(517)	(1.063)	-
Efeitos da repactuação do risco hidrológico - GSF	-	41.308	-	41.308	(41.308)	-	-
Bandeira tarifária	-	16.486	-	16.486	(16.486)	-	-
Outros	24.691	13.699	-	38.390	53.256	-	91.646
	1.563.946	177.812	(82.575)	1.659.183	56.829	(1.063)	1.714.949
(-) Passivo não circulante							
Efeitos CPC 27 - custo atribuído	585.781	(46.591)	-	539.190	(52.395)	-	486.795
Efeitos ICPC 01 - contratos de concessão	19.113	72.013	-	91.126	348.820	-	439.946
Atualização de depósitos judiciais	-	-	-	-	62.538	-	62.538
Efeitos CPC 33 - benefícios a empregados	-	-	56.700	56.700	-	(31.237)	25.463
Resultado da alteração de método de avaliação de investimento (NE n� 18.4)	-	-	-	-	17.717	-	17.717
Diferimento de ganho de capital	39.618	(28.298)	-	11.320	-	-	11.320
Efeitos CPC 38 - instrumentos financeiros	5.946	(96)	(1)	5.849	-	1.229	7.078
Capitalização de encargos financeiros	5.357	-	-	5.357	-	-	5.357
Ativos financeiros setoriais	353.989	1.536	-	355.525	(355.525)	-	-
Provisão para deságio	25.297	-	-	25.297	(25.297)	-	-
Outros	18.017	13.454	-	31.471	2.217	-	33.688
	1.053.118	12.018	56.699	1.121.835	(1.925)	(30.008)	1.089.902
Líquido	510.828	165.794	(139.274)	537.348	58.754	28.945	625.047
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	526.046			537.562			803.477
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(15.218)			(214)			(178.430)
Líquido	510.828			537.348			625.047

13.2.2 Realização dos créditos fiscais diferidos

O crédito fiscal oriundo do plano previdenciário e assistencial foi calculado sob a provisão atuarial apurada por avaliação atuarial preparada anualmente por atuário independente. Os tributos diferidos sobre as demais provisões para litígios serão realizados em virtude das decisões judiciais.

O Conselho Fiscal examinou e o Conselho de Administração aprovou o estudo técnico elaborado pela sua Diretoria de Finanças e de Relações com Investidores no qual se evidencia a realização dos impostos diferidos:

	Controladora	Consolidado
2017	5.262	113.386
2018	211	132.807
2019	211	63.925
2020	211	19.634
2021	211	18.628
2022 a 2024	634	8.000
2025 a 2027	40.722	268.667
	47.462	625.047

13.2.3 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31.12.2016, a UEG Araucária não reconheceu créditos de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 16.925 por não haver, neste momento, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes à absorção dos referidos ativos.

13.3 Outros tributos a recuperar e a recolher

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	-	-	62.934	66.475
PIS/Pasep e Cofins a compensar	197	30	52.240	76.810
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o passivo	-	(30)	(47.810)	(73.162)
Outros tributos a compensar	-	-	567	602
	197	-	67.931	70.725
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	35.659	20.386
PIS/Pasep e Cofins	-	-	62.113	59.209
Outros tributos a compensar	15	15	33.336	33.307
	15	15	131.108	112.902
Passivo circulante				
ICMS a recolher	5	-	113.793	143.561
PIS/Pasep e Cofins a recolher	39.819	32.578	136.437	163.840
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o ativo	(39.819)	(30)	(87.629)	(73.162)
IRRF sobre JSCP	29.841	20.910	90.147	71.662
IRRF sobre JSCP a compensar com o IR e CSLL ativo	(29.841)	(20.910)	(29.841)	(21.600)
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	59.558	45.586
Outros tributos	407	69	12.529	11.061
	412	32.617	294.994	340.948
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	2.075	1.466	161.336	108.278
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	138.969	148.153
Outros tributos	-	-	2.841	842
	2.075	1.466	303.146	257.273

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 às 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 deduzindo os 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 deduzindo o 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.

13.4 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Lucro antes do IRPJ e CSLL	1.013.564	1.189.567	1.478.358	1.797.780
IRPJ e CSLL (34%)	(344.612)	(404.453)	(502.642)	(611.245)
Efeitos fiscais sobre:				
Equivalência patrimonial	166.348	341.700	66.899	21.882
Juros sobre o capital próprio	96.202	67.320	96.202	67.320
Dividendos	838	572	838	572
Despesas indedutíveis	(75)	(1.968)	(11.624)	(13.706)
Incentivos fiscais	179	-	16.567	18.757
Compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL	-	-	-	(909)
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	(114.149)	(15.302)
Outros	26.206	-	(82.659)	402
IRPJ e CSLL correntes	(4.882)	(217)	(589.322)	(698.023)
IRPJ e CSLL diferidos	(50.032)	3.388	58.754	165.794
Alíquota efetiva - %	5,4%	-0,3%	35,9%	29,6%

14 Despesas Antecipadas

Consolidado	31.12.2016	31.12.2015
Prêmio de risco - Repactuação do Risco Hidrológico (GSF) (14.1)	40.909	48.653
Outros	23.770	26.122
	64.679	74.775
	Circulante	39.096
	Não circulante	25.583
		49.282
		25.493

14.1 Prêmio de risco - 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, ocorrendo a necessidade de liquidação junto a CCEE, ao preço do PLD, do déficit entre a energia gerada e a vendida.

O Poder Concedente, em 08.12.2015, com a promulgação da Lei nº 13.203 permitiu aos agentes de geração hidrelétrica participantes do MRE a repactuação do risco hidrológico até então suportados 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 Mecanismo de Realocação de Energia - 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, as controladas Copel GeT e a Elejor protocolaram pedidos de repactuação do risco hidrológico somente no ACR das UHEs Mauá, Foz do Areia, Santa Clara e Fundão, anuídos através dos Despachos Aneel nºs 84/2016 e 43/2016, respectivamente.

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

Em 31.12.2015, a Copel GeT e a Elejor reconheceram no resultado do exercício como Recuperação do Custo de Compra de Energia pela Repactuação do GSF o montante de R\$ 134.620, conforme apresentado 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	01.01.2016 a 30.06.2020	não aplicável	28.623	28.623	-
Foz do Areia	576,000	226,705	01.01.2016 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	01.01.2016 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

Também em 31.12.2015, em contrapartida ao resultado, foram registrados os montantes de R\$ 48.653, em Despesas Antecipadas, R\$ 30.807, no Intangível, e R\$ 55.160 como redutora do passivo com a CCEE.

A composição dos registros em 31.12.2016 é apresentada a seguir:

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

15 Partes Relacionadas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Controlador				
Estado do Paraná (15.1)	130.156	167.566	155.141	187.048
Controladas				
Copel DIS (15.2)	90.505	104.434	-	-
Copel TEL (15.3)	85.421	-	-	-
Copel REN - compartilhamento de estrutura	955	312	-	-
Copel Energia - compartilhamento de estrutura	541	135	-	-
Copel DIS - reembolso	135	-	-	-
Empreendimento controlado em conjunto				
Voltalia São Miguel do Gostoso (15.4)	28.968	25.237	28.968	25.237
	336.681	297.684	184.109	212.285
Circulante	116.020	447	28.968	19.482
Não circulante	220.661	297.237	155.141	192.803

15.1 Estado do Paraná

15.1.1 Crédito referente ao Programa Luz Fraterna, R\$ 115.890 (R\$ 153.300, em 31.12.2015)

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

Está em fase final de negociação a quitação do saldo remanescente, através da utilização de crédito presumido de ICMS, conforme o Decreto nº 2789/2015. Contudo, durante as negociações, foi identificado o valor de R\$ 37.410 como controverso, decorrente da forma de atualização monetária. Considerando que as negociações não se encerraram até a data de emissão dessas demonstrações financeiras, a Administração contabilizou a reversão dessa atualização.

15.1.2 Crédito referente à obras da Copa do Mundo de 2014, R\$ 14.266 (R\$ 14.266, em 31.12.2015)

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

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

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

15.1.3 Crédito referente ao Programa Morar Bem, R\$ 24.984 (R\$ 19.482, em 31.12.2015)

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 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, relativos a serviços prestados até a data da publicação da referida Lei. Considerando esta previsão legal, a Administração está em fase de negociação para definir os termos da liquidação deste saldo.

15.2 Copel DIS - Financiamento repassado - STN

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

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

15.3 Copel TEL - Mútuo

Em 12.06.2015, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel (mutuante) e a Copel TEL (mutuária), no limite de R\$ 20.000, sendo alterado para R\$ 60.000 e R\$ 120.000 conforme primeiro e segundo termo aditivo assinados em 14.10.2016 e 15.12.2016, com vigência até 29.12.2017, remuneração de 111,5% do CDI e com o objetivo de proporcionar recursos para atendimento ao programa de investimento da mutuária. Do valor limite aprovado, a mutuária utilizou o valor de R\$ 83.882. Em 2016, foi registrada receita financeira no valor de R\$ 1.539.

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

Em 14.05.2015, foi assinado contrato de mútuo entre Copel (mutuante) e a Voltalia São Miguel do Gostoso Participações S.A. (mutuária), com efeitos retroativos a partir de 06.02.2015, no limite de R\$ 29.400 acrescido de IOF, com prazo de dois anos e remuneração de 111,5% do CDI e com o objetivo de proporcionar capital de giro para o financiamento das atividades e negócios da mutuária. Do valor limite aprovado, a mutuária utilizou R\$ 23.672. Em 2016, foi registrada receita financeira no valor de R\$ 3.509 (R\$ 3.260, em 2015).

16 Outros Investimentos Temporários

Investimento	Quantidade de ações	Tipo	Cotação em bolsa de valores R\$ por ação	31.12.2016
Companhia de Saneamento do Paraná - Sanepar (NE nº 18.4)	36.343.267	PN	10,75	390.690
Outros investimentos				17.607
				408.297

16.1 Empréstimos de ações preferenciais da Sanepar

Em decorrência da conversão das ações ordinárias de emissão da Sanepar em preferenciais (NE nº 18.4), a Copel celebrou um Contrato de Prestação de Serviços de Estabilização de Preço de Ações Preferenciais de Emissão da Companhia de Saneamento do Paraná - Sanepar, em 19.12.2016. Nesse contrato foram emprestadas 23.101.329 ações de propriedade da Copel, com prazo fixo de retorno dos títulos à Copel de 45 dias contados da data de empréstimo das ações, com possibilidade de antecipação. Em 20.01.2017 a totalidade das ações retornaram à titularidade da Copel.

A Companhia avaliou esta operação conforme práticas contábeis aplicáveis e concluiu que este ativo permanece com sua classificação contábil mantida como ativo financeiro de longo prazo, mesmo durante o período do aluguel.

17 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Fiscais	153.719	266.692	433.880	457.449
Trabalhistas	213	330	149.968	169.194
Cíveis				
Fornecedores	-	-	7.680	2.828
Cíveis	-	389	51.482	75.788
Servidões de passagem	-	-	6.679	7.715
Consumidores	-	-	3.197	3.628
	-	389	69.038	89.959
Outros	-	-	4.717	3.325
	153.932	267.411	657.603	719.927

18 Investimentos

18.1 Mutação dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2016	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Outros	Saldo em 31.12.2016
Controladas								
Copel GeT	6.905.421	904.531	(16.002)	979.500	-	(712.988)	-	8.060.462
Copel DIS	5.603.673	(159.329)	(44.720)	498.000	-	(1.070.526)	-	4.827.098
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)	171.648	(28.024)	-	-	-	(23.072)	-	120.552
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
	13.677.467	836.499	(63.438)	1.489.500	(754)	(1.963.242)	-	13.976.032
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltalia São Miguel do Gostoso I (18.3)	72.249	4.345	-	-	-	(1.031)	-	75.563
Voltalia 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 (18.4)	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)	-
	14.140.573	902.731	(63.347)	1.489.563	(1.121)	(2.003.296)	(353.144)	14.111.959

Controladora	Saldo em 1º.01.2015	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Transferência de ativos para a Copel GeT	Saldo em 31.12.2015
Controladas								
Copel GeT	6.484.578	1.027.413	58.541	-	-	(1.589.015)	923.904	6.905.421
Copel DIS	4.329.575	206.054	184.269	949.000	-	(65.225)	-	5.603.673
Copel TEL	417.157	54.644	25.184	39.600	-	(27.711)	-	508.874
Copel REN	(2.145)	(2.014)	1.299	20.749	-	-	-	17.889
Copel Energia	228.382	18.041	8.656	1.500	-	(4.505)	-	252.074
UEG Araucária	190.415	48.572	-	-	-	(67.339)	-	171.648
Compagás	141.793	11.765	515	-	-	(3.255)	-	150.818
Elejor	59.370	30.186	-	-	-	(37.756)	-	51.800
Elejor - direito de concessão	16.024	-	-	-	(754)	-	-	15.270
São Bento	129.021	(24.091)	-	48.644	-	-	(153.574)	-
São Bento - direito de autorização	88.837	-	-	-	(2.594)	-	(86.243)	-
Cutia	56.278	(1.256)	-	20.895	-	-	(75.917)	-
Cutia - direito de autorização	8.712	-	-	-	-	-	(8.712)	-
Nova Asa Branca I	12.337	(5.693)	-	24.400	-	(2)	(31.042)	-
Nova Asa Branca I - direito de autorização	54.979	-	-	-	(578)	-	(54.401)	-
Nova Asa Branca II	15.362	(7.900)	-	7.000	-	(2)	(14.460)	-
Nova Asa Branca II - direito de autorização	55.087	-	-	-	(200)	-	(54.887)	-
Nova Asa Branca III	15.764	(6.802)	-	53.300	-	(2)	(62.260)	-
Nova Asa Branca III - direito de autorização	53.342	-	-	-	(415)	-	(52.927)	-
Nova Eurus IV	11.693	(5.988)	-	36.550	-	(2)	(42.253)	-
Nova Eurus IV - direito de autorização	56.583	-	-	-	(518)	-	(56.065)	-
Santa Maria	62.024	(297)	-	-	-	(16)	(61.711)	-
Santa Maria - direito de autorização	29.421	-	-	-	(555)	-	(28.866)	-
Santa Helena	68.189	(1.731)	-	-	-	(39)	(66.419)	-
Santa Helena - direito de autorização	31.674	-	-	-	(562)	-	(31.112)	-
Ventos de Santo Uriel	15.034	(206)	-	13.600	-	-	(28.428)	-
Ventos de Santo Uriel - direito de autorização	14.871	-	-	-	(244)	-	(14.627)	-
	12.644.357	1.340.697	278.464	1.215.238	(6.420)	(1.794.869)	-	13.677.467
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltalia São Miguel do Gostoso I	52.421	(99)	-	20.055	-	(128)	-	72.249
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	11.693	-	-	-	(186)	-	-	11.507
Paraná Gás	-	(8)	-	114	-	-	-	106
	64.114	(107)	-	20.169	(186)	(128)	-	83.862
Coligadas								
Sanepar	282.311	34.720	11.035	-	-	(16.387)	-	311.679
Dona Francisca Energética	53.908	(1.077)	-	-	-	(20.597)	-	32.234
Foz do Chopim Energética	14.907	11.996	-	-	-	(11.329)	-	15.574
Outras	2.567	(605)	-	169	-	-	-	2.131
	353.693	45.034	11.035	169	-	(48.313)	-	361.618
Outros investimentos	17.631	-	(5)	-	-	-	-	17.626
	13.079.795	1.385.624	289.494	1.235.576	(6.606)	(1.843.310)	-	14.140.573

Consolidado	Saldo em 1º.01.2016	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Outros	Saldo em 31.12.2016
Empreendimentos controlados em conjunto (18.3)								
Dominó Holdings (a)	242.652	37.492	(375)	-	-	(123.260)	(74.983)	81.526
Voltalia São Miguel do Gostoso I	72.249	4.345	-	-	-	(1.031)	-	75.563
Voltalia 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
Matrinhã	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 (18.4)	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	20.473	-	570	-	-	-	(19.681)	1.362
	2.224.710	221.695	(284)	505.098	(367)	(186.290)	(429.612)	2.334.950

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

Consolidado	Saldo em 1º.01.2015	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Dividendos e JSCP propostos	Amorti- zação	Saldo em 31.12.2015
Empreendimentos controlados em conjunto							
Dominó Holdings	225.334	24.767	8.625	-	(16.074)	-	242.652
Voltalia São Miguel do Gostoso I	52.421	(99)	-	20.055	(128)	-	72.249
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	11.693	-	-	-	-	(186)	11.507
Paraná Gás	-	(8)	-	114	-	-	106
Costa Oeste	23.924	7.506	-	2.983	(1.782)	-	32.631
Marumbi	63.747	13.056	-	2.211	(3.100)	-	75.914
Transmissora Sul Brasileira	73.291	(6.393)	-	665	-	-	67.563
Caiuá	44.761	8.579	-	-	(2.069)	-	51.271
Integração Maranhense	91.835	14.348	-	2.352	(4.249)	-	104.286
Matrinchã	443.262	327	-	254.323	-	-	697.912
Guaraciaba	145.979	(17.136)	-	169.951	-	-	298.794
Paranaíba	68.308	3.018	-	29.400	-	-	100.726
Mata de Santa Genebra	26.151	(2.004)	-	2.756	-	-	26.903
Cantareira	15.273	1.550	-	43.650	(368)	-	60.105
	1.285.979	47.511	8.625	528.460	(27.770)	(186)	1.842.619
Coligadas							
Sanepar	282.311	34.720	11.035	-	(16.387)	-	311.679
Dona Francisca Energética	53.908	(1.077)	-	-	(20.597)	-	32.234
Foz do Chopim Energética	14.907	11.996	-	-	(11.329)	-	15.574
Outras	2.567	(605)	-	169	-	-	2.131
	353.693	45.034	11.035	169	(48.313)	-	361.618
Outros investimentos	20.478	-	(5)	-	-	-	20.473
	1.660.150	92.545	19.655	528.629	(76.083)	(186)	2.224.710

18.2 Controladas com participação de não controladores

18.2.1 Informações financeiras resumidas

	Compagás		Elejor		UEG Araucária	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
ATIVO	526.477	481.303	708.688	743.254	685.438	1.048.507
Ativo circulante	135.292	103.579	76.231	75.004	328.563	674.778
Ativo não circulante	391.185	377.724	632.457	668.250	356.875	373.729
PASSIVO	526.477	481.303	708.688	743.254	685.438	1.048.507
Passivo circulante	180.133	137.886	142.222	165.642	62.253	173.420
Passivo não circulante	46.716	47.696	486.765	503.612	20.422	16.847
Patrimônio líquido	299.628	295.721	79.701	74.000	602.763	858.240
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Receita operacional líquida	542.822	1.390.786	263.686	237.719	57.432	1.434.180
Custos e despesas operacionais	(534.817)	(1.360.357)	(96.321)	(61.639)	(259.324)	(1.120.473)
Resultado financeiro	(1.422)	1.758	(93.717)	(108.490)	15.416	49.845
Tributos	(1.632)	(9.119)	(24.525)	(24.469)	46.358	(120.692)
Lucro (prejuízo) do exercício	4.951	23.068	49.123	43.121	(140.118)	242.860
Outros resultados abrangentes	132	1.010	-	-	-	-
Resultado abrangente total	5.083	24.078	49.123	43.121	(140.118)	242.860
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA						
Fluxo de caixa das atividades operacionais	32.714	18.357	104.136	79.239	65.203	374.702
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(25.975)	(74.430)	(1.465)	(1.309)	21.587	7.860
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(751)	(14.030)	(105.843)	(65.007)	(200.000)	(252.670)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	5.988	(70.103)	(3.172)	12.923	(113.210)	129.892
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	29.321	99.424	41.655	28.732	132.854	2.962
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	35.309	29.321	38.483	41.655	19.644	132.854
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	5.988	(70.103)	(3.172)	12.923	(113.210)	129.892

18.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participação no capital social dos não controladores	Compagás: 49%	Elejor: 30%	UEG Araucária: 20%	Consolidado
Em 1�.01.2015	136.233	25.445	190.413	352.091
Lucro líquido do exercício	11.304	12.937	48.572	72.813
Outros resultados abrangentes	495	-	-	495
Dividendos propostos	(3.128)	(16.182)	(67.339)	(86.649)
Em 31.12.2015	144.904	22.200	171.646	338.750
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	2.425	14.736	(28.021)	(10.860)
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	146.818	23.910	120.553	291.281

18.3 Saldos integrais dos grupos de ativo, passivo e resultado dos principais empreendimentos controlados em conjunto

	Dominó (a)	Volta��	Costa Oeste	Marumbi	Transmis-sora 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.

	Dominó (a)	Voltaíia	Costa Oeste	Marumbi	Transmis- sora Sul Brasileira	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Canta- reira
31.12.2015												
ATIVO	516.611	147.700	106.485	164.324	706.250	237.263	473.129	2.240.755	1.080.290	1.043.392	612.267	143.693
Ativo circulante	19.250	1.138	11.088	9.487	57.022	21.460	39.560	68.224	109.297	55.894	220.806	5.779
Caixa e equivalentes de caixa	2.852	697	5.900	1.914	27.977	100	183	55.677	106.129	51.594	214.326	5.590
Outros ativos circulantes	16.398	441	5.188	7.573	29.045	21.360	39.377	12.547	3.168	4.300	6.480	189
Ativo não circulante	497.361	146.562	95.397	154.837	649.228	215.803	433.569	2.172.531	970.993	987.498	391.461	137.914
PASSIVO	516.611	147.700	106.485	164.324	706.250	237.263	473.129	2.240.755	1.080.290	1.043.392	612.267	143.693
Passivo circulante	21.401	254	8.998	16.738	46.853	28.848	74.720	103.564	425.866	599.927	552.028	6.731
Passivos financeiros	-	-	3.067	5.147	21.530	7.329	13.076	47.642	401.726	548.011	489.732	-
Outros passivos circulantes	21.401	254	5.931	11.591	25.323	21.519	61.644	55.922	24.140	51.916	62.296	6.731
Passivo não circulante	-	-	33.503	52.692	321.582	103.778	190.379	807.637	44.633	32.339	6.541	14.298
Passivos financeiros	-	-	29.990	47.532	316.266	76.846	126.749	611.101	-	-	-	-
Afac	-	-	-	-	-	-	4.800	94.756	-	-	-	-
Outros passivos não circulantes	-	-	3.513	5.160	5.316	26.932	58.830	101.780	44.633	32.339	6.541	14.298
Patrimônio líquido	495.210	147.446	63.984	94.894	337.815	104.637	208.030	1.329.554	609.791	411.126	53.698	122.664
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO												
Receita operacional líquida	-	-	20.634	47.663	73.863	33.802	107.415	678.806	219.820	611.495	320.948	90.201
Custos e despesas operacionais	(955)	(80)	(2.855)	(26.633)	(71.297)	(2.061)	(54.487)	(568.599)	(160.723)	(537.924)	(308.580)	(86.165)
Resultado financeiro	(22.942)	-	(1.911)	(2.632)	(31.088)	(5.898)	(9.746)	(43.245)	(70.625)	(51.613)	(18.807)	649
Equivalência patrimonial	74.444	(124)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	-	-	(1.148)	(2.077)	(3.442)	(8.332)	(13.901)	(22.767)	3.872	(7.467)	2.438	(1.521)
Lucro (prejuízo) do exercício	50.547	(204)	14.720	16.321	(31.964)	17.511	29.281	44.195	(7.656)	14.491	(4.001)	3.164
Outros resultados abrangentes	17.601	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente total	68.148	(204)	14.720	16.321	(31.964)	17.511	29.281	44.195	(7.656)	14.491	(4.001)	3.164
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	242.652	72.249	32.631	75.914	67.563	51.271	104.286	697.912	298.794	100.726	26.903	60.105

(a) Saldos ajustados às práticas contábeis da Copel.

A participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 503.546 e nos passivos contingentes equivale a R\$ 834.

18.4 Companhia de Saneamento do Paraná - Sanepar

A Dominó Holdings, controlada em conjunto da Copel Comercialização, solicitou à Sanepar a conversão de 41.000.000 de ações ordinárias, de emissão da Sanepar e de propriedade da Dominó Holdings, em igual número de ações preferenciais.

Em 24.11.2016, foi efetivada a referida conversão de ações e a Dominó Holdings, que detinha 24,6747%, passou a deter 9,6702% das ações ordinárias de emissão da Sanepar. Em decorrência desse evento, o Acordo de Acionistas, celebrado entre o Estado do Paraná e a Dominó Holdings, foi automaticamente extinto, retirando da Dominó Holdings a influência significativa sobre seu investimento na Sanepar, que deixou de ser classificado como coligada e passou a ser considerado um ativo financeiro disponível para venda.

A Copel detinha 7,6252% de participação direta na Sanepar, mas possuía influência significativa nessa investida por intermédio da Dominó Holdings, pela existência do Acordo de Acionistas. Com a extinção desse acordo, a Copel também deixou de classificar seu investimento na Sanepar como coligada e passou a classificá-lo como ativo financeiro disponível para venda, no subgrupo Ativo Realizável a Longo Prazo, na conta Outros Investimentos Temporários. Dessa forma, o seu reconhecimento não mais é registrado pelo método de equivalência patrimonial e sim pelo valor justo.

Em decorrência da alteração do método de avaliação do investimento da Copel na Sanepar, de equivalência patrimonial para valor justo, foi reconhecida no resultado do exercício um ganho de R\$ 52.107 (NE nº 33.6). O saldo de R\$ 11.189 reconhecido em Outros Resultados Abrangentes, no Patrimônio Líquido da Copel, referente a esse investimento, foi reclassificado para Reserva de Retenção de Lucros. O reconhecimento inicial como ativo financeiro totalizou R\$ 387.055.

18.5 Saldos integrais dos grupos de ativo, passivo e resultado das principais coligadas

	Dona Francisca		Foz do Chopim	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
ATIVO	151.563	156.042	48.937	50.361
Ativo circulante	19.311	19.483	11.043	12.391
Ativo não circulante	132.252	136.559	37.894	37.970
PASSIVO	151.563	156.042	48.937	50.361
Passivo circulante	5.306	14.929	2.336	1.933
Passivo não circulante	3.982	1.149	7.553	4.890
Patrimônio líquido	142.275	139.964	39.048	43.538
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO				
Receita operacional líquida	70.208	67.080	40.762	47.556
Custos e despesas operacionais	(34.074)	(64.543)	(10.130)	(12.684)
Resultado financeiro	1.453	4.518	795	253
Provisão para IR e CSLL	(3.275)	(11.732)	(1.580)	(1.588)
Lucro líquido do exercício	34.312	(4.677)	29.847	33.537
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-
Resultado abrangente total	34.312	(4.677)	29.847	33.537
Participação na coligada - %	23,0303	23,0303	35,77	35,77
Valor contábil do investimento	32.766	32.234	13.967	15.574

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

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 CPC 04, ICPC 01 e OCPC 05 (NE nºs 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, é determinado que, 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	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2016	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2015
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	6.595.895	(3.912.383)	2.683.512	6.602.340	(3.772.049)	2.830.291
Máquinas e equipamentos	5.309.674	(2.645.702)	2.663.972	5.415.726	(2.560.616)	2.855.110
Edificações	1.498.841	(954.470)	544.371	1.499.892	(918.338)	581.554
Terrenos	277.112	(12.351)	264.761	277.038	(9.416)	267.622
Veículos e aeronaves	60.914	(45.243)	15.671	63.012	(42.805)	20.207
Móveis e utensílios	16.771	(10.989)	5.782	16.420	(10.185)	6.235
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.9)	(77.318)	-	(77.318)	(15.096)	-	(15.096)
(-) Obrigações especiais	(56)	10	(46)	(16)	2	(14)
	13.681.833	(7.581.128)	6.100.705	13.859.316	(7.313.407)	6.545.909
Em curso						
Custo	3.969.703	-	3.969.703	2.851.078	-	2.851.078
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.9)	(1.136.105)	-	(1.136.105)	(704.305)	-	(704.305)
	2.833.598	-	2.833.598	2.146.773	-	2.146.773
	16.515.431	(7.581.128)	8.934.303	16.006.089	(7.313.407)	8.692.682

19.2 Mutação do imobilizado

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	(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	(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

Consolidado	Saldo em 1º.01.2015	Adições/ Reversão de provisões	Depreciação	Baixas	Capitalizações/ Transferências	Transferência (a)	Saldo em 31.12.2015
Em serviço							
Reservatórios, barragens, adutoras	2.977.380	-	(145.410)	-	1.672	(3.352)	2.830.290
Máquinas e equipamentos	2.536.086	68	(197.115)	(22.688)	611.799	(73.040)	2.855.110
Edificações	490.405	-	(34.043)	(50)	128.952	(3.710)	581.554
Terrenos	272.406	-	(4.202)	-	377	(958)	267.623
Veículos	22.502	-	(7.079)	(101)	4.917	(34)	20.205
Móveis e utensílios	6.839	-	(883)	(300)	677	(97)	6.236
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável	(46.571)	9.624	-	-	-	21.852	(15.095)
(-) Obrigações especiais	(14)	-	-	-	-	-	(14)
	6.259.033	9.692	(388.732)	(23.139)	748.394	(59.339)	6.545.909
Em curso							
Custo	2.805.865	816.030	-	(18.576)	(752.241)	-	2.851.078
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável	(760.710)	56.405	-	-	-	-	(704.305)
	2.045.155	872.435	-	(18.576)	(752.241)	-	2.146.773
	8.304.188	882.127	(388.732)	(41.715)	(3.847)	(59.339)	8.692.682

(a) Transferências para o contas a receber vinculado a indenização da concessão.

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 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 UHE 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 regulatório, a concessionária tem um prazo de antecedência para solicitar a prorrogação da concessão de até 60 meses da data final do contrato ou ato de outorga para usinas de geração de energia hidrelétrica 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, inclusive, definindo 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 licitação ao termo da concessão, a Administração entende ter o direito contratual assegurado em receber à 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.

19.4 Taxas médias de depreciação

Taxas médias de depreciação (%)	31.12.2016	31.12.2015
Geração		
Equipamento geral	6,31	6,32
Máquinas e equipamentos	2,29	3,10
Geradores	3,04	3,07
Reservatórios, barragens e adutoras	2,13	2,13
Turbina hidráulica	2,57	2,59
Turbinas a gás e a vapor	2,30	2,30
Resfriamento e tratamento de água	3,99	3,67
Condicionador de gás	3,66	4,74
Unidade de geração eólica	3,85	4,40
Administração central		
Edificações	3,33	3,33
Máquinas e equipamentos de escritório	6,25	6,25
Móveis e utensílios	6,25	6,32
Veículos	14,29	14,29
Telecomunicações		
Equipamentos de transmissão	6,90	7,25
Equipamentos terminais	13,41	13,30
Infraestrutura	7,43	7,44

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 destes empreendimentos. Esta interpretação está fundamentada na Lei das Concessões nº 8.987/1995 e no Decreto nº 2.003/1996 que regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente.

Dessa forma, a partir da entrada em operação desses ativos, a depreciação é realizada com as 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 ano de 2016 totalizaram R\$ 7.142, à taxa média de 0,26% a.a.(R\$ 28.948, à taxa média de 6,43% a.a., em 2015).

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

O BNDES aprovou o enquadramento do projeto da UHE Colíder para análise da viabilidade de apoio financeiro e o contrato de financiamento, no montante total de R\$ 1.041.155 (NE nº 23). Os montantes liberados até 31.12.2016 totalizam R\$ 907.608.

Devido a eventos de caso fortuito ou de força maior e atos do poder público, tais como dificuldades relacionadas ao licenciamento ambiental, atraso de fornecedores no cumprimento do cronograma de entrega de equipamentos, dos serviços de montagem eletromecânica e da construção da linha de transmissão associada à usina, o empreendimento sofreu impactos no seu cronograma, de modo que a geração comercial da usina foi revisada, sendo que a primeira unidade geradora está prevista para dezembro de 2017, enquanto que a terceira e última unidade geradora está prevista para entrar em operação em abril de 2018. Em decorrência desses eventos, consta registrado para este empreendimento um saldo de perdas estimadas por redução ao valor recuperável do ativo, no montante de R\$ 490.701 em 31.12.2016 e de R\$ 642.551 em 31.12.2015, conforme descrito 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\$ 158,74 em 31.12.2016. Foram negociados 125 MW médios, com fornecimento a partir de janeiro de 2015, por 30 anos. A Copel GeT protocolou junto à Aneel um pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia vendida seja postergado. Em primeiro julgamento o pedido não foi aceito, no entanto, exercendo seu direito ao contraditório, a Companhia solicitou tempestivamente reconsideração da decisão, a qual também foi negado em 14.03.2017. A Companhia encaminhará a questão ao Poder Judiciário com a convicção de que a decisão da Agência será revertida.

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

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

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

Em 31.12.2016, os gastos realizados neste empreendimento apresentavam o saldo de R\$ 2.053.700.

Os compromissos totais assumidos com fornecedores de equipamentos e serviços, referentes à UHE Colíder, montam em R\$ 65.061, em 31.12.2016.

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 %	31.12.2016	31.12.2015
Em serviço				
UHE Mauá (Consórcio Energético Cruzeiro do Sul)	51,0		859.917	859.917
(-) Depreciação Acumulada		3,43	(117.625)	(88.165)
			742.292	771.752
Em curso				
UHE Baixo Iguaçu (19.7.1)	30,0		390.420	270.097
Consórcio Tapajós (19.7.2)	13,8		-	14.359
			390.420	284.456
			1.132.712	1.056.208

19.7.1 Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - Cebi

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

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

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

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

Os compromissos totais assumidos com fornecedores de equipamentos e serviços, referentes ao consórcio, montam em R\$ 193.085, em 31.12.2016.

19.7.2 Consórcio Tapajós

Em 10.08.2016, a Administração deliberou pela saída da Copel GeT do consórcio com outras oito empresas para desenvolver estudos nos rios Tapajós e Jamanxim, na Região Norte do Brasil, compreendendo estudos de viabilidade e ambientais de cinco aproveitamentos hidrelétricos, totalizando 10.682 MW de capacidade instalada.

Em decorrência de restrições legais e ambientais e de que há incerteza da data do leilão, a Companhia provisionou, em 30.09.2016, perda por redução ao valor recuperável do ativo na totalidade dos valores investidos, incluída na demonstração do resultado, em outras despesas operacionais, na rubrica Provisões e reversões (NE nº 33.4).

19.8 Construção do empreendimento eólico Cutia

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

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

total instalada, 54,8 MW médios de garantia física e também todos localizados no Rio Grande do Norte. A energia que será gerada pelos parques eólicos foi comercializada no 20º Leilão de Energia Nova que ocorreu em 28.11.2014, ao preço médio histórico de R\$ 136,97/MWh, e a previsão inicial para entrada em operação comercial desses parques é janeiro de 2019.

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

Em 31.12.2016, os compromissos totais assumidos com fornecedores de equipamentos e serviços das usinas eólicas em construção montavam em R\$ 2.211.450. O valor refere-se, principalmente, ao fornecimento de aerogeradores.

19.9 Redução ao valor recuperável de ativos do segmento de geração - *Impairment*

As principais premissas que sustentam as conclusões dos testes de recuperação do imobilizado são as seguintes:

- menor nível de unidade geradora de caixa: concessões e autorizações de geração, analisadas individualmente;
- apuração do valor em uso: baseada em fluxos de caixa futuros, derivados do uso contínuo do ativo até o fim de sua vida útil, em moeda constante, trazidos a valor presente por taxa de desconto real; e
- apuração do valor justo: utilizado uma abordagem de mercado considerando o Método de Múltiplos de Empresas Comparáveis - MEC.

Os respectivos fluxos de caixa são estimados com base nos resultados operacionais realizados, no orçamento empresarial anual da Companhia, aprovado em reunião ordinária do Conselho de Administração, com consequente orçamento plurianual, e tendências futuras do setor elétrico.

No que tange ao horizonte de análise, leva-se em consideração a data de vencimento de cada concessão e autorização.

Com relação ao crescimento de mercado, as projeções estão compatíveis com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira.

Os respectivos fluxos são descontados por taxas médias que variam entre 5,7% (pós impostos) e 12,13% (antes dos impostos), obtidas por meio de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, referenciada pelo Órgão Regulador e aprovada pela Administração.

A Companhia classificou no nível 3 a determinação do valor recuperável quando apurado por seu valor justo, conforme a técnica apresentada nos parágrafos anteriores.

A Administração entende ter direito contratual assegurado, no que diz respeito à indenização dos bens vinculados ao final das concessões de serviço público, admitindo, para fins de cálculo de recuperação a valorização dessa indenização por seu valor novo de reposição (VNR). Assim, a premissa de valorização do ativo residual ao final das concessões ficou estabelecida nos valores registrados contabilmente.

Nos exercícios de 2015 e 2016, a Companhia efetuou a revisão do valor recuperável. Como resultado dessas análises, o saldo das perdas estimadas para redução ao valor recuperável sofreu as seguintes movimentações no período:

Consolidado	Imobilizado		Total
	Em serviço	Em curso	
Em 1º.01.2015	(46.571)	(760.710)	(807.281)
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável	(253)	-	(253)
Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável	9.877	56.405	66.282
Transferência para o contas a receber vinculadas a indenização da concessão (NE nº 11)	21.852	-	21.852
Em 31.12.2015	(15.095)	(704.305)	(719.400)
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável	(71.551)	(478.861)	(550.412)
Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável	9.328	47.061	56.389
Em 31.12.2016	(77.318)	(1.136.105)	(1.213.423)

Os principais saldos de perdas estimadas para redução ao valor recuperável e seus respectivos impactos no resultado do exercício são:

- R\$ 595.489 referem-se ao ativo da UHE Colíder, em construção, localizado no Estado do Mato Grosso. O cálculo do valor em uso considerou: premissas e orçamentos da companhia e taxa de desconto pós impostos em moeda constante de 5,70% a.a. (5,11% a.a. pós impostos em 2015), que deriva da metodologia do WACC para o segmento de geração de energia elétrica. Essa perda foi reconhecida, principalmente, em função de: (i) aumento da taxa de desconto; (ii) atrasos na execução, decorrente de eventos de caso fortuito ou de força maior e atos do poder público, tais como dificuldades relacionadas ao licenciamento ambiental, atraso de fornecedores no cumprimento do cronograma de entrega de equipamentos, dos serviços de montagem eletromecânica e da construção da linha de transmissão associada à usina. O efeito no resultado em 31.12.2016 foi uma reversão de perdas estimadas de R\$ 47.062.
- R\$ 314.464 referem-se a ativos de geração eólica em construção no Estado do Rio Grande do Norte. O cálculo do valor em uso considerou: premissas e orçamentos da companhia e taxa de desconto antes dos impostos em moeda constante de 8,06% (7,74% em 2015), que deriva da metodologia do WACC para o segmento de geração de energia elétrica, ajustada para a condição específica de tributação daqueles empreendimentos. Essa perda foi reconhecida, principalmente, em função de: (i) aumento da taxa de desconto; e (ii) aumento do investimento originalmente previsto, com efeito no resultado neste exercício.
- R\$ 108.238 referem-se à ativos de geração térmica localizada no Estado do Paraná. Para a Usina Termoelétrica de Araucária - UEGA, que opera na modalidade *Merchant*, o cálculo do valor em uso considerou: premissas e orçamentos da companhia, taxa de desconto antes dos impostos em moeda constante de 12,13% (7,74% em 2015), que deriva da metodologia do WACC para o segmento de geração de energia elétrica, acrescida de risco adicional associado a variação da receita. Para a Usina de Figueira, o cálculo do valor em uso considerou o horizonte do fluxo associado ao prazo de vigência do subsídio do carvão mineral, e taxa de desconto antes dos impostos em moeda constante de 8,63%

(7,74% em 2015), a qual deriva da metodologia do WACC para o segmento de geração de energia elétrica. Essas perdas foram reconhecidas, principalmente, em função de: (i) aumento da taxa de desconto; e (ii) projeções da Companhia quanto à expectativa de despacho, no caso da UEGA e quanto ao volume de investimentos futuros, no caso de Figueira, com efeito neste exercício.

- R\$ 195.232 referem-se aos demais ativos de geração hidráulica no Estado do Paraná. O cálculo do valor em uso considerou: premissas e orçamentos da companhia e taxa de desconto antes dos impostos em moeda constante de 8,63% (7,74% em 2015), que deriva da metodologia do WACC para o segmento de geração de energia elétrica. Essa perda foi reconhecida, principalmente, em virtude de atrasos previstos para entrada em operação comercial, aumento de investimentos previstos e aumento da taxa de desconto observada no período. O efeito no resultado em 31.12.2016 foi complemento de perdas estimadas de R\$ 118.383.

Os efeitos no resultado do período foram incluídos na rubrica de custos operacionais, perdas estimadas, provisões e reversões (NE nº 33.4).

20 Intangível

20.1 Mutação do intangível

Consolidado	Contrato de concessão (a)				Direito de concessão e autorização (a)	Outros (b)		Total
	em serviço	em curso	Obrigações especiais			em serviço	em curso	
			em serviço	em curso				
Saldos	em serviço	em curso	em serviço	em curso	autorização (a)	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2015	497.289	1.435.463	(24.337)	(199.650)	423.722	24.753	16.916	2.174.156
Aquisições	-	958.280	-	-	-	-	10.522	968.802
Participação financeira do consumidor	-	-	-	(243.054)	-	-	-	(243.054)
Outorga Aneel - uso do bem público	-	334	-	-	-	-	-	334
Repactuação do risco hidrológico - GSF	30.807	-	-	-	-	-	-	30.807
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	-	10.609	-	-	-	-	-	10.609
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão - prorrogação da concessão de distribuição (NE nº 10.1)	6.635.901	-	(2.579.546)	-	-	-	-	4.056.355
Transferências do imobilizado	-	-	-	-	-	-	2.039	2.039
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão	-	(618.470)	-	95.689	-	-	-	(522.781)
Capitalizações para intangível em serviço	865.998	(865.998)	(306.252)	306.252	-	9.137	(9.137)	-
Quotas de amortização - concessão e autorização	(350.467)	-	76.467	-	(7.450)	(8.923)	-	(290.373)
Quotas de amortização - créditos de Pis/Pasep e Cofins	(15.026)	-	3.205	-	-	29	-	(11.792)
Baixas	(5.979)	(22.454)	(532)	-	-	(597)	(464)	(30.026)
Em 31.12.2015	7.658.523	897.764	(2.830.995)	(40.763)	416.272	24.399	19.876	6.145.076
Aquisições	-	918.516	-	-	-	-	10.211	928.727
Participação financeira do consumidor	-	-	-	(122.809)	-	-	-	(122.809)
Outorga Aneel - uso do bem público	-	742	-	-	-	-	-	742
Repactuação do risco hidrológico - GSF	26.872	-	-	-	-	-	-	26.872
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	-	3.430	-	-	-	-	-	3.430
Transferências do imobilizado	-	-	-	-	-	25	341	366
Transferências de investimentos	-	-	-	-	-	-	122	122
Transferências do / para contas a receber vinculadas à concessão	(2.230)	(125.477)	-	-	-	150	-	(127.557)
Capitalizações para intangível em serviço	779.261	(779.261)	(135.104)	135.104	-	11.714	(11.714)	-
Quotas de amortização - concessão e autorização	(435.098)	-	121.075	-	(13.139)	(9.234)	-	(336.396)
Quotas de amortização - créditos de Pis/Pasep e Cofins	(11.270)	-	-	-	-	(57)	-	(11.327)
Quotas de amortização apropriadas no custo das obras	(292)	292	-	-	-	-	-	-
Baixas	(27.329)	(19.754)	-	-	-	-	(351)	(47.434)
Em 31.12.2016	7.988.437	896.252	(2.845.024)	(28.468)	403.133	26.997	18.485	6.459.812

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

(b) Taxa anual de amortização: 20%.

20.2 Copel DIS

Em conformidade com a Interpretação Técnica 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 amortizado durante o prazo da concessão.

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

20.3 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no intangível durante o ano de 2016 totalizaram R\$ 7.608, à taxa média de 0,41% a.a. (R\$ 32.579, à taxa média de 1,78% a.a., em 2015).

21 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	1.485	3.151	50.016	43.691
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	826	2.246	35.570	32.186
	2.311	5.397	85.586	75.877
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida	35	195	835	2.568
Férias	2.577	6.919	111.021	101.485
Participação nos lucros e/ou resultados	650	2.925	64.814	78.462
Desligamentos voluntários	-	-	25.532	-
Outros	-	-	9	9
	3.262	10.039	202.211	182.524
	5.573	15.436	287.797	258.401

22 Fornecedores

Consolidado	31.12.2016	31.12.2015
Energia elétrica (22.1)	673.442	917.307
Materiais e serviços	399.576	478.895
Gás para revenda	132.985	87.384
Encargos de uso da rede elétrica	86.347	135.463
	1.292.350	1.619.049
	Circulante	1.255.639
	Não circulante	36.711
		1.613.126
		5.923

22.1 Energia elétrica - CCEE

A Copel GeT liquidou em setembro de 2016 o parcelamento do passivo com a CCEE em decorrência da repactuação do risco hidrológico (NE nº 14.1) no valor de R\$ 321.640, o qual ocorreu em seis parcelas a partir de 18.04.2016 com juros e atualização monetária e após abatimento do crédito apurado no mês da liquidação.

22.2 Principais contratos de compra de energia

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

Leilões	Período de suprimento	Energia comprada (MW médio anual)	Data do leilão	Preço médio de compra (R\$/MWh)	
				histórico	atualizado
Leilão de energia existente					
4º Leilão - Produto 2009	2009 a 2016	35,33	11.10.2005	94,91	180,40
12º Leilão - Produto 2014 36M	01/01/2014 a 31/12/2016	129,30	17.12.2013	149,99	187,74
13º Leilão - Produto 2014-DIS	01/05/2014 a 31/12/2019	109,35	30.04.2014	262,00	318,83
13º Leilão - Produto 2014-QTD	01/05/2014 a 31/12/2019	218,82	30.04.2014	271,00	329,78
14º Leilão - Produto 2015-03 DIS	01/01/2015 a 31/12/2017	13,32	05.12.2014	191,99	225,84
14º Leilão - Produto 2015-03 QTD	01/01/2015 a 31/12/2017	13,58	05.12.2014	201,00	236,44
		519,70			
Leilão de energia nova					
1º Leilão - Produto 2008 Hidro	2008 a 2037	3,62	16.12.2005	106,95	201,45
1º Leilão - Produto 2008 Termo	2008 a 2022	24,77	16.12.2005	132,26	249,13
1º Leilão - Produto 2009 Hidro	2009 a 2038	3,55	16.12.2005	114,28	215,26
1º Leilão - Produto 2009 Termo	2009 a 2023	40,50	16.12.2005	129,26	243,48
1º Leilão - Produto 2010 Hidro	2010 a 2039	70,06	16.12.2005	115,04	216,69
1º Leilão - Produto 2010 Termo	2010 a 2024	65,19	16.12.2005	121,81	229,44
3º Leilão - Produto 2011 Hidro	2011 a 2040	57,82	10.10.2006	120,86	222,47
3º Leilão - Produto 2011 Termo	2011 a 2025	54,37	10.10.2006	137,44	252,98
4º Leilão - Produto 2010 Termo	2010 a 2024	15,49	26.07.2007	134,67	240,36
5º Leilão - Produto 2012 Hidro	2012 a 2041	53,39	16.10.2007	129,14	228,31
5º Leilão - Produto 2012 Termo	2012 a 2026	115,69	16.10.2007	128,37	226,95
6º Leilão - Produto 2011 Termo	2011 a 2025	9,92	17.09.2008	128,42	214,32
7º Leilão - Produto 2013 Hidro	2013 a 2042	-	30.09.2008	98,98	165,19
7º Leilão - Produto 2013 Termo	2013 a 2027	111,27	30.09.2008	145,23	242,38
8º Leilão - Produto 2012 Hidro	2012 a 2041	0,01	27.08.2009	144,00	230,87
8º Leilão - Produto 2012 Termo	2012 a 2026	0,15	27.08.2009	144,60	231,84
17º Leilão - Produto 2016 Eólica	2016 a 2035	32,68	18.11.2013	124,43	157,18
		658,48			
Leilão de projetos estruturantes					
Santo Antônio	2012 a 2041	138,12	10.12.2007	78,87	137,89
Jirau	2013 a 2042	229,81	19.05.2008	71,37	121,28
		367,93			

23 Empréstimos e Financiamentos

Contrato	Empresa	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Encargos financeiros a.a. (juros + comissão)	Valor do contrato	Consolidado	
							31.12.2016	31.12.2015
Moeda estrangeira								
Secretaria do Tesouro								
Nacional - STN								
(1) Par Bond	Copel	20.05.1998	1	15.04.2024	6,0% + 0,20%	17.315	53.498	61.763
(1) Discount Bond	Copel	20.05.1998	1	15.04.2024	1,1875%+0,20%	12.082	37.007	42.671
Total moeda estrangeira							90.505	104.434
Moeda nacional								
Banco do Brasil								
(2) 21/02155-4	Copel DIS	10.09.2010	2	15.08.2018	109,0% do DI	116.667	122.713	122.353
(3) 21/02248-8	Copel DIS	22.06.2011	2	16.05.2018	109,0% do DI	150.000	152.314	151.901
(4) CCB 21/11062X	Copel DIS	26.08.2013	3	27.07.2018	106,0% do DI	151.000	151.359	196.852
(5) CCB 330.600.773	Copel DIS	11.07.2014	3	11.07.2019	111,8% do DI	116.667	124.170	123.478
(5) NCI 330.600.132	Copel	28.02.2007	3	28.02.2019	107,8% do DI	231.000	241.312	241.059
(5) NCI 330.600.151	Copel	31.07.2007	3	31.07.2017	111,0% do DI	18.000	6.366	12.722
(5) CCB 306.401.381	Copel	21.07.2015	2	21.07.2018	109,40% do DI	640.005	677.177	672.985
							1.475.411	1.521.350
Eletrobras								
(6) 1293/94	Copel GeT	23.09.1994	180	30.06.2016	5,5% à 6,5% + 2,0%	307.713	-	16.980
(7) 980/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2018	8,0%	11	5	8
(7) 981/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2019	8,0%	1.169	180	246
(7) 982/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.02.2020	8,0%	1.283	71	95
(7) 983/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	11	103	128
(7) 984/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	14	44	55
(7) 985/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2021	8,0%	61	29	35
(8) 002/04	Copel DIS	07.06.2004	120	30.07.2016	8,0%	30.240	-	643
(8) 142/06	Copel DIS	11.05.2006	120	30.09.2018	5,0% + 1,0%	74.340	6.369	10.007
(8) 206/07	Copel DIS	03.03.2008	120	30.08.2020	5,0% + 1,0%	109.642	32.648	41.550
(8) 273/09	Copel DIS	18.02.2010	120	30.12.2022	5,0% + 1,0%	63.944	9.866	11.510
(8) 2540/06	Copel DIS	12.05.2009	60	30.10.2016	5,0% + 1,5%	5.095	-	375
							49.315	81.632
Caixa Econômica Federal								
(8) 415.855-22/14	Copel DIS	31.03.2015	120	08.12.2026	6,0%	2.844	5.631	5.307
							5.631	5.307
Finep								
(9) 21120105-00	Copel TEL	17.07.2012	81	15.10.2020	4%	35.095	11.983	15.132
(9) 21120105-00	Copel TEL	17.07.2012	81	15.10.2020	3,5% + TR	17.103	10.043	12.406
							22.026	27.538
BNDES								
(10) 820989.1	Copel GeT	17.03.2009	179	15.01.2028	1,63% acima da TJLP	169.500	128.722	138.347
(11) 1120952.1-A	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,82% acima da TJLP	42.433	28.895	31.558
(12) 1120952.1-B	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,42% acima da TJLP	2.290	1.559	1.702
(13) 1220768.1	Copel GeT	28.09.2012	192	15.07.2029	1,36% acima da TJLP	73.122	59.493	63.312
(14) 13211061	Copel GeT	04.12.2013	192	15.10.2031	1,49% acima da TJLP	1.041.155	923.982	902.592
(15) 13210331	Copel GeT	03.12.2013	168	15.08.2028	1,49% e 1,89% acima da TJLP	17.644	15.017	16.077
(16) 15206041	Copel GeT	28.12.2015	168	15.06.2030	2,42% acima da TJLP	34.265	27.666	23.942
(17) 15205921	Copel GeT	28.12.2015	168	15.12.2029	2,32% acima da TJLP	21.584	16.860	14.663
(18) 14205611-A	Copel DIS	15.12.2014	72	15.01.2021	2,09% a.a. acima da TJLP	41.583	27.893	34.266
(18) 14205611-B	Copel DIS	15.12.2014	6	15.02.2021	2,09 a.a. acima da TR BNDES	17.821	18.735	21.267
(19) 14205611-C	Copel DIS	15.12.2014	113	15.06.2024	6% a.a.	78.921	58.787	47.353
(20) 14205611-D	Copel DIS	15.12.2014	57	15.02.2021	TJLP	750	38	-
(21) 14212711	Santa Maria	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% a.a. acima da TJLP	59.462	54.734	57.789
(21) 14212721	Santa Helena	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% a.a. acima da TJLP	64.520	59.355	62.487
(22) 11211521	GE Farol	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% a.a. acima da TJLP	54.100	52.053	55.087
(22) 11211531	GE Boa Vista	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% a.a. acima da TJLP	40.050	38.482	40.726
(22) 11211541	GE S.Bento do Norte	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% a.a. acima da TJLP	90.900	87.275	92.362
(22) 11211551	GE Olho D'Água	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% a.a. acima da TJLP	97.000	93.229	98.228
							1.692.775	1.701.758
(23) Notas Promissórias	Copel GeT	29.12.2015	1	18.12.2017	117% do DI	500.000	581.909	496.694
							581.909	496.694
Banco do Brasil								
Repasse BNDES								
(24) 21/02000-0	Copel GeT	16.04.2009	179	15.01.2028	2,13% acima da TJLP	169.500	128.721	138.347
							128.721	138.347
Total moeda nacional							3.955.788	3.972.626
							4.046.293	4.077.060
							Circulante	1.470.742
							Não circulante	2.575.551
								308.558
								3.768.501

Contrato	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Encargos financeiros a.a. (juros + comissão)	Valor do contrato	Controladora		
						31.12.2016	31.12.2015	
Moeda estrangeira								
Secretaria do Tesouro Nacional - STN								
(1) Par Bond	20.05.1998	1	11.04.2024	6,0% + 0,20%	17.315	53.498	61.763	
(1) Discount Bond	20.05.1998	1	11.04.2024	1,1875%+0,20%	12.082	37.007	42.671	
						90.505	104.434	
Moeda nacional								
Banco do Brasil								
(5) NCI 330.600.132	28.02.2007	3	28.02.2019	107,8% do DI	231.000	241.312	241.059	
(5) NCI 330.600.151	31.07.2007	3	31.07.2017	111,0% do DI	18.000	6.366	12.722	
(5) CCB 306.401.381	21.07.2015	2	21.07.2018	109,40% do DI	640.005	677.177	672.985	
						924.855	926.766	
						1.015.360	1.031.200	
						Circulante	453.288	61.788
						Não circulante	562.072	969.412

Banco do Brasil: prestações anuais

- (2) Parcelas de R\$ 58.334 vencíveis em 15.08.2017 e 15.08.2018. Os juros proporcionais são pagos semestralmente.
- (3) Parcelas de R\$ 75.000 vencíveis em 16.05.2017 e 16.05.2018. Os juros proporcionais são pagos semestralmente.
- (4) Parcelas de R\$ 50.333 vencíveis em 27.07.2017 e 27.07.2018. Os juros proporcionais serão pagos juntamente com o principal.
- (5) Contrato CCB 330600773: parcelas de R\$ 38.889 vencíveis em 11.07.2017, 11.07.2018 e 11.07.2019. Os juros são pagos semestralmente.
- Contrato NCI 330.600.132: parcelas de R\$ 77.000 vencíveis em 28.02.2017, 28.02.2018 e 28.02.2019. Os juros são pagos semestralmente.
- Contrato NCI 330.600.151: parcelas de R\$ 6.000 vencíveis em 31.07.2017 e 31.07.2018. Os juros são pagos semestralmente.
- Contrato CCB 306.401.381: parcelas de R\$ 320.003 vencíveis em 21.07.2017 e 21.07.2018. Os juros são pagos semestralmente.

Destinação

- (1) Reestruturação da dívida da Controladora referente aos financiamentos sob amparo da Lei nº 4.131/62.
- (2) (3) (4) (5) Capital de giro.
- (6) Cobertura financeira de até 29,14% do total do projeto de Implantação da UHE Governador José Richa e do sistema de transmissão.
- (7) Programa Nacional de Irrigação - Proni.
- (8) Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.
- (9) Projeto BEL - serviço de internet banda ultra larga (*Ultra Wide Band* - UWB).
- (10) (24) Implementação da UHE Mauá e sistema de transmissão associado, em consórcio com a Eletrosul.
- (11) Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu e Cascavel Oeste.
- (12) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para a implantação da linha de transmissão descrita acima.
- (13) Implantação da PCH Cavernoso II.
- (14) Implantação da UHE Colíder e sistema de transmissão associado.
- (15) Implantação da Subestação Cerquilho III em 230/138kV.
- (16) Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.
- (17) Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim C2.
- (18) Investimento em preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão.
- (19) Máquinas e equipamentos nacionais credenciados no BNDES.
- (20) Implantação, expansão e consolidação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE).
- (21) (22) Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.
- (23) Pagamento de outorga - leilão nº 012/2015, referente UHE GPS.

Garantias

- (1) Conta corrente bancária centralizadora da arrecadação das receitas. Garantias depositadas (23.1).
- (2) (3) Penhor de duplicatas mercantis de até 360 dias.
- (2) (3) (4) (5) Cessão de créditos.
- (6) (7) (8) 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.
- (9) Bloqueio de recebimentos na conta corrente da arrecadação.
- (10) (13) (24) Totalidade da receita proveniente da venda e/ou comercialização de energia dos CCEARs relativos ao projeto, através de Contrato de Cessão de Vinculação de Receitas, Administração de Contas e Outras Avenças.
- (11) (12) 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.
- (14) 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.
- (15) 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.
- (16) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 002/2013-Aneel.
- (17) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 022/2012-Aneel.
- (18) (19) (20) Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.
- (21) Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Energia Reserva nº 153/2011; cessão fiduciária de receitas decorrentes do projeto.
- (22) Penhor de ações; cessão fiduciária de recebíveis provenientes da receita de venda de energia elétrica produzidas pelo projeto; cessão fiduciária das máquinas e equipamentos montados ou construídos com os recursos a eles vinculados.
- (23) Aval da Copel.

23.1 Cauções e depósitos vinculados - STN

Constituição de garantias, sob a forma de caução em dinheiro, *Par Bond*, no valor de R\$ 42.988 (R\$ 50.689 em 31.12.2015), e *Discount Bond*, no valor de R\$ 30.086 (R\$ 35.448 em 31.12.2015), destinadas a amortizar os valores de principal correspondentes aos contratos da STN, quando da exigência de tais pagamentos, em 11.04.2024. Os valores são atualizados mediante aplicação da média ponderada das variações percentuais dos preços do Bônus de Zero Cupom do Tesouro dos Estados Unidos da América, pela participação de cada série do instrumento na composição da carteira de garantias de principal, constituídas no contexto do Plano Brasileiro de Financiamento - 1992.

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

Consolidado		31.12.2016	%	31.12.2015	%
Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)					
Dólar norte-americano	(14, 15)	90.505	2,24	104.434	2,56
		90.505	2,24	104.434	2,56
Moeda nacional - indexadores acumulados no período (%)					
CDI	13,63	2.057.320	50,84	2.018.044	49,50
TJLP	7,50	1.743.974	43,10	1.771.485	43,45
Ufir	0,00	54.946	1,36	69.959	1,72
IPCA	6,29	18.735	0,46	21.267	0,52
TR	2,01	10.043	0,25	12.406	0,30
Finel	1,63	-	-	16.980	0,42
Sem indexador	-	70.770	1,75	62.485	1,53
		3.955.788	97,76	3.972.626	97,44
		4.046.293	100,00	4.077.060	100,00

23.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2016	Controladora			Consolidado		
	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
2018	-	395.645	395.645	-	807.008	807.008
2019	-	76.758	76.758	-	276.264	276.264
2020	-	-	-	-	156.830	156.830
2021	-	-	-	-	141.505	141.505
2022	-	-	-	-	136.165	136.165
Após 2022	89.669	-	89.669	89.669	968.110	1.057.779
	89.669	472.403	562.072	89.669	2.485.882	2.575.551

23.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

Consolidado	Moeda estrangeira		Moeda nacional		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Em 1º.01.2015	596	70.601	867.030	2.530.723	3.468.950
Ingressos	-	-	450.000	1.386.190	1.836.190
Encargos	4.161	-	339.320	10.961	354.442
Variação monetária e cambial	-	32.946	1.163	7.280	41.389
Transferências	-	-	270.199	(270.199)	-
Amortização - principal	-	-	(1.170.987)	-	(1.170.987)
Pagamento - encargos	(3.870)	-	(449.054)	-	(452.924)
Em 31.12.2015	887	103.547	307.671	3.664.955	4.077.060
Ingressos	-	-	-	93.806	93.806
Encargos	3.909	-	357.426	90.735	452.070
Variação monetária e cambial	-	(13.878)	3.882	22.454	12.458
Transferências	-	-	1.386.068	(1.386.068)	-
Amortização - principal	-	-	(226.973)	-	(226.973)
Pagamento - encargos	(3.960)	-	(358.168)	-	(362.128)
Em 31.12.2016	836	89.669	1.469.906	2.485.882	4.046.293

23.5 Cláusulas contratuais restritivas - covenants

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

Em 31.12.2016, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicador Financeiros	Limite
Copel GeT	BNDES Finem nº 820989.1 - Mauá	Ebitda / Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
Copel GeT	Banco do Brasil nº 21/02000-0 - Mauá		
Copel GeT	2ª Emissão de Notas promissórias	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≤ 3,5
		Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,5
Copel DIS	BNDES Finem nº 14205611	Endividamento Financeiro / Ebitda ajustado	≤ 5,0
Santa Maria	BNDES Finem nº 14212711	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			31.12.2016	31.12.2015
(1) 5ª	Copel	13.05.2014	3	13.05.2017	13.05.2019	111,5% da taxa DI	1.000.000	1.017.099	1.016.087
(2) 1ª	Copel GeT	15.05.2015	3	20.05.2018	20.05.2020	113,0% da taxa DI	1.000.000	1.094.731	1.090.755
(3) 2ª	Copel GeT	13.07.2016	2	13.07.2018	13.07.2019	121,0% da taxa DI	1.000.000	1.060.613	-
(4) 1ª	Copel DIS	30.10.2012	2	30.10.2016	30.10.2017	DI + Spread 0,99% a.a.	1.000.000	511.525	1.023.378
(5) 2ª	Copel DIS	27.10.2016	2	27.10.2018	27.10.2019	124,0% da taxa DI	500.000	504.699	-
(6) 1ª	Copel CTE	15.10.2015	5	15.10.2020	15.10.2024	IPCA + 7,9633% a.a.	160.000	174.184	162.158
(7) 2ª	Elejor	26.09.2013	60	26.10.2013	26.09.2018	DI + Spread 1,00% a.a.	203.000	70.984	111.516
(8) 1ª	Compagás	15.06.2013	40	15.09.2015	15.12.2018	TJLP + 1,7% a.a.+1,0% a.a.	62.626	38.018	56.219
(9) 2ª	Compagás	15.04.2016	57	15.07.2017	15.12.2021	TJLP/Selic + 2,17% a.a.	33.620	23.768	-
(10) 1ª	(a)	10.06.2014	1	-	10.12.2016	DI + Spread 1,45% a.a.	222.000	-	223.815
(11) 2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	TJLP + 2,02% a.a.	147.575	143.407	-
(12) 2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	IPCA + 9,87% a.a.	153.258	151.781	-
								4.790.809	3.683.928
								Circulante	1.131.198
								Não circulante	3.659.611
									924.005
									2.759.923

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

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

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

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

Encargos financeiros

(1) Juros semestrais - maio e novembro.

(2) Juros anuais - maio.

(3) Juros anuais - julho.

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

(5) Juros anuais - outubro.

(7) (11) (12) Juros mensais.

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

(10) Juros semestrais - junho e dezembro.

Destinação

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

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

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

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

(10) Resgate de notas promissórias e investimento nos parques eólicos.

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

Garantias

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

(8) (9) Flutuante.

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

Interveniente garantidora

(2) (3) (4) (5) (6) (10) (11) (12) Copel.

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

(8) (9) Compagás.

Agente fiduciário

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

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

(11) (12) Não há.

24.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2016	Controladora	Consolidado
2018	332.976	1.448.351
2019	332.975	1.459.667
2020	-	364.920
2021	-	41.267
2022	-	67.432
Após 2022	-	277.974
	665.951	3.659.611

24.2 Mutação das debêntures

Consolidado	circulante	não circulante	Total
Em 1º.01.2015	431.491	2.153.957	2.585.448
Ingressos	-	1.168.633	1.168.633
Encargos	448.627	2.857	451.484
Transferências	565.524	(565.524)	-
Amortização - principal	(154.822)	-	(154.822)
Pagamento - encargos	(366.815)	-	(366.815)
Em 31.12.2015	924.005	2.759.923	3.683.928
Ingressos	-	1.822.965	1.822.965
Encargos e variação monetária	620.915	(3.789)	617.126
Transferências	919.488	(919.488)	-
Amortização - principal	(785.239)	-	(785.239)
Pagamento - encargos	(547.971)	-	(547.971)
Em 31.12.2016	1.131.198	3.659.611	4.790.809

24.3 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

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

Em 31.12.2016, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

Abaixo destacamos os *covenants* financeiros presentes nos contratos de debêntures:

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

25 Benefícios Pós-Emprego

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

Os valores desses compromissos atuariais (contribuições, custos, passivos e/ou ativos) são calculados anualmente por atuário independente, com data base que coincide 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, somando-se 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 estes 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 previdenciário unificado é um plano de Benefício Definido - BD em que a renda é pré-determinada em função do nível salarial de cada indivíduo, e o plano previdenciário III é um plano de Contribuição Variável - CV.

O plano de Benefício Definido - BD é um plano fechado para novos participantes desde 1998 e tem apenas 39 participantes ativos de um total de 4.502 em 31.12.2016. O plano de Contribuição Variável - CV é o único plano disponível para novos participantes.

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

25.2 Plano de benefício assistencial

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

25.3 Balanço patrimonial e resultado do exercício

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Planos previdenciários	7	21	1.252	1.008
Planos assistenciais	3.698	7.795	768.613	593.652
	3.705	7.816	769.865	594.660
Circulante	188	21	47.894	43.323
Não circulante	3.517	7.795	721.971	551.337

Os valores consolidados reconhecidos no demonstrativo de resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Planos previdenciários	1.618	4.173	75.407	65.878
Planos previdenciários - administradores	518	530	1.175	2.241
Plano assistencial - pós-emprego	2.739	1.587	129.647	143.236
Plano assistencial - funcionários ativos	721	2.114	75.578	61.927
Plano assistencial - administradores	93	81	228	139
(-) Transferências para imobilizado e intangível em curso	-	(4)	(22.268)	(19.094)
	5.689	8.481	259.767	254.327

25.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

Consolidado	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2015	37.404	861.214	898.618
Apropriação do cálculo atuarial	-	143.202	143.202
Contribuições previdenciárias e assistenciais	133.428	-	133.428
Ajuste referente a ganhos atuariais	-	(410.330)	(410.330)
Transferências	42.749	(42.749)	-
Amortizações	(170.258)	-	(170.258)
Em 31.12.2015	43.323	551.337	594.660
Apropriação do cálculo atuarial	-	130.707	130.707
Contribuições previdenciárias e assistenciais	142.735	-	142.735
Ajuste referente a perdas atuariais	-	88.906	88.906
Transferências	48.979	(48.979)	-
Amortizações	(187.143)	-	(187.143)
Em 31.12.2016	47.894	721.971	769.865

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 2016 e 2015, estão demonstradas a seguir:

Consolidado	2016		2015	
	Real	Nominal	Real	Nominal
Econômicas				
Inflação a.a.	-	5,15%	-	6,80%
Taxa de desconto/retorno esperados a.a.				
Planos de benefícios previdenciários	5,91%	11,37%	7,30%	14,60%
Planos de benefício assistencial	5,89%	11,35%	7,28%	14,57%
Crescimento salarial a.a.	2,00%	7,25%	2,00%	8,94%
Demográficas				
Tábua de mortalidade		AT - 2000		AT - 2000
Tábua de mortalidade de inválidos		WINKLEVOSS		WINKLEVOSS
Tábua de entrada em invalidez		A. VINDAS		A. VINDAS

25.5.2 Número de participantes e beneficiários

Consolidado	Plano previdenciário		Plano assistencial	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Número de participantes ativos	8.702	8.838	8.456	8.571
Número de participantes inativos	7.826	7.795	7.546	7.445
Número de dependentes	-	-	23.745	23.933
Total	16.528	16.633	39.747	39.949

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

Consolidado	Plano BD	Plano CV
Em 31.12.2016		
Participantes aposentados	15,62	23,75
Participantes pensionistas	16,59	28,89
Em 31.12.2015		
Participantes aposentados	15,62	25,68
Participantes pensionistas	16,64	28,65

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica da Companhia e de suas controladas é de 66,2 anos.

25.5.4 Avaliação atuarial

Com base na revisão das premissas, os valores do plano previdenciário para 31.12.2016 totalizaram um superávit do plano de R\$ 527.699, enquanto que, em 31.12.2015, a posição era de R\$ 312.586. A legislação atual aplicável não permite qualquer redução significativa nas contribuições ou reembolsos à Companhia com base no superávit atual desse plano. Por esse motivo, a Companhia não registrou um ativo em seu balanço de 31 de dezembro de 2016, refletindo qualquer direito de redução de contribuições ou restituição de superávit ou outros valores

Consolidado	Plano Previdenciário	Plano Assistencial	31.12.2016	31.12.2015
Obrigações total ou parcialmente cobertas	4.950.876	933.914	5.884.790	4.931.012
Valor justo dos ativos do plano	(5.478.575)	(165.301)	(5.643.876)	(4.649.946)
Estado de cobertura do plano	(527.699)	768.613	240.914	281.066
Ativo não reconhecido	527.699	-	527.699	312.586
	-	768.613	768.613	593.652

A Companhia e suas controladas procederam ajustes nos seus passivos assistenciais através de relatório atuarial, data base 31.12.2016, quando efetuaram os registros, em outros resultados abrangentes, do valor total de R\$ 89.107, correspondente a um acréscimo apurado naquela data base.

25.5.5 Movimentação do passivo atuarial

Consolidado	Plano previdenciário	Plano assistencial
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 01.01.2015	4.379.430	1.047.284
Custo de serviço	471	34.802
Custo dos juros	559.366	127.622
Benefícios pagos	(345.288)	(74.722)
(Ganhos) / perdas atuariais	(419.249)	(378.704)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2015	4.174.730	756.282
Custo de serviço	203	44.942
Custo dos juros	601.259	108.465
Benefícios pagos	(381.274)	(88.259)
(Ganhos) / perdas atuariais	555.958	112.484
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2016	4.950.876	933.914

25.5.6 Movimentação do ativo atuarial

Consolidado	Plano previdenciário	Plano assistencial
Valor justo do ativo do plano em 01.01.2015	4.562.547	149.696
Retorno esperado dos ativos	564.872	19.223
Contribuições e aportes	36.294	-
Benefícios pagos	(345.288)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	(331.109)	(6.289)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2015	4.487.316	162.630
Retorno esperado dos ativos	637.541	23.749
Contribuições e aportes	25.724	-
Benefícios pagos	(381.274)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	709.268	(21.078)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2016	5.478.575	165.301

25.5.7 Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2017 para cada plano estão demonstrados a seguir:

Consolidado	Plano previdenciário	Plano assistencial	2017
Custo do serviço corrente	588	9.213	9.801
Custo estimado dos juros	563.235	105.971	669.206
Rendimento esperado do ativo do plano	(606.478)	(18.299)	(624.777)
Contribuições estimadas dos empregados	(259)		(259)
Custos (receitas)	(42.914)	96.885	53.971

25.5.8 Análise de sensibilidade

As tabelas a seguir apresentam a análise de sensibilidade, que demonstra o efeito de um aumento ou uma redução de um ponto percentual nas taxas presumidas de variação dos custos assistenciais, sobre o agregado dos componentes de custo de serviço e custo 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	(53.980)	60.025
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(160.400)	90.612
Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos		
Impactos nas obrigações do programa de saúde	56.981	(56.981)
Impacto no custo do serviço do exercício seguinte do programa de saúde	4.095	(4.095)
Sensibilidade ao custo do serviço		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	(468)	468
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(830)	830

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 previdenciário	Outros benefícios	Total
2017	439.774	27.724	467.498
2018	465.316	29.742	495.057
2019	453.267	29.045	482.312
2020	438.853	28.218	467.072
2021	424.171	27.384	451.555
2022 a 2056	5.047.393	339.785	5.387.178

25.5.10 Alocação de ativos e estratégia de investimentos

A alocação de ativos para os planos previdenciário e assistencial da Companhia e de suas controladas no final de 2016 e a alocação-meta para 2017, por categoria de ativos, são as seguintes:

Consolidado	Meta para 2017	2016
Renda fixa	87,5%	90,8%
Renda variável	4,6%	5,7%
Empréstimos	1,2%	1,2%
Imóveis	1,9%	1,7%
Investimentos estruturados	4,8%	0,6%
	100,0%	100,0%

Abaixo são apresentados os limites estipulados pela administração do Fundo:

Consolidado	Plano Unificado (BD)		Plano III (CV)	
	meta (%) (*)	mínimo (%)	meta (%)	mínimo (%)
Renda fixa	92,0%	86,0%	79,7%	61,3%
Renda variável	2,0%	1,0%	9,0%	7,0%
Empréstimos	0,5%	0,0%	2,4%	1,0%
Imóveis	2,5%	1,0%	1,1%	0,0%
Investimentos estruturados	3,0%	0,0%	7,9%	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 31.12.2016 e 2015, os valores dos ativos do plano previdenciário incluíam os seguintes títulos mobiliários emitidos pela Copel:

Consolidado	Plano previdenciário de benefícios definidos	
	31.12.2016	31.12.2015
Ações	66	968
	66	968

25.5.11 Informações adicionais

A Companhia e suas controladas também patrocinam um plano de contribuição variável para todos os empregados.

As contribuições nos exercícios encerrados em 31.12.2016 e 31.12.2015 foram de R\$ 75.679 e R\$ 68.939, respectivamente.

26 Encargos do Consumidor a Recolher

Consolidado	31.12.2016	31.12.2015
Conta de desenvolvimento energético - CDE (a)	136.450	204.309
Reserva global de reversão - RGR	5.262	20.768
Bandeira tarifária	-	52.381
	141.712	277.458

(a) Resoluções Homologatórias Aneel nºs 2.004/2015 e 2.077/2016.

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 nº 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 31.12.2016	Saldo em 31.12.2015
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	-	4.603	-	4.603	5.762
MME	-	2.302	-	2.302	2.882
P&D	86.077	-	208.011	294.088	252.828
	86.077	6.905	208.011	300.993	261.472
Programa de eficiência energética - PEE					
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel	-	4.932	-	4.932	-
PEE	33.459	-	144.505	177.964	137.521
	33.459	4.932	144.505	182.896	137.521
	119.536	11.837	352.516	483.889	398.993
Circulante				231.513	167.881
Não circulante				252.376	231.112

27.2 Mutação dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D		Procel	PEE		Total
	Circulante	Circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Circulante	Não circulante	
Em 1º.01.2015	5.742	2.872	81.127	130.857	-	86.231	28.935	335.764
Constituições	33.496	16.747	971	32.526	-	-	42.916	126.656
Contrato de desempenho	-	-	-	-	-	-	2.242	2.242
Juros Selic (NE nº 34)	-	-	216	22.567	-	-	11.277	34.060
Transferências	-	-	31.103	(31.103)	-	9.105	(9.105)	-
Recolhimentos	(33.476)	(16.737)	-	-	-	-	-	(50.213)
Conclusões	-	-	(15.436)	-	-	(34.080)	-	(49.516)
Em 31.12.2015	5.762	2.882	97.981	154.847	-	61.256	76.265	398.993
Constituições	25.535	12.768	1.062	24.472	4.804	-	31.398	100.039
Contrato de desempenho	-	-	-	-	-	-	1.907	1.907
Juros Selic (NE nº 34)	-	-	159	25.702	128	-	15.792	41.781
Transferências	-	-	46.334	(46.334)	-	31.673	(31.673)	-
Recolhimentos	(26.694)	(13.348)	-	-	-	-	-	(40.042)
Conclusões	-	-	(10.135)	-	-	(8.654)	-	(18.789)
Em 31.12.2016	4.603	2.302	135.401	158.687	4.932	84.275	93.689	483.889

28 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Referem-se aos encargos de outorga de concessão onerosa pelo direito de uso do bem público - UBP.

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.12.2016	31.12.2015
(1) UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	07.2042	5,65% a.a.	IPCA	16.235	15.437
(2) UHE Colider	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	22.783	21.493
(3) UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	6.299	5.557
(4) PCH Cavernoso	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	66	97
(5) UHE Apucarantina	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	460	676
(6) UHE Chaminé	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	795	1.170
(7) UHE Derivação Rio Jordão	Copel GeT	11.07.2013	24.02.2014	02.2019	7,74% a.a.	IPCA	532	702
(8) UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	10.2036	11,00% a.a.	IGPM	518.372	490.533
							565.542	535.665
							Circulante 66.210	61.786
							Não circulante 499.332	473.879

Taxa de desconto no cálculo do valor presente

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

Pagamento à União

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

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

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

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

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

Consolidado	Valor nominal	Valor presente
2017	66.366	66.210
2018	66.380	47.248
2019	65.832	42.236
2020	65.788	38.476
Após 2020	1.078.823	371.372
	1.343.189	565.542

28.2 Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

Consolidado	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2015	54.955	436.772	491.727
Adição	-	334	334
Ajuste a valor presente	-	(1.742)	(1.742)
Variação monetária	6.500	94.192	100.692
Transferências	55.677	(55.677)	-
Pagamentos	(55.346)	-	(55.346)
Em 31.12.2015	61.786	473.879	535.665
Adição (a)	574.827	742	575.569
Ajuste a valor presente	-	(483)	(483)
Variação monetária	17.693	85.691	103.384
Transferências	60.497	(60.497)	-
Pagamentos	(648.593)	-	(648.593)
Em 31.12.2016	66.210	499.332	565.542

(a) A adição de R\$ 574.827 refere-se à Bonificação de Outorga (NE nº 10.2). Este saldo está totalmente quitado.

29 Outras Contas a Pagar

Consolidado	31.12.2016	31.12.2015
Acordo Ivaí Engenharia (NE nº 30.1.2 - g)	122.068	-
Consumidores	32.283	26.391
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	28.880	31.399
Taxa de iluminação pública arrecadada	27.565	11.671
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	20.542	15.823
Devolução ao consumidor	10.894	12.011
Aquisição de investimentos	9.595	9.571
Cauções em garantia	8.067	8.861
Outras obrigações	35.422	50.944
	295.316	166.671
	Circulante	264.791
	Não circulante	30.525
		135.709
		30.962

30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente

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

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

30.1 Provisões para litígios

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

Consolidado	Saldo em 1º.01.2016	Resultado		Custo de construção	Imobilizado e intangível em curso	Adições/(Reversões)	Quitações	Transfe- rências	Saldo em 31.12.2016
		Adições	Reversões						
Fiscais									
Cofins (a)	258.715	28.563	(193.386)	-	-	-	-	-	93.892
Outras (b)	68.333	86.362	(9.630)	-	-	(1.758)	(32.317)	-	110.990
	327.048	114.925	(203.016)	-	-	(1.758)	(32.317)	-	204.882
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	431.390	(356.419)	51.822	(2.622)	(193.197)	(184.567)	-	1.241.343

Consolidado	Saldo em 1º.01.2015	Resultado		Custo de construção	Imobilizado e intangível em curso	Quitações	Saldo em 31.12.2015
		Provisões para litígios					
		Adições	Reversões	Adições	Adições/(Reversões)		
Fiscais							
Cofins (a)	254.386	4.328	-	-	-	-	258.714
Outras (b)	37.458	50.125	(15.262)	-	-	(3.987)	68.334
	291.844	54.453	(15.262)	-	-	(3.987)	327.048
Trabalhistas (c)	326.246	132.868	(17.949)	-	-	(33.032)	408.133
Benefícios a empregados (d)	114.543	27.219	(15.018)	-	-	(22.264)	104.480
Cíveis							
Fornecedores	60.680	-	(2.868)	-	-	(57.812)	-
Cíveis e direito administrativo (e)	256.169	134.097	(22.890)	-	-	(42.159)	325.217
Servidões de passagem (f)	25.407	36.390	(41.657)	36.816	6.249	(336)	62.869
Desapropriações e patrimoniais (g)	402.219	45.586	(270.270)	6.460	13.964	(1.064)	196.895
Consumidores (h)	10.602	7.336	(2.438)	-	-	(1.844)	13.656
	755.077	223.409	(340.123)	43.276	20.213	(103.215)	598.637
Ambientais (i)	479	389	-	-	-	-	868
Regulatórias (j)	58.443	5.498	(6.985)	-	-	(1.186)	55.770
	1.546.632	443.836	(395.337)	43.276	20.213	(163.684)	1.494.936

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 (f)	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

Controladora	Saldo em 1º.01.2015	Resultado		Quitações	Saldo em 31.12.2015
		Adições	Reversões		
Fiscais					
Cofins (a)	254.386	4.328	-	-	258.714
Outras (b)	29.338	156	(13.492)	(3.986)	12.016
	283.724	4.484	(13.492)	(3.986)	270.730
Trabalhistas (c)	159	157	(287)	-	29
Cíveis (f)	672	5.221	(241)	-	5.652
Regulatórias (j)	12.764	1.345	-	-	14.109
	297.319	11.207	(14.020)	(3.986)	290.520

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.

No segundo trimestre de 2016, a Copel efetuou a reversão de provisão no valor de R\$ 193.386, considerando que o processo nº 10980-720.458/2011-15, relativo ao período de outubro de 1998 a junho de 2001, transitou em julgado favoravelmente à Companhia, cancelando a exigência fiscal.

b) Outras provisões fiscais

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

Réu: Receita Federal do Brasil

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

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

c) Trabalhistas

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

d) Benefícios a empregados

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

e) Cíveis e direito administrativo

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

Autor: Tradener Ltda.

Valor estimado: R\$ 105.010

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

Situação atual: - Processo nº 0005550-26.2012.8.16.0004 - a Companhia foi condenada ao pagamento das comissões devidas à Tradener por decisão que transitou em julgado em 28.06.2016. Em cumprimento de sentença, na data de 07.11.2016, a Companhia quitou a obrigação, no valor executado de R\$ 57.116, ensejando a extinção do processo.

- Processo nº 0005990.22.2012.8.16.0004 - por sentença proferida em 27.01.2014, a Companhia foi condenada ao pagamento das comissões devidas à Tradener do valor atualizado aproximado de R\$ 105.010, correspondente ao valor atualizado pelo Índice Nacional de Preço ao Consumidor - INPC / Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE a partir do vencimento das comissões, acrescido de juros de 1% ao mês, contados da citação (31.10.2012) e honorários. Dessa decisão, a Companhia recorreu, porém, em 08.11.2016, por maioria, o Tribunal negou provimento à apelação. Dessa decisão a Copel opôs recurso de Embargos de Declaração que aguarda julgamento.

f) Servidões de passagem

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

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

g) Desapropriações e patrimoniais

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

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

Autor: Ivaí Engenharia de Obras S.A.

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

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

h) Consumidores

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

i) Ambientais

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

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

j) Regulatórias

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

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

Valor estimado: R\$ 49.655

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

Situação atual: aguardando julgamento.

30.2 Passivo contingente

30.2.1 Classificação das ações consideradas como de perda possível.

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Fiscais (a)	484.539	1.252.740	752.625	1.476.765
Trabalhistas (b)	146	222	423.495	605.095
Benefícios a empregados (c)	-	-	23.631	73.310
Cíveis (d)	10.302	30.711	594.220	1.170.019
Regulatórias (e)	-	-	765.906	646.455
	494.987	1.283.673	2.559.877	3.971.644

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

a) Fiscais

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

Autor: Receita Federal

No segundo trimestre, a Copel reduziu a estimativa deste item em R\$ 635.797, em virtude de o processo 10980-720.458/2011-15 (relativo à Cofins do período de outubro de 1998 a junho de 2001) ter transitado em julgado favoravelmente à Companhia, cancelando esta exigência fiscal.

No quarto trimestre, o processo 11453.720.001/2011-23 (referente à maior parte dos juros exigidos relativamente à Cofins de agosto de 1995 a dezembro de 1996) transitou em julgado favoravelmente à Companhia, permitindo o cancelamento dessa exigência fiscal estimada, na época, em aproximadamente R\$153.000.

Situação atual: processo encerrado.

Autor: Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS

Valor estimado: R\$ 307.450

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

Situação atual: aguardando julgamento.

Autor: Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS

Valor estimado: R\$ 27.044

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

Situação atual: aguardando julgamento.

Autor: Secretaria de Estado da Fazenda

Valor estimado: R\$ 62.139

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

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

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

b) Trabalhistas

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

c) Benefícios a empregados

Ações de 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. As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Mineradora Tibagiana Ltda.

Valor estimado: R\$ 143.354

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

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

Autor: Ivaí Engenharia de Obras S.A.

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

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

Autores: franquizados de Agência/loja Copel

Valor estimado: R\$ 48.924

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

Situação atual: aguardando julgamentos.

e) Regulatórias

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

Autor: Aneel

Valor estimado: R\$ 17.007

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

Situação atual: aguardando julgamento.

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

Valor estimado: R\$ 721.060

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

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

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

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

O risco de perda da ação está classificado como possível (intermediário), considerando o montante de R\$ 721.060 em 31.12.2016. 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 Atribuível aos acionistas da empresa controladora

31.1.1 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 esta 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 esta 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".

Em 15.12.2016, a Assembleia Geral Extraordinária aprovou aumento de capital no valor de R\$ 1.000.000, com a utilização de reserva de retenção de lucros.

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

Acionistas	Número de ações em unidades							
	Ordinárias		Preferenciais "A"		Preferenciais "B"		Total	
	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%
Estado do Paraná	85.028.598	58,63	-	-	-	-	85.028.598	31,07
BNDESPAR	38.298.775	26,41	-	-	27.282.006	21,26	65.580.781	23,96
Eletrobrás	1.530.774	1,06	-	-	-	-	1.530.774	0,56
Custódias em bolsa:								
BM&FBOVESPA	18.631.543	12,85	76.763	23,36	66.917.562	52,16	85.625.868	31,30
NYSE	1.204.601	0,83	-	-	33.958.398	26,47	35.162.999	12,85
Latibex	-	-	-	-	88.949	0,07	88.949	0,03
Prefeituras	178.393	0,12	9.326	2,84	3.471	-	191.190	0,07
Outros	158.396	0,10	242.538	73,80	45.282	0,04	446.216	0,16
	145.031.080	100,00	328.627	100,00	128.295.668	100,00	273.655.375	100,00

31.1.2 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.

Mutação de ajustes de avaliação patrimonial

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2015	976.964	976.964
Ajustes referentes a ativos financeiros disponíveis para venda		
Aplicações financeiras (a)	417	633
Tributos sobre os ajustes	-	(216)
Investimentos em participações societárias	(5)	(5)
Tributos sobre os ajustes	1	1
Ajustes referentes a passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	2.050	410.330
Tributos sobre os ajustes	(696)	(139.059)
Benefícios pós-emprego - equivalência (a)	289.082	19.660
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(137.031)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	46.590
Custo atribuído do imobilizado - equivalência (a)	(90.441)	-
Atribuível aos acionistas não controladores	-	(495)
Em 31.12.2015	1.177.372	1.177.372
Ajustes referentes a 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)
Ajustes referentes a passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	6.460	(88.906)
Tributos sobre os ajustes	(2.196)	30.174
Benefícios pós-emprego - equivalência	(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)	-
Realização de ganhos atuariais	(19.933)	(19.933)
Atribuível aos acionistas não controladores	-	(65)
Em 31.12.2016	998.466	998.466

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

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

31.1.4 Proposta de distribuição de dividendos

Controladora	31.12.2016	31.12.2015
(1) Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios (25%)		
Lucro líquido do exercício	958.650	1.192.738
Reserva legal (5%)	(47.933)	(59.637)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	101.707	90.441
Base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios	1.012.424	1.223.542
	253.106	305.885
(2) Distribuição total proposta (3+5)	282.947	326.795
(3) Juros sobre o capital próprio, brutos	282.947	198.000
Imposto de renda retido na fonte	(29.841)	(20.910)
(4) Juros sobre o capital próprio, líquidos	253.106	177.090
(5) Dividendos propostos		128.795
(6) Distribuição total proposta, líquida (4+5)	253.106	305.885
Valor bruto dos dividendos por ação:		
Ações ordinárias	0,98539	1,13716
Ações preferenciais classe "A"	2,89050	2,52507
Ações preferenciais classe "B"	1,08410	1,25473
Valor bruto dos dividendos por classes de ações:		
Ações ordinárias	142.912	164.924
Ações preferenciais classe "A"	949	960
Ações preferenciais classe "B"	139.086	160.911

Conforme as disposições legais e estatutárias vigentes, a base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios é obtida a partir do lucro líquido, diminuído da quota 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 do ICPC 10 Interpretação sobre a Aplicação Inicial ao Ativo Imobilizado e à Propriedade para Investimento dos Pronunciamentos Técnicos CPCs 27, 28, 37 e 43, de forma a anular o efeito causado ao resultado pelo aumento da despesa com depreciação, decorrente da adoção das normas contábeis por ele estabelecidas, 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.

31.1.5 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	31.12.2016	31.12.2015
Numerador básico e diluído		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:		
Ações ordinárias	485.255	603.746
Ações preferenciais classe "A"	1.282	1.741
Ações preferenciais classe "B"	472.113	587.251
	958.650	1.192.738
Denominador básico e diluído		
Média ponderada das ações (em milhares):		
Ações ordinárias	145.031.080	145.031.080
Ações preferenciais classe "A"	348.531	380.291
Ações preferenciais classe "B"	128.275.764	128.244.004
	273.655.375	273.655.375
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora		
Ações ordinárias	3,34587	4,16287
Ações preferenciais classe "A"	3,68045	4,57807
Ações preferenciais classe "B"	3,68045	4,56917

O lucro ou prejuízo líquido por ação é calculado com base na média ponderada do número de ações em circulação durante o período de divulgação. Para todos os períodos apresentados, a Companhia não tem nenhum instrumento potencial equivalente a ações ordinárias que pudesse ter efeito dilutivo, desta forma, o lucro básico por ações é equivalente ao lucro por ação diluído.

Uma vez que os acionistas preferenciais e ordinários possuem direitos a dividendos, a voto e a liquidação diferentes, os lucros básicos e diluídos por ação foram calculados pelo método de "duas classes". O método de "duas classes" é uma fórmula de alocação do lucro que determina o lucro por ação preferencial e ordinária de acordo com os dividendos declarados, conforme o estatuto social da Companhia e os direitos de participação sobre lucros não-distribuídos calculados de acordo com o direito a dividendos de cada classe de ações.

32 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (32.5)	ISSQN	Receita líquida 31.12.2016
Fornecimento de energia elétrica (32.1)	9.606.133	(884.681)	(2.426.940)	(1.063.007)	-	5.231.505
Suprimento de energia elétrica (32.2)	2.963.349	(239.531)	-	(47.746)	-	2.676.072
Disponibilidade da rede elétrica (32.3)	6.974.829	(575.166)	(1.511.601)	(911.479)	-	3.976.583
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 (32.4)	179.820	(26.072)	-	-	(2.342)	151.406
	21.061.792	(1.801.359)	(4.131.780)	(2.022.232)	(4.668)	13.101.753

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (32.5)	ISSQN	Receita líquida
						31.12.2015 Reapresentado
Fornecimento de energia elétrica (32.1)	11.289.201	(1.045.529)	(2.784.289)	(1.712.463)	-	5.746.920
Suprimento de energia elétrica (32.2)	4.130.184	(350.796)	-	(71.947)	-	3.707.441
Disponibilidade da rede elétrica (32.3)	5.879.729	(547.565)	(1.420.129)	(1.523.530)	-	2.388.505
Receita de construção	1.196.324	-	-	-	-	1.196.324
Valor justo do ativo indenizável da concessão	217.713	-	-	-	-	217.713
Telecomunicações	277.876	(10.760)	(55.038)	-	(2.151)	209.927
Distribuição de gás canalizado	704.625	(66.877)	(111.349)	-	-	526.399
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	858.170	-	-	-	-	858.170
Outras receitas operacionais (32.4)	119.402	(22.545)	-	-	(2.412)	94.445
	24.673.224	(2.044.072)	(4.370.805)	(3.307.940)	(4.563)	14.945.844

32.1 Fornecimento de energia por classe de consumidor

Consolidado	Receita bruta		Receita líquida	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Residencial	2.841.218	3.554.995	1.371.184	1.804.690
Industrial	3.029.411	3.829.081	1.795.957	2.049.456
Comercial, serviços e outras atividades	2.130.228	2.511.750	1.065.202	1.155.967
Rural	815.079	546.685	584.452	339.338
Poder público	236.550	273.120	138.535	149.663
Iluminação pública	229.182	271.036	114.540	122.904
Serviço público	324.465	302.534	161.635	124.902
	9.606.133	11.289.201	5.231.505	5.746.920

32.2 Suprimento de energia elétrica

Consolidado	Receita bruta	
	31.12.2016	31.12.2015
Contratos bilaterais	1.366.551	1.160.503
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	753.393	2.159.431
Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado - CCEAR (leilão)	673.154	793.036
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.2)	96.783	-
Regime de cotas	73.468	17.214
	2.963.349	4.130.184

32.3 Disponibilidade da rede elétrica por classe de consumidor

Consolidado	Receita bruta		Receita líquida	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Residencial	2.060.305	1.961.163	977.359	706.983
Industrial	1.246.575	1.280.283	564.335	459.231
Comercial, serviços e outras atividades	1.409.771	1.399.336	667.715	507.703
Rural	339.438	300.297	241.039	185.378
Poder público	168.823	161.275	94.430	71.141
Iluminação pública	167.255	153.826	78.274	53.844
Serviço público	125.928	111.539	59.209	39.896
Consumidores livres	398.024	282.241	300.531	179.711
Rede básica, de fronteira e de conexão	1.494	1.352	1.128	860
Receita de operação e manutenção - O&M	151.984	91.772	138.502	67.663
Receita de juros efetivos (a)	905.232	136.645	854.061	116.095
	6.974.829	5.879.729	3.976.583	2.388.505

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

32.4 Outras receitas operacionais

Consolidado	Receita bruta	
	31.12.2016	31.12.2015
Arrendamentos e aluguéis (32.4.1)	103.793	88.008
Renda da prestação de serviços	32.575	17.203
Serviço taxado	10.148	8.773
Outras receitas	33.304	5.418
	179.820	119.402

32.4.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	31.12.2016	31.12.2015
Equipamentos e estruturas	103.490	87.190
Imóveis	248	271
Compartilhamento de instalações	55	547
	103.793	88.008

32.5 Encargos do consumidor

Consolidado	31.12.2016	31.12.2015
Conta de desenvolvimento energético - CDE Uso (32.5.1)	876.361	1.494.630
Conta de desenvolvimento energético - CDE Energia	790.117	497.667
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	203.671	1.120.218
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	100.039	126.656
Quota para reserva global de reversão - RGR	42.887	62.554
Taxa de fiscalização	9.157	6.215
	2.022.232	3.307.940

32.5.1 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

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

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

A Resolução Homologatória Aneel nº 2018/2016 definiu a quota da CDE-Uso, no valor mensal de R\$ 83.727 a partir da competência de janeiro de 2016. Porém, a partir da competência de junho do mesmo ano, o valor mensal da quota foi alterado para R\$ 71.600, estabelecida pela Resolução Aneel nº 2.077/2016;

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

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

A Resolução Homologatória nº 1.863/2015 definiu o valor da quota de CDE relativa à Conta ACR em R\$ 46.638, a partir da competência de junho de 2015. A partir da competência de junho de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2004/2015, o valor da quota foi atualizado para R\$ 49.362. Em 31.12.2016, restam 36 parcelas a serem pagas. As referidas parcelas são atualizadas anualmente, a partir do processo tarifário de cada distribuidora, de acordo com as condições contratadas pela CCEE para cada um dos financiamentos realizados junto às instituições financeiras participantes; e

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

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

Liminares Abrace e Anace

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

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

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

Considerando como base o mês de competência de dezembro de 2016, atualmente são 96 unidades consumidoras beneficiadas pelas decisões liminares. Dessa forma, a Companhia vem procedendo, ao longo do exercício, a dedução do pagamento da cota da CDE dos valores não faturados decorrentes destas liminares, assim não impactando o resultado da distribuidora.

As diferenças entre a cobertura tarifária para este encargo e a cota efetivamente paga, desde o início da vigência das liminares até a competência de dezembro de 2016, representam o montante de R\$ 79.364 para a CDE Uso e R\$ 6.414 para a CDE Energia.

32.6 Revisão tarifária periódica da Copel DIS

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

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

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

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

Base de Remuneração Regulatória - BRR

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

De acordo com o determinado no Proret, da Aneel, para a avaliação dos ativos das concessionárias de distribuição de energia elétrica, a base de remuneração no Ciclo de RTP vigente é calculada considerando a base de remuneração aprovada no Ciclo anterior (base “blindada”), aprovados por laudo de avaliação (associados aos ativos existentes, em operação, excetuando-se as movimentações ocorridas no período), mais os valores das inclusões ocorridas entre as datas-bases da RTP anterior e atual (base incremental).

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

33 Custos e Despesas Operacionais

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2016
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)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2015
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(6.032.916)	-	-	-	(6.032.916)
Encargos de uso da rede elétrica	(919.788)	-	-	-	(919.788)
Pessoal e administradores (33.2)	(863.406)	(15.617)	(289.827)	-	(1.168.850)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(196.238)	(2.388)	(55.701)	-	(254.327)
Material	(66.968)	(748)	(8.986)	-	(76.702)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(199.323)	-	-	-	(199.323)
Gás natural e insumos para operação de gás	(1.176.090)	-	-	-	(1.176.090)
Serviços de terceiros (33.3)	(365.745)	(41.876)	(111.882)	-	(519.503)
Depreciação e amortização	(600.240)	(35)	(68.558)	(7.639)	(676.472)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	66.029	(226.837)	-	(50.021)	(210.829)
Custo de construção (33.5)	(1.251.004)	-	-	-	(1.251.004)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(193.627)	4.104	(135.652)	(100.959)	(426.134)
	(11.799.316)	(283.397)	(670.606)	(158.619)	(12.911.938)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas), 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

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas), líquidas	31.12.2015
Pessoal e administradores (33.2)	(76.665)	-	(76.665)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(8.481)	-	(8.481)
Material	(542)	-	(542)
Serviços de terceiros	(13.834)	-	(13.834)
Depreciação e amortização	(2)	(6.606)	(6.608)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	-	2.813	2.813
Outras receitas (despesas) operacionais	(24.193)	207	(23.986)
	(123.717)	(3.586)	(127.303)

33.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.12.2016	31.12.2015
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	3.220.461	3.812.509
Itaipu Binacional	1.089.804	1.567.844
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	535.656	982.388
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	242.910	177.946
Contratos bilaterais	20.006	30.557
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(423.233)	(538.328)
	4.685.604	6.032.916

33.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Pessoal				
Remunerações	15.648	46.310	801.789	735.072
Encargos sociais	5.223	15.249	257.519	227.667
Auxílio alimentação e educação	1.169	4.094	109.999	98.367
Participação nos lucros e/ou resultados (a)	650	2.925	64.814	78.462
Provisão para indenização por demissões voluntárias e aposentadorias	-	-	44.276	5.443
	22.690	68.578	1.278.397	1.145.011
Administradores				
Honorários	6.479	6.420	20.639	19.027
Encargos sociais	1.658	1.632	5.136	4.645
Outros gastos	34	35	246	167
	8.171	8.087	26.021	23.839
	30.861	76.665	1.304.418	1.168.850

(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	31.12.2016	31.12.2015
Manutenção do sistema elétrico	160.720	160.564
Manutenção de instalações	90.451	85.192
Comunicação, processamento e transmissão de dados	61.317	72.042
Leitura e entrega de faturas	49.462	44.399
Consultoria e auditoria	41.396	19.120
Agentes autorizados e credenciados	40.035	34.429
Atendimento a consumidor	21.000	20.478
Outros serviços	86.112	83.279
	550.493	519.503

33.4 Perdas estimadas, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
PECLD (Clientes e Outros créditos)	-	-	179.908	226.838
Perdas estimadas (reversão) para redução ao valor recuperável de ativos	-	-	581.577	(66.029)
Provisão (reversão) para litígios	(166.334)	(2.813)	(21.408)	48.499
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	23.917	1.521
Perdas estimadas em consórcios	-	-	4.702	-
	(166.334)	(2.813)	768.696	210.829

33.5 Custo de construção

Consolidado	31.12.2016	31.12.2015
Material	588.414	574.132
Serviços de terceiros	495.309	504.197
Pessoal	135.272	100.299
Outros	61.750	72.376
	1.280.745	1.251.004

33.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	31.12.2016	31.12.2015
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	183.014	155.147
Indenizações	89.531	50.541
Perdas na desativação e alienação de bens	43.496	53.266
Propaganda e publicidade	37.451	25.867
Arrendamentos e aluguéis (33.6.1)	35.453	33.961
Tributos	29.443	24.237
Resultado da alteração de método de avaliação de investimento (NE nº 18.4)	(52.107)	-
Outros custos e despesas, líquidos	48.575	83.115
	414.856	426.134

33.6.1 Arrendamentos e aluguéis

Consolidado	31.12.2016	31.12.2015
Imóveis	29.911	27.830
Outros	6.919	7.434
(-) Créditos de PIS e Cofins	(1.377)	(1.303)
	35.453	33.961

34 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	Reapresentado 31.12.2015
Receitas financeiras				
Acréscimos moratórios sobre faturas de energia	-	-	221.673	168.796
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	194.153	217.722	194.153	217.722
Renda de aplicações financeiras mantidas para negociação	2.838	1.556	175.367	139.056
Atualização de depósitos judiciais	36.080	-	99.823	-
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	39.283	25.198
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	27.734	121.401
Renda de aplicações financeiras disponíveis para venda	21	18	13.497	16.160
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	-	-	1.116	2.122
Remuneração sobre contas a receber vinculadas à indenização da concessão	-	-	-	20.363
Outras receitas financeiras	87.964	26.051	123.907	58.809
	321.056	245.347	896.553	769.627
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	289.192	272.193	1.072.875	751.524
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	-	-	90.480	101.072
Variação monetária sobre parcelamento da CCEE	-	-	54.753	-
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 27.2)	-	-	41.781	34.060
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	39.358	41.579	40.607	42.627
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	20.597	96.162
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	13.947	-
Variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	5.235	-	5.235	-
Outras despesas financeiras	328	329	122.022	72.853
	334.113	314.101	1.462.297	1.098.298
Líquido	(13.057)	(68.754)	(565.744)	(328.671)

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 2016 e de 2015, todas as vendas foram realizadas em território brasileiro, bem como, todos os ativos não correntes estão localizados em território nacional.

Não foram identificados nenhum cliente na Companhia e de suas controladas que seja responsável individualmente por mais de 10% da receita líquida total do exercício de 2016.

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

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

35.2 Segmentos reportáveis da Companhia

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

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

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

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

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

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

35.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO 31.12.2016	Energia elétrica		TEL	GÁS	HOL	Operações intersegmento	Consolidado
	GET	DIS					
ATIVO TOTAL	15.590.175	10.074.577	856.510	526.477	3.351.656	(373.483)	30.025.912
ATIVO CIRCULANTE	1.288.148	2.588.602	89.471	135.292	941.761	(640.284)	4.402.990
ATIVO NÃO CIRCULANTE	14.302.027	7.485.975	767.039	391.185	2.409.895	266.801	25.622.922
Realizável a Longo Prazo	3.680.669	1.971.232	79.853	152.676	2.145.759	(136.332)	7.893.857
Investimentos	2.116.139	1.362	-	-	217.449	-	2.334.950
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

ATIVO 31.12.2015	GET	DIS	TEL	GÁS	HOL	Operações intersegmento	Consolidado
ATIVO TOTAL	13.730.872	10.715.266	769.317	481.303	3.641.088	(390.189)	28.947.657
ATIVO CIRCULANTE	2.237.784	4.155.554	179.898	103.579	873.169	(616.587)	6.933.397
ATIVO NÃO CIRCULANTE	11.493.088	6.559.712	589.419	377.724	2.767.919	226.398	22.014.260
Realizável a Longo Prazo	1.568.330	1.426.826	59.031	71.016	2.016.463	(189.874)	4.951.792
Investimentos	1.517.582	1.374	-	-	705.754	-	2.224.710
Imobilizado	8.138.199	-	512.068	-	42.415	-	8.692.682
Intangível	268.977	5.131.512	18.320	306.708	3.287	416.272	6.145.076

35.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica			TEL	GÁS	HOL	Operações intersegmento	Consolidado
	GET		DIS					
	GER	TRA						
31.12.2016								
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 e perdas em créditos tributários	(1.086)	(9.234)	(128.899)	(4.653)	(1.036)	166.316	-	21.408
Perdas estimadas para 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	(222.327)	(14.767)	(167.035)	(31.132)	(9.093)	18.690	10.808	(414.856)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	-	117.970	-	-	-	103.725	-	221.695
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	122.694	21.339	396.880	13.489	13.551	331.646	(3.046)	896.553
Despesas financeiras	(613.041)	(108.538)	(369.868)	(23.100)	(14.973)	(335.823)	3.046	(1.462.297)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	404.566	917.116	(130.600)	73.656	6.583	207.037	-	1.478.358
Imposto de renda e contribuição social	(205.027)	(220.512)	(28.729)	(15.324)	(1.632)	(59.344)	-	(530.568)
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	199.539	696.604	(159.329)	58.332	4.951	147.693	-	947.790

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica			TEL	GÁS	HOL	Operações intersegmento	Consolidado
	GET		DIS					
	GER	TRA						
31.12.2015 - Reapresentado								
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.264.197	501.387	9.797.855	272.247	1.391.474	-	(1.281.316)	14.945.844
Receita operacional líquida com terceiros	3.954.296	420.451	9.770.086	207.091	593.920	-	-	14.945.844
Receita operacional líquida entre segmentos	309.901	80.936	27.769	65.156	797.554	-	(1.281.316)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(2.580.045)	(394.015)	(9.516.397)	(203.878)	(1.360.357)	(138.672)	1.281.426	(12.911.938)
Energia elétrica comprada para revenda	(309.682)	-	(6.007.222)	-	-	-	283.988	(6.032.916)
Encargos de uso da rede elétrica	(294.660)	-	(706.680)	-	-	-	81.552	(919.788)
Pessoal e administradores	(186.385)	(79.873)	(699.891)	(87.393)	(30.715)	(84.593)	-	(1.168.850)
Planos previdenciário e assistencial	(40.325)	(18.477)	(165.635)	(17.516)	(3.264)	(9.110)	-	(254.327)
Material	(12.502)	(3.399)	(55.531)	(2.745)	(1.937)	(588)	-	(76.702)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(996.679)	-	-	-	-	-	797.356	(199.323)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(1.176.090)	-	-	(1.176.090)
Serviços de terceiros	(184.228)	(20.476)	(353.773)	(35.900)	(20.282)	(15.472)	110.628	(519.503)
Depreciação e amortização	(369.778)	(3.399)	(243.645)	(31.510)	(21.532)	(6.608)	-	(676.472)
Provisão (reversão) para litígios e perdas em créditos tributários	89.726	35.061	(164.615)	(3.742)	(7.744)	2.813	-	(48.501)
Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	66.029	-	-	-	-	-	-	66.029
Outras perdas estimadas, provisões e reversões	(122.700)	-	(104.121)	(987)	(549)	(7)	7	(228.357)
Custo de construção	-	(287.247)	(896.924)	-	(66.833)	-	-	(1.251.004)
Outros custos e despesas operacionais	(218.861)	(16.205)	(118.360)	(24.085)	(31.411)	(25.107)	7.895	(426.134)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	-	22.853	-	-	-	69.692	-	92.545
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO								
FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.684.152	130.225	281.458	68.369	31.117	(68.980)	110	2.126.451
Receita financeira	114.767	33.198	354.626	5.939	14.968	248.350	(2.221)	769.627
Despesa financeira	(414.791)	(9.583)	(340.439)	(6.459)	(13.898)	(315.252)	2.124	(1.098.298)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	1.384.128	153.840	295.645	67.849	32.187	(135.882)	13	1.797.780
Imposto de renda e contribuição social	(392.507)	(30.966)	(89.591)	(13.205)	(9.119)	3.159	-	(532.229)
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	991.621	122.874	206.054	54.644	23.068	(132.723)	13	1.265.551

35.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.12.2016	GET		DIS	TEL	GÁS	HOL	Consolidado
	GER	TRA					
Imobilizado							
Adições	619.964	-	-	187.313	-	556	807.833
Intangível							
Adições	23	3.184	892.693	6.447	25.847	533	928.727

31.12.2015	GET		DIS	TEL	GÁS	HOL	Consolidado
	GER	TRA					
Imobilizado							
Adições	724.538	-	-	100.998	-	186	825.722
Reversão de perdas estimadas	56.405	-	-	-	-	-	56.405
	780.943	-	-	100.998	-	186	882.127
Intangível							
Adições	285	5.058	888.906	4.427	69.592	534	968.802

36 Instrumentos Financeiros

36.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE nº	Nível	31.12.2016		31.12.2015	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado - mantido para negociação						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	982.073	982.073	1.480.727	1.480.727
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	3.385	3.385	2.565	2.565
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	291.043	291.043	333.649	333.649
			1.276.501	1.276.501	1.816.941	1.816.941
Empréstimos e recebíveis						
Cauções e depósitos vinculados (a)			1.294	1.294	2.000	2.000
Clientes (a)	7		2.488.141	2.488.141	3.107.889	3.107.889
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (d)	8		1.522.735	1.610.269	1.383.242	1.343.497
Ativos financeiros setoriais (a)	9		-	-	1.045.662	1.045.662
Contas a receber vinculadas à concessão (e)	10		2.612.418	2.612.418	943.473	943.473
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (f)	10		586.706	673.545	-	-
Estado do Paraná - Programas do Governo (a)	15.1		155.141	155.141	187.048	187.048
Caução STN (c)	23.1		73.074	47.166	86.137	51.414
			7.439.509	7.587.974	6.755.451	6.680.983
Disponíveis para venda						
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	1.567	1.567	2.728	2.728
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	201.499	201.499	158.449	158.449
Contas a receber vinculadas à concessão (g)	10	3	614.806	614.806	424.140	424.140
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (h)	11	3	67.401	67.401	219.556	219.556
Outros investimentos (i)	17	1	-	-	17.626	17.626
			885.273	885.273	822.499	822.499
Total dos ativos financeiros			9.601.283	9.749.748	9.394.891	9.320.423
Passivos Financeiros						
Outros passivos financeiros						
Passivos financeiros setoriais (a)	9		278.992	278.992	-	-
Parcelamento junto a Receita Federal do Brasil (c)	13.3		198.527	183.573	193.739	171.119
Fornecedores (a)	22		1.292.350	1.292.350	1.619.049	1.619.049
Empréstimos e financiamentos (c)	23		4.046.293	3.677.926	4.077.060	3.539.257
Debêntures (j)	24		4.790.809	4.790.809	3.683.928	3.683.928
Contas a pagar vinculadas à concessão (k)	28		565.542	640.839	535.665	651.403
Total dos passivos financeiros			11.172.513	10.864.489	10.109.441	9.664.756

Os diferentes níveis foram definidos conforme a seguir:

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

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

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

Apuração dos valores justos

- a) Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e prazo de realização.
- b) Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.
- c) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, 124% do CDI para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- d) Utilizada como premissa a comparação com o título Notas do Tesouro Nacional - NTN-B, de longo prazo e pós-fixado, a NTN-B Principal com vencimento em 15.08.2024, que paga em torno de 5,24% a.a. mais IPCA.
- e) Os critérios e as premissas estão divulgados na NE nº 4.4.9, concessão de transmissão.
- f) Créditos a receber relacionados ao contrato de concessão de prestação de serviço de geração de energia elétrica em regime de cotas, tendo seu valor justo calculado pelo fluxo de entradas de caixa esperado, descontado à taxa estipulada no edital do leilão nº 12/2015 Aneel (9,04%), melhor taxa para utilizar como referência de mercado para este direito.
- g) Os critérios e as premissas estão divulgados na NE nº 4.4.9, concessão de distribuição. A mutação ocorrida em 2016 está demonstrada na NE nº 10.1.
- h) Os ativos de geração têm valores justos equivalentes aos valores contábeis, conforme NE nº 11.
- i) Calculado conforme cotações de preços publicadas em mercado ativo.
- j) Calculado conforme cotação do Preço Unitário - PU em 30.12.2016, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar.
- k) Utilizada a taxa de desconto real e líquida, de 8,63% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.

36.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

A Companhia mantém o Comitê de Gestão de Riscos Corporativos, responsável pelo desenvolvimento e acompanhamento das políticas de gerenciamento de riscos e o assessoramento do Comitê de Auditoria, de forma a assegurar a boa gestão dos recursos e a proteção e valorização do seu patrimônio.

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

36.2.1 Risco de crédito

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

Consolidado		
Exposição ao risco de crédito	31.12.2016	31.12.2015
Caixa e equivalentes de caixa (a)	982.073	1.480.727
Títulos e valores mobiliários (a)	497.494	497.391
Cauções e depósitos vinculados (a)	74.368	88.137
Clientes (b)	2.488.141	3.107.889
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	1.522.735	1.383.242
Ativos financeiros setoriais	-	1.045.662
Contas a receber vinculadas à concessão (d)	3.227.224	1.367.613
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (e)	586.706	-
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (f)	67.401	219.556
Estado do Paraná - Programas do Governo (g)	155.141	187.048
	9.601.283	9.377.265

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

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

- e) A Administração considera bastante reduzido o risco deste crédito, visto que o contrato celebrado de venda da energia por cotas garante o recebimento de uma Receita Anual de Geração - RAG garantida que inclui a amortização anual deste valor durante o prazo da concessão.
- f) Para os ativos de concessão de geração, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 596/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do VNR, para fins de indenização. Apesar do Poder Concedente ainda não ter divulgado a forma do pagamento da remuneração dos ativos e de existirem incertezas quanto a homologação dos investimentos realizados, a expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados em 31.12.2016.

- g)** A Administração considera bastante reduzido o risco deste crédito, uma vez que tratam-se de programas específicos junto ao Governo do Estado, a destacar o Programa Luz Fraterna (NE nº 37.a).

36.2.2 Risco de liquidez

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

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

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

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

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

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

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

Consolidado	Juros (a)	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Passivo Total
31.12.2016							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 23	90.265	164.214	1.588.764	1.873.952	1.556.703	5.273.898
Debêntures	NE nº 24	8.725	19.929	1.545.694	4.147.064	583.869	6.305.281
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	5.494	10.988	50.331	300.343	1.850.518	2.217.674
Eletrobras - Itaipu	Dólar	-	193.346	893.025	5.104.889	2.698.195	8.889.455
Outros fornecedores	-	1.106.430	21.619	124.060	40.239	2	1.292.350
Obrigações de compra	IGP-M e IPCA	-	1.497.009	3.129.899	17.686.276	94.007.720	116.320.904
Parcelamento junto a Receita Federal do Brasil	Selic	5.133	10.392	48.578	161.534	-	225.637
Passivos Financeiros Setoriais	Selic	13.071	26.537	125.315	144.590	-	309.513
		1.229.118	1.944.034	7.505.666	29.458.887	100.697.007	140.834.712
31.12.2015							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 23	78.969	86.071	473.032	3.546.135	2.023.379	6.207.586
Debêntures	NE nº 24	6.277	13.735	1.313.062	3.485.797	205.515	5.024.386
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	4.978	9.958	46.687	287.316	2.001.514	2.350.453
Eletrobras - Itaipu	Dólar	-	210.867	988.015	5.774.563	5.047.764	12.021.209
Outros fornecedores	-	1.138.130	228.200	230.316	22.403	-	1.619.049
Obrigações de compra	IGP-M e IPCA	-	1.278.480	3.629.110	21.371.882	112.292.091	138.571.563
Parcelamento junto a Receita Federal do Brasil	Selic	3.764	7.641	36.228	191.659	-	239.292
		1.232.118	1.834.952	6.716.450	34.679.755	121.570.263	166.033.538

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Em 31.12.2016, a Copel apresentou um capital circulante líquido negativo de R\$ 371.351 e o Consolidado de R\$ 1.253.046, decorrentes principalmente da redução do ativo circulante em virtude da realização de ativos setoriais repassados à tarifa, somado ao fato de maior concentração de dívidas de curto prazo. A Administração, quando da definição do orçamento empresarial para o exercício de 2017, definiu ações para equacionamento da capacidade financeira de curto prazo, preservando os programas de investimentos da Companhia, no entanto, em patamares inferiores aos verificados em 2016, conforme observado na proposta de orçamento de capital para o exercício de 2017, bem como buscando o alongamento da dívida.

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

36.2.3 Risco de mercado

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

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

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

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

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

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

Análise de sensibilidade do risco cambial

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

Para o cenário base, foram considerados os saldos existentes nas respectivas contas em 31.12.2016 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio – fim de período (R\$/US\$ 3,29) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2017 do Relatório Focus do Bacen de 17.03.2017. Para os cenários adverso e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no Cenário Provável.

Risco cambial	Risco	Base 31.12.2016	Cenários projetados - dez.2017		
			Provável	Adverso	Remoto
Ativos financeiros					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	73.074	672	(17.764)	(36.201)
		73.074	672	(17.764)	(36.201)
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
STN	Alta do dólar	(90.505)	(833)	(23.667)	(46.502)
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(198.358)	(1.825)	(51.871)	(101.917)
Petrobras (aquisição de gás pela Compagás)	Alta do dólar	(132.985)	(1.224)	(34.776)	(68.328)
		(421.848)	(3.882)	(110.314)	(216.747)

Além da análise de sensibilidade exigida pela Instrução CVM nº475/2008, a Companhia avalia seus instrumentos financeiros considerando os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1) Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto em 31.12.2016, 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 31.12.2016 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação dos indicadores: CDI/Selic – 9,00%, IPCA – 4,15%, IGP-DI – 4,34%, IGP-M – 4,52% e TJLP – 7,50%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2017 do Relatório Focus do Bacen de 17.03.2017.

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

Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	Base	Cenários projetados - dez.2017		
		31.12.2016	Provável	Adverso	Remoto
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/SELIC	497.494	44.774	33.581	22.388
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/SELIC	1.294	117	87	59
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Baixa IGP-DI	1.522.735	66.087	49.565	33.043
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	3.813.930	158.278	118.709	79.139
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	Indefinido (a)	67.401	-	-	-
Estado do Paraná - Programas do Governo	Risco reduzido	155.141	-	-	-
		6.057.995	269.256	201.942	134.629
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(1.475.411)	(132.787)	(165.984)	(199.180)
BNDES	Alta TJLP	(1.692.775)	(126.958)	(158.698)	(190.437)
Notas promissórias	Alta CDI	(581.909)	(52.372)	(65.465)	(78.558)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(128.721)	(9.654)	(12.068)	(14.481)
Eletrobrás - RGR, Caixa Econômica Federal e Finep	Sem Risco	(76.972)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/SELIC	(4.271.453)	(384.431)	(480.538)	(576.646)
Debêntures	Alta IPCA	(325.965)	(13.528)	(16.909)	(20.291)
Debêntures	Alta TJLP	(193.391)	(14.504)	(18.130)	(21.756)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(278.992)	(25.109)	(31.387)	(37.664)
Parcelamento junto a Receita Federal do Brasil	Alta Selic	(198.527)	(17.867)	(22.334)	(26.801)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(518.372)	(27.007)	(33.759)	(40.511)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(47.170)	(1.958)	(2.447)	(2.936)
		(9.789.658)	(806.175)	(1.007.719)	(1.209.261)

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

Além da análise de sensibilidade exigida pela Instrução CVM nº475/08, a Companhia avalia seus instrumentos financeiros considerando os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1). Baseado na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto em 31.12.2016, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela acima, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

36.2.4 Risco quanto à escassez de energia

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

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

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

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

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

36.2.5 Risco quanto aos impactos do GSF

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

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

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

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

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

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

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

36.2.6 Risco de não prorrogação das concessões de geração e transmissão

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

36.2.7 Risco de não prorrogação da concessão de distribuição

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

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

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

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

(a) Conforme NT 0335/2015 Aneel.

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

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

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

36.2.8 Risco de sobrecontratação e subcontratação de energia elétrica

O processo de compra de energia elétrica pelas distribuidoras é regulado pela Lei 10.484/20014 e pelo Decreto nº 5.163/2004, que determinam que estas devem adquirir o volume necessário para o atendimento de 100% de seu mercado, através de leilões do ACR.

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

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

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

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

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

Para o reconhecimento da sobrecontratação decorrente da migração de consumidores especiais para o ACL, em 27.06.2016, como resultado parcial da Audiência Pública 85/2013, foi publicada a Resolução Normativa nº 726/2016. Naquela ocasião, a Aneel confirmou o direito das distribuidoras de devolverem o volume de energia descontratada por consumidores especiais, amparada pelos Pareceres nº 260/2012/PFANEEL/PGF/AGU e nº 219/2016/PFANEEL/PGF/AGU, bem como pelas Notas Técnicas NT nº 66/2012-SEM/ANEEL e NT nº 46/2016-SRM/ANEEL.

Não obstante, a Diretoria Colegiada da Aneel estabeleceu que esta possibilidade seria aplicável apenas aos contratos de energia existente celebrados após a publicação da referida resolução, seguindo assim o voto da Relatoria, que justificou tal proposta evocando princípios de segurança jurídica e estabilidade regulatória.

Entretanto, pelo fato de não ser objeto da Audiência Pública e também por julgar impróprio o julgamento desta questão de forma generalizada, a Aneel, entendeu que as distribuidoras eventualmente interessadas deveriam solicitar individualmente o reconhecimento da respectiva exposição involuntária, demonstrando a utilização das demais possibilidades à sua disposição.

A Copel DIS realizou todos os esforços possíveis, previstos em regulamento, para mitigar a sobrecontratação gerada pela migração de consumidores especiais para o mercado livre e solicitou junto à Aneel que eventual sobrecontratação relativo a esse tema fosse considerada como involuntária, principalmente suportado no Parecer nº 219/2016/PFANEEL/PGF/AGU, que abarcou explicitamente os consumidores especiais ao artigo 29, inciso I, do Decreto 5.163/2004.

36.2.9 Risco quanto à escassez de gás

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

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

36.3 Gerenciamento de capital

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

A Companhia monitora o capital usando um índice representado pela dívida líquida consolidada ajustada, dividido pelo lucro antes dos juros, imposto de renda, depreciação e amortização - Lajida (*earnings before interest, taxes, depreciation and amortization - Ebitda*) consolidado, ajustado dos últimos doze meses. A meta corporativa estabelecida no planejamento estratégico prevê a manutenção anual do índice abaixo de 3,5, sendo que a eventual expectativa de não conformidade daquele indicador enseja ações por parte da administração no intuito de corrigir o curso das apurações até o final de cada exercício. Em 31.12.2016, o índice realizado está demonstrado a seguir.

Consolidado		31.12.2016
Empréstimos e financiamentos		4.046.293
Debêntures		4.790.809
Avais e fianças		1.373.064
(-) Caixa e equivalentes de caixa		(982.073)
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)		(302.398)
(-) Títulos e valores mobiliários - Disponíveis para venda (não circulante)		(188.461)
(-) Caução STN		(73.074)
Dívida líquida ajustada		8.664.160
Lucro líquido		947.790
IRPJ e CSLL diferidos		(58.754)
Provisão para IRPJ e CSLL		589.322
Despesas (receitas) financeiras, líquidas		565.744
Depreciação e Amortização		708.296
Ebitda		2.752.398
Dívida Líquida Ajustada / Ebitda		3,15

O endividamento em relação ao patrimônio líquido é apresentado a seguir:

Endividamento	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Empréstimos e financiamentos	1.015.360	1.031.200	4.046.293	4.077.060
Debêntures	1.017.099	1.016.087	4.790.809	3.683.928
(-) Caixa e equivalentes de caixa	46.096	25.653	982.073	1.480.727
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	149	168	302.398	406.274
Dívida líquida	1.986.214	2.021.466	7.552.631	5.873.987
Patrimônio líquido	14.864.165	14.245.728	15.155.446	14.584.478
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,13	0,14	0,50	0,40

37 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Controlador								
Estado do Paraná - dividendos	-	-	83.786	96.691	-	-	-	-
Repasse CRC (NE nº 8)	1.522.735	1.383.242	-	-	188.918	217.722	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	167.674	181.348	-	-	-	-	-	-
Obras da Copa do Mundo de 2014 (NE nº 15.1.2)	14.266	14.266	-	-	-	-	-	-
Programa Morar Bem Paraná (NE nº 15.1.3)	24.985	19.482	-	-	5.502	19.482	-	-
Empregados cedidos (b)	302	407	-	-	-	-	-	-
Serviços de telecomunicações (c)	48.794	42.634	-	-	29.763	29.456	-	-
Entidades com influência significativa								
BNDES e BNDESPAR - dividendos (d)	-	-	57.218	70.722	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 23)	-	-	1.692.775	1.701.758	-	-	(149.794)	(120.982)
Debêntures - Compagás (NE nº 24)	-	-	61.786	56.219	-	-	(2.883)	(3.347)
Debêntures - eólicas (e)	-	-	295.188	-	-	-	(14.415)	-
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (c) (f)	32	492	-	3	3.319	2.886	(1.455)	(1.409)
Dividendos	16.817	6.202	-	-	-	-	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto								
Dominó Holdings - dividendos	5.123	9.067	-	-	-	-	-	-
Voltaia São Miguel do Gostoso - mútuo (NE nº 15.4)	28.968	25.237	-	-	5.297	3.260	-	-
Costa Oeste Transmissora de Energia (g) (h) (i)	72	-	73	44	848	726	(3.072)	(3.815)
Dividendos	1.751	1.783	-	-	-	-	-	-
Marumbi Transmissora de Energia (g) (i)	285	-	55	48	4.085	1.264	(900)	(346)
Dividendos	3.845	3.101	-	-	-	-	-	-
Caiuá Transmissora de Energia (g) (h) (i)	308	-	356	154	2.066	914	(15.595)	(14.481)
Dividendos	1.991	2.634	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (g) (i)	-	-	76	-	-	-	(1.910)	(1.878)
Dividendos	4.012	4.476	-	-	-	-	-	-
Matrinchã Transmissora de Energia (g) (i)	-	-	326	55	-	-	(4.043)	(444)
Dividendos	23.213	8.115	-	-	-	-	-	-
Transmissora Sul Brasileira (g) (i)	-	-	149	140	-	-	(3.593)	(2.952)
Guaraciaba Transmissora de Energia - dividendos	5.512	3.930	-	-	-	-	-	-
Outros	1.246	21	173	-	-	-	(1.249)	-
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (j)	-	-	1.436	1.304	-	-	(16.949)	(30.556)
Foz do Chopim Energética Ltda. (c) (g)	161	-	-	-	2.178	1.913	-	-
Sercomtel S.A. Telecomunicações (c) (k)	2.787	236	-	-	8.210	5.788	(6)	(6)
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 33.2)	-	-	-	-	-	-	(26.021)	(23.839)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 25)	-	-	-	-	-	-	(1.403)	(2.380)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel (c)	52	44	-	-	305	292	-	-
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	340	688	-	-	(13.519)	(15.390)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 25)	-	-	769.865	594.660	-	-	-	-
Lactec (l)	-	-	1.743	938	-	-	(12.911)	(14.752)

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

A partir de Agosto de 2016, foram realizadas quitações mensais de forma tempestiva, totalizando o montante de R\$ 17.085 em 2016, e está sendo avaliado a possibilidade de utilização de crédito presumido de ICMS para quitação das faturas pendentes relativas a esse programa, como previsto no Decreto nº 2.789 de 13.11.2015.

Do saldo em 31.12.2016, o valor de R\$ 115.890 (R\$ 153.300, em 31.12.2015) está contabilizado na Controladora, na conta de Partes Relacionadas, conforme NE nº 15.1.1.

- b) Ressarcimento do valor correspondente a remuneração e encargos sociais de empregados cedidos ao Estado do Paraná. Os saldos apresentados são líquidos da PECLD, no valor de R\$ 1.749, em 31.12.2016 (R\$ 1.040, em 31.12.2015).

- c) Receita proveniente de serviços de telecomunicações prestados pela Copel TEL.
- d) O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR que tem influência significativa sobre a Copel (NE nº 31.1.1).
- e) 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).
- f) Saneamento básico prestado pela Sanepar.
- g) 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.
- h) 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.
- i) 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.
- j) Contrato de compra e venda de energia, realizado entre a Dona Francisca Energética e a Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.
- k) Contrato de compartilhamento de postes, realizado entre a Sercomtel S.A. Telecomunicações e a Copel DIS, com vencimento em 28.12.2018.
- l) O Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec é uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público - Oscip, na qual a Copel é uma associada. O Lactec mantém contratos de prestação de serviços e de pesquisa e desenvolvimento com a Copel GeT e com a Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel.

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

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

37.1 Avais e garantias concedidos às partes relacionadas

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

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

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

Empresa	Operação	Data da emissão	Vencimento final	Valor aprovado	Saldo 31.12.2016	% parti-cipação	Valor aval/fiança
(1) Caiuá Transmissora	Financiamento	23.12.2013	15.02.2029	84.600	78.020	49,0	38.230
(2) Costa Oeste Transmissora	Financiamento	30.12.2013	15.11.2028	36.720	30.536	51,0	15.573
(3) Guaraciaba Transmissora	Debêntures	28.09.2016	15.01.2031	440.000	388.456	49,0	190.343
(4) Integração Maranhense	Financiamento	30.12.2013	15.02.2029	142.150	128.920	49,0	63.171
(5) Mata de Santa Genebra	Debêntures	12.09.2014	30.06.2017	469.000	489.017	50,1	244.998
(6) Matrinchã Transmissora	Financiamento	27.12.2013	15.05.2029	691.440	614.795	49,0	301.250
(7) Matrinchã Transmissora	Debêntures	15.05.2016	15.06.2029	180.000	185.539	49,0	90.914
(8) Transmissora Sul Brasileira	Financiamento	12.12.2013	15.07.2028	266.572	225.985	20,0	45.197
(9) Transmissora Sul Brasileira	Debêntures	15.09.2014	15.09.2028	77.550	108.027	20,0	21.605
(10) Paranaíba Transmissora	Financiamento	21.10.2015	15.10.2030	606.241	607.639	24,5	148.872
(11) Marumbi Transmissora	Financiamento	06.10.2014	15.07.2029	55.037	48.361	80,0	38.689
(12) Valtalia São Miguel do Gostoso Part. S.A. (a)	Debêntures	15.01.2016	15.12.2028	57.000	59.340	49,0	29.077
(13) Usina de Energia Eólica Camaúba S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	59.155	49,0	28.986
(14) Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	70.000	59.125	49,0	28.971
(15) Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	55.869	49,0	27.376
(16) Usina de Energia Eólica São João S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	68.000	56.367	49,0	27.620
(17) Cantareira Transmissora de Energia	Cédula de crédito bancário	24.11.2016	22.02.2017	150.000	65.697	49,0	32.192

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

Instituição financeira financiadora:

BNDES: (1) (2) (3) (4) (6) (8) (11) (13) (14) (15) (16)

Destinação:

Programa Investimentos e/ou Capital de Giro.

Aval / Fiança:

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

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

Garantias da Operação:

Penhor de ações da Copel Geração e Transmissão proporcional à participação nos empreendimentos: 49% (1) (3) (4) (6) (7) (17);

51% (2); 20% (8) (9); 24,5% (10); 80% (11)

Seguro Garantia de Fiel Cumprimento	Término da vigência	Importância segurada	% aval Copel GeT	Valor do aval
Empresa				
Matrinchã Transmissora	28.02.2017	90.000	49,0	44.100
Guaraciaba Transmissora	30.05.2017	47.000	49,0	23.030
Paranaíba Transmissora	28.06.2017	48.000	24,5	11.760
Mata de Santa Genebra	26.05.2018	78.300	50,1	39.228
Cantareira Transmissora	30.11.2018	31.200	49,0	15.288

38 Seguros

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

Consolidado Apólice	Término da vigência	Importância segurada
Riscos Nomeados	24.08.2017	2.112.196
Riscos Operacionais - UHE Mauá - Consórcio Energético Cruzeiro do Sul	23.11.2017	799.290
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	31.05.2017	714.564
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	29.12.2017	674.673
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2017	521.931
Riscos Operacionais - São Bento	29.12.2017	449.928
Garantia Judicial - Procuradoria Geral da Fazenda Nacional	11.05.2018	291.396
Multiriscos - Elejor	11.03.2017	197.800
Seguro D&O (a)	28.03.2017	81.478
Seguro Aeronáutico (casco e responsabilidade civil) (a)	30.01.2018	79.729

(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 31.12.2016, de R\$ 3,2591.

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

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

39 Eventos Subsequentes

39.1 Cédula de Crédito Bancário – CCB, do Banco do Brasil

Em 24.02.2017, a Copel captou R\$ 77.000, através de Cédula de Crédito Bancários, emitida pelo Banco do Brasil, com remuneração de 124,5% das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros - DI de um dia, com pagamento de juros semestrais, prazo de 3 anos e amortização no segundo e terceiro anos.

39.2 Avais concedidos a partes relacionadas

39.2.1 Cantareira Transmissora de Energia S.A.

Em janeiro de 2017, o BNDES realizou em a primeira liberação de recursos financeiros, no montante de R\$ 285.000, do financiamento de longo prazo, contratado em dezembro de 2016, para implantação da linha de transmissão entre Ibiraci/MG e Fernão Dias/SP, com 328 Km, pela Cantareira Transmissora de Energia. O apoio financeiro será através do contrato de financiamento BNDES Finem, com valor total de R\$ 426.833, com prazo de 14 anos, remunerados pela variação do TJLP, acrescida de 2,12% a.a., e amortizações mensais a partir de 15.10.2018. Foram prestadas as seguintes garantias: (i) o Contrato de Concessão; (ii) as ações da SPE; (iii) os contratos de prestação de serviço de transmissão de energia; e (iv) uma fiança bancária, com contragarantia da Copel, proporcional à participação acionária da Copel GeT no empreendimento, de 49%.

39.2.2 Paranaíba Transmissora de Energia S.A.

Em 17.03.2017, a Paranaíba Transmissora de Energia concluiu a emissão de debêntures simples, na forma do artigo 2º da Lei nº 12.431, de 24.06.2011 (“Debêntures de Infraestrutura”), não conversíveis em ações, para oferta pública de distribuição com esforços restritos de colocação no âmbito da Instrução CVM 476/2009, no montante total de R\$ 120.000. Foram emitidas 120.000 debêntures, com valor nominal unitário de R\$ 1 (um real), com prazo de 11 anos e 2 meses, amortização e juros semestrais, a partir de 15.09.2017. As debêntures serão remuneradas com juros correspondentes à variação do IPCA, acrescidos de sobretaxa de 6,9045% ao ano. Foram prestadas as seguintes garantias: (i) o Contrato de Concessão; (ii) as ações da SPE; (iii) os contratos de prestação de serviço de transmissão de energia; e (iv) fianças corporativas dos sócios, proporcional a sua participação (24,5% participação da Copel GeT). Os recursos captados serão destinados para a implantação do empreendimento.