

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017
em milhares de reais

1 Contexto Operacional

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

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

1.1 Participações societárias da Copel

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

As alterações, aquisições e alienações em relação às participações societárias de 31.12.2017 foram: combinação de negócios apresentada na NE nº 1.2, transferência da coligada Foz do Chopim (NE nº 1.1.3) e constituição da Sociedade de Propósito Específico - SPE Bela Vista Geração de Energia S.A.

1.1.1 Controladas

Controlada	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel GeT)	Curitiba/PR	Geração e transmissão de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Distribuição S.A. (Copel DIS)	Curitiba/PR	Distribuição de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Telecomunicações S.A. (Copel TEL)	Curitiba/PR	Telecomunicações e comunicações	100,0	Copel
Copel Renováveis S.A. (Copel REN) (a)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel
Copel Comercialização S.A. (Copel Energia)	Curitiba/PR	Comercialização de energia	100,0	Copel
Companhia Paranaense de Gás - Compagás	Curitiba/PR	Distribuição de gás canalizado	51,0	Copel
Elejor - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	70,0	Copel
UEG Araucária Ltda. (UEG)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - gás natural	20,0	Copel
			60,0	Copel GeT
São Bento Energia, Investimentos e Participações S.A. (São Bento)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	S. Miguel do Gostoso/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.	Touros/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Ventos de Santo Uriel S.A.	João Câmara/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. (Cutia)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A. (1.2)	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Marumbi Transmissora de Energia S.A. (1.2)	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Bela Vista Geração de Energia S.A. (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	99,9	Copel GeT
GE Olho D'Água S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Boa Vista S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Farol S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE São Bento do Norte S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
Central Geradora Eólica São Bento do Norte I S.A. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte III S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel I S.A. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Jangada S.A. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Cutia S.A. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia

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

(b) Fase pré-operacional.

(c) Entrada em operação a partir de dezembro de 2018

1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

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

(a) Projeto com suas atividades paralisadas devido a uma Ação Civil Pública, que aguarda decisão no TRF-4. Existe deliberação dos consorciados por solicitar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP via instauração de procedimento arbitral institucional a liberação das obrigações contratuais sem ônus para as licitantes, com a consequente devolução dos bônus de assinatura, reembolso dos custos com garantia incorridos e liberação das garantias apresentadas.

(b) Fase pré-operacional.

1.1.3 Coligadas

Coligada	Sede	Atividade principal	Participação %	
			%	Investidora
Dona Francisca Energética S.A.	Agudo/RS	Geração de energia elétrica	23,0303	Copel
Foz do Chopim Energética Ltda. (a)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	35,77	Copel GeT
Carbocampel S.A.	Figueira/PR	Exploração de carvão	49,0	Copel
Copel Amec S/C Ltda. - em liquidação	Curitiba/PR	Serviços	48,0	Copel
Sercomtel S.A. Telecomunicações (c)	Londrina/PR	Telecomunicações	45,0	Copel
Dominó Holdings Ltda.	Curitiba/PR	Participação em sociedade	49,0	Copel Energia
GBX Tietê II Empreendimentos Participações S.A. (b)	São Paulo/SP	Incorporação de empreendimentos imobiliários	19,31	UEG

(a) Em fevereiro de 2018, a coligada Foz do Chopim Energética Ltda. foi transferida da Copel para a Copel GeT, mediante aumento do capital social. Por tratar-se de uma transferência sem alteração do controle a Companhia efetuou os registros pelos valores contábeis. Os saldos transferidos na transação estão demonstrados na NE nº 17.1

(b) Fase pré-operacional.

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

1.1.4 Operações em conjunto (consórcios)

Empreendimento	Participação % Copel GeT	Demais consorciados
Usina Hidrelétrica Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá (NE nº 18.5)	51,0	Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (49,0%)
Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu (NE nº 18.5.1)	30,0	Geração Céu Azul S.A (controlada da Neoenergia S.A. (70,0%))

1.2 Combinação de negócios realizada com permuta de ativos

1.2.1 Controladas adquiridas e empreendimento controlado em conjunto alienado

Em 30.08.2018, a Copel GeT celebrou Contrato de Permuta de Ações com a Eletrosul nos empreendimentos controlados em conjunto Costa Oeste Transmissora de Energia S.A. (51% Copel GeT e 49% Eletrosul), Marumbi Transmissora de Energia S.A. (80% Copel GeT e 20% Eletrosul) e Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (20% Copel GeT e 80% Eletrosul). Com esse contrato, a Copel GeT passa a deter 100% de participação nos empreendimentos Costa Oeste e Marumbi e a Eletrosul passa a deter 100% de participação na Transmissora Sul Brasileira.

A assunção de 100% da participação da Costa Oeste e da Marumbi pela Copel GeT permitirá a apropriação de ganhos de escala na gestão integrada desses empreendimentos com os demais ativos da Companhia.

As combinações de negócios ocorreram em 31.08.2018, data das transferências das ações.

Controlada adquirida	Atividade principal	Data da aquisição	Percentual da participação em ações da Copel GeT		Contraprestação transferida R\$
			anterior	adquirido	
Costa Oeste	Transmissão de energia elétrica	31.08.2018	51%	49%	38.883
Marumbi	Transmissão de energia elétrica	31.08.2018	80%	20%	23.811

1.2.2 Contraprestação transferida e direito de concessão gerado nas aquisições

As combinações de negócios ocorreram em uma permuta de ativos, portanto o valor da contraprestação correspondeu ao valor justo da participação de 20% detida pela Copel GeT na Transmissora Sul Brasileira (ativo transferido). Esse valor foi proporcionalizado de acordo com o valor justo das participações adquiridas da Eletrosul, correspondentes a 49% da Costa Oeste e 20% da Marumbi.

Contraprestação transferida	Ativo líquido transferido	Ativos líquidos adquiridos	
	Transmissora Sul Brasileira	Costa Oeste	Marumbi
Valor justo em 31.08.2018	313.471	73.219	109.861
Percentual da participação transferida/adquirida	20%	-49%	-20%
Valor da parcela permutada	62.694	(35.878)	(21.971)
Valor da contraprestação	62.694	38.883	23.811
Direito de concessão	-	3.005	1.840

Os direitos de concessões gerados nas combinações de negócios consistem principalmente de sinergias e economias de escala esperadas e serão amortizados durante o período remanescente das concessões da Costa Oeste e da Marumbi, cujos vencimentos ocorrerão em 11.01.2042 e 09.05.2042, respectivamente.

Direito de concessão gerado na aquisição	Costa Oeste	Marumbi
Valor justo da contraprestação transferida	38.883	23.811
Valor justo da participação da Copel GeT antes da combinação	37.341	87.890
	76.224	111.701
Valor líquido dos ativos identificáveis adquiridos e dos passivos assumidos	(73.219)	(109.861)
Direito de concessão	3.005	1.840

1.2.3 Ativos adquiridos e passivos reconhecidos na data de aquisição

A Copel GeT mensurou, preliminarmente, pelo valor justo na data da aquisição a sua participação anterior nas adquiridas, os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos.

As perdas resultantes pela mensuração aos valores justos da participação anterior da Copel GeT na Costa Oeste e na Marumbi, no valor de R\$ 3.769, estão inclusos em Outras receitas (despesas) operacionais líquidas, na demonstração do resultado.

Seguem demonstrados os valores justos da participação anterior e da participação adquirida na data das combinações de negócios da Costa Oeste e da Marumbi:

Costa Oeste		Valor justo		
		Na data da aquisição	Participação antes da combinação de negócios - 51%	Participação adquirida - 49%
31.08.2018	Valor contábil			
Ativos identificados	102.355	109.327	55.757	53.570
Caixa e equivalentes	4.140	4.140	2.111	2.029
Clientes	945	945	482	463
Despesas antecipadas	22	22	11	11
Tributos compensáveis	59	59	30	29
Depósitos vinculados	1.711	1.711	873	838
Ativos de contrato	95.448	95.448	48.678	46.770
Ativos de contrato - combinação de negócios	-	6.972	3.556	3.416
Imobilizado	13	13	7	6
Intangível	17	17	9	8
Passivos assumidos	30.420	36.108	18.416	17.692
Fornecedores	93	93	47	46
Financiamentos	26.011	26.011	13.266	12.745
Impostos diferidos	3.029	3.029	1.545	1.484
Impostos diferidos - combinação de negócios	-	661	337	324
Provisão para litígios	831	831	424	407
Passivo contingente - combinação de negócios	-	5.027	2.564	2.463
Outros passivos	456	456	233	223
Ativos líquidos adquiridos	71.935	73.219	37.341	35.878

Marumbi		Valor justo		
		Na data da aquisição	Participação antes da combinação de negócios - 80%	Participação adquirida - 20%
31.08.2018	Valor contábil			
Ativos identificados	167.533	164.999	132.000	32.999
Caixa e equivalentes	3.857	3.857	3.086	771
Clientes	1.928	1.928	1.542	386
Despesas antecipadas	56	56	45	11
Tributos compensáveis	6	6	5	1
Depósitos vinculados	2.623	2.623	2.098	525
Ativos de contrato	159.022	156.488	125.191	31.297
Imobilizado	22	22	18	4
Intangível	19	19	15	4
Passivos assumidos	52.142	55.138	44.110	11.028
Fornecedores	3.016	3.016	2.413	603
Financiamentos	40.764	40.764	32.611	8.153
Impostos diferidos	4.919	4.919	3.935	984
Impostos diferidos - combinação de negócios	-	(2.849)	(2.279)	(570)
Provisão para litígios	2.103	2.103	1.682	421
Passivo contingente - combinação de negócios	-	5.845	4.676	1.169
Outros passivos	1.340	1.340	1.072	268
Ativos líquidos adquiridos	115.391	109.861	87.890	21.971

1.2.4 Impacto das aquisições nos resultados consolidados

O resultado do exercício inclui R\$ 1.875 atribuíveis aos negócios adicionais gerados pela Costa Oeste e R\$ 5.108 atribuíveis à Marumbi. As receitas consolidadas do período incluem R\$ 3.093 referentes à Costa Oeste e R\$ 6.085 referentes à Marumbi.

Caso essas combinações de negócios tivessem sido efetivadas em 1º.01.2018, a receita operacional líquida consolidada aumentaria em R\$ 23.834, totalizando R\$ 14.958.614 e o lucro líquido consolidado do exercício aumentaria em R\$ 4.666, totalizando R\$ 1.448.670. A Administração considera que esses valores *pro forma* representam uma medida aproximada do desempenho consolidado combinado em uma base anualizada e servem de ponto de referência para comparação em exercícios futuros.

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
UEG Araucária	Autorização - Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (60% da Copel GeT)	20	22.12.2029
Compagás (2.1.1)	Contrato de concessão de distribuição de gás	51	20.01.2019
Paraná Gás (1.1.2 - a)	PART-T-300_R12 Nº 4861-.0000.99/2014-00 - ANP	30	15.05.2045
Usina de Energia Eólica São João S.A. (a)	Portaria MME nº 173 /2012 - EOL São João	49	25.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas	49	08.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	15.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	17.04.2047

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

Usina Hidrelétrica - UHE

Pequena Central Hidrelétrica - PCH

Usina Termelétrica - UTE

Usina Eolielétrica - EOL

2.1.1 Compagás

A Compagás tem contrato de concessão firmado com o Poder Concedente, o Estado do Paraná, que determina a data de 06.07.2024 como vencimento da concessão.

Em 07.12.2017, o Estado do Paraná publicou a Lei Complementar nº 205, trazendo nova interpretação quanto ao término de vencimento da concessão, entendendo que o mesmo ocorreria em 20.01.2019. Considerando que até esta data não ocorreu a prorrogação/licitação da concessão, a lei prevê que a concessionária poderá, após o vencimento do prazo, permanecer responsável por sua prestação até a assunção do novo concessionário, observadas as condições estabelecidas.

A Administração da Compagás, sua Controladora e demais acionistas questionam os efeitos da referida lei por entenderem estar conflitante com os termos observados no atual contrato de concessão. A Compagás ajuizou ação judicial questionando o vencimento antecipado da concessão e em 30.10.2018 foi concedida a tutela provisória. A Companhia aguarda o julgamento do mérito da ação.

Considerando que a discussão não foi encerrada e a citada lei continua vigente, tornou-se necessário considerar tais efeitos nas demonstrações financeiras. Os impactos registrados estão apresentados a seguir:

31.12.2018	Término da concessão em 2024	Efeitos	Término da concessão em 2019
BALANÇO PATRIMONIAL			
Ativo não circulante			
Contas a receber vinculadas à concessão e ativos de contrato	148.720	199.257	347.977
Intangível	152.538	(148.919)	3.619
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita Operacional Líquida			
Valor justo do ativo indenizável da concessão	9.184	3.009	12.193
Custos Operacionais			
Amortização	(29.012)	6.253	(22.759)

31.12.2017	Término da concessão em 2024	Efeitos	Término da concessão em 2019
BALANÇO PATRIMONIAL			
Ativo não circulante			
Contas a receber vinculadas à concessão	148.868	154.800	303.668
Intangível	198.688	(154.800)	43.888
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita Operacional Líquida			
Valor justo do ativo indenizável da concessão	(197)	41.078	40.881

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

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

Copel GeT	Participação %	Vencimento	
CONCESSÕES ONEROSAS PELO DIREITO DE USO DO BEM PÚBLICO - UBP			
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 - UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	51	02.07.2042	
Contrato de Concessão nº 001/2011 - UHE Colíder (a)	100	16.01.2046	
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II	100	27.02.2046	
Contrato de Concessão nº 002/2012 - UHE Baixo Iguaçu (a)	30	13.09.2049	
Contrato de Concessão nº 007/2013			
UHE Apucarantina	100	12.10.2025	
UHE Chaminé	100	16.08.2026	
UHE Derivação do Rio Jordão	100	15.11.2029	
UHE Cavernoso	100	07.01.2031	
CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO			
Contrato de Concessão nº 045/1999			
UTE Figueira (NE nº 35.2.6)	100	26.03.2019	
UHE Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia) (NE nº 35.2.6)	100	17.09.2023	
UHE São Jorge	100	03.12.2024	
UHE Guaricana	100	16.08.2026	
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	100	15.11.2029	
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	100	04.05.2030	
Autorização - Resolução nº 278/1999 - EOL Palmas	100	28.09.2029	
Despacho nº 182/2002 - Central Geradora Hidrelétrica - CGH Melissa, CGH Pitangui e CGH Salto do Vau (apenas registro na Aneel)	100	-	
Contrato de Concessão nº 002/2016 - UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	100	05.01.2046	
UHE Marumbi - Declaração de registro de central geradora: CGH.PH.PR.001501-6.02	100	-	
Resolução Autorizativa Aneel nº 5373/2015 - CGH Chopim I (apenas registro na Aneel)	100	-	
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
UEG Araucária	Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (20% da Copel)	60	22.12.2029
Nova Asa Branca I	Portaria MME nº 267/2011 - EOL Asa Branca I	100	24.04.2046
Nova Asa Branca II	Portaria MME nº 333/2011 - EOL Asa Branca II	100	30.05.2046
Nova Asa Branca III	Portaria MME nº 334/2011 - EOL Asa Branca III	100	30.05.2046
Nova Eurus IV	Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurus IV	100	26.04.2046
Santa Maria	Portaria MME nº 274/2012 - EOL SM	100	07.05.2047
Santa Helena	Portaria MME nº 207/2012 - EOL Santa Helena	100	08.04.2047
Ventos de Santo Uriel	Portaria MME nº 201/2012 - EOL Ventos de Santo Uriel	100	08.04.2047
GE Boa Vista	Portaria MME nº 276/2011 - EOL Dreen Boa Vista	100	27.04.2046
GE Farol	Portaria MME nº 263/2011 - EOL Farol	100	19.04.2046
GE Olho D'Água	Portaria MME nº 343/2011 - EOL Dreen Olho D'Água	100	31.05.2046
GE São Bento do Norte	Portaria MME nº 310/2011 - EOL Dreen São Bento do Norte	100	18.05.2046
Esperança do Nordeste	Portaria MME nº 183/2015 - EOL Esperança do Nordeste (b)	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 (b)	100	04.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 - EOL GE Maria Helena (b)	100	04.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 - EOL Potiguar (b)	100	10.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 - EOL Dreen Guajiru (b)	100	04.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 - EOL Dreen Cutia (b)	100	04.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria nº 349/2015 - EOL São Bento do Norte I (b)	100	03.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 - EOL São Bento do Norte II (b)	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 (b)	100	03.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 - EOL São Miguel II (b)	100	03.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 - EOL São Miguel III (b)	100	03.08.2050
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 - PCH Arturo Andreoli	35,77	23.04.2030
PCH Bela Vista	Resolução Autorizativa Nº 913/2007 (c)	99,9	01.01.2041

(a) Empreendimento em construção.

(b) Início de operação a partir de dezembro de 2018.

(c) Empreendimento em construção, em processo de transferência da outorga após o êxito no Leilão nº 003/2018-ANEEL, em 31.08.2018.

Copel GeT		Participação %	Vencimento
Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE			
Contrato nº 060/2001 (prorrogado pelo 3º Termo Aditivo) - Instalações de transmissão - diversos empreendimentos		100	31.12.2042
Contrato nº 075/2001 - LT Bateias - Jaguariaíva		100	16.08.2031
Contrato nº 006/2008 - LT Bateias - Pilarzinho		100	16.03.2038
Contrato nº 027/2009 - LT Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste		100	18.11.2039
Contrato nº 010/2010 - LT Araraquara II - Taubaté		100	05.10.2040
Contrato nº 015/2010 - SE Cerquilha III		100	05.10.2040
Contrato nº 022/2012 - LT - Foz do Chopim - Salto Osório C2; LT 230 kV Londrina - Figueira		100	26.08.2042
Contrato nº 002/2013 - LT - Assis - Paraguaçu Paulista II; SE 230/88 kV Paraguaçu Paulista II		100	24.02.2043
Contrato nº 005/2014 - LT - Bateias - Curitiba Norte; SE 230/138 kV Curitiba Norte		100	28.01.2044
Contrato nº 021/2014 - LT Foz do Chopim - Realeza; SE Realeza 230/138 kV - Pátio novo em 230 kV		100	04.09.2044
Contrato nº 022/2014 - LT Assis - Londrina		100	04.09.2044
Contrato nº 006/2016 - LT 525kV Curitiba Leste - Blumenau C1 (a)		100	06.04.2046
LT 230 kV Uberaba - Curitiba Centro C1 e C2 (Subterrânea) (a)			
SE 230/138 kV Curitiba Centro (SF6) - 230/138 kV - 2 x ATF 150 MVA (a)			
SE 230/138 kV Medianeira (pátio novo 230 kV) - 2 x 150 MVA (a)			
LT 230 kV Baixo Iguaçu - Realeza (a)			
SE 230/138 kV Andirá Leste - 2 x ATR 150 MVA (a)			
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
Costa Oeste Transmissora	Contrato nº 001/2012 - LT Cascavel Oeste - Umuarama; SE Umuarama 230/20138 kV	100	11.01.2042
Caiuá Transmissora	Contrato nº 007/2012 - LT Umuarama - Guaíra; LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte; SE Santa Quitéria 230/69-13,8 kV; SE Cascavel Norte 230/20138-13,8 kV	49	09.05.2042
Marumbi Transmissora	Contrato nº 008/2012 - LT Curitiba - Curitiba Leste; SE Curitiba Leste 525/230 kV	100	09.05.2042
Integração Maranhense	Contrato nº 011/2012 - LT Açailândia - Miranda II	49	09.05.2042
Matrinchã Transmissora	Contrato nº 012/2012 - LT Paranaíba - Ribeirãozinho; LT 500 kV Paranaíba - Cláudia; SE Cláudia 500 kV; LT 500 kV Cláudia - Paranatinga; SE Paranatinga 500 kV; LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho	49	09.05.2042
Guaraciaba Transmissora	Contrato nº 013/2012 - LT Ribeirãozinho - Marimbondo II; LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte; LT 500 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; LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2	24,5	01.05.2043
Mata de Santa Genebra	Contrato nº 001/2014 - LT - Itatiba - Bateias (a); LT 500 kV Itatiba - Bateias (a); LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba (a); LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias (a); SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV (a); SE Itatiba 500 kV (a); SE 500/440 kV Fernão Dias (a)	50,1	13.05.2044
Cantareira Transmissora	Contrato nº 019/2014 - LT - Estreito - Fernão Dias	49	04.09.2044

(a) Empreendimento em construção.

3 Base de Preparação

3.1 Declarações de conformidade

As 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 destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas foi aprovada pela Administração em 28.03.2019.

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 individuais e consolidadas 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 4.1 - Base de consolidação; e
- NE nº 4.2 - Instrumentos financeiros.

3.4.2 Incertezas sobre premissas e estimativas

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

- NEs nºs 4.3 e 9 - Ativos e passivos financeiros setoriais;
- NEs nºs 4.4 e 10 - Contas a receber vinculadas à concessão;
- NEs nºs 4.5 e 11 - Ativos de contrato;
- NEs nºs 4.8 e 18 - Imobilizado;
- NEs nºs 4.9 e 19 - Intangível;
- NEs nºs 4.10 e 18.7 - Redução ao valor recuperável de ativos;
- NEs nºs 4.11 e 29 - Provisões para litígios e passivos contingentes;
- NE nº 4.12 - Reconhecimento de receita;
- NE 4.14 - Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;
- NE 4.15 - Operações de compra e venda de energia em mercado ativo;

- NE nº 7.3 - Perdas de crédito esperadas;
- NE nº 13.2 - Imposto de renda e contribuição social diferidos; e
- NE nº 24 - Benefícios pós-emprego.

3.5 Julgamento da Administração quanto à continuidade operacional

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

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

4 Principais Políticas Contábeis

4.1 Base de consolidação

4.1.1 Método de equivalência patrimonial

Os investimentos em controladas, em empreendimentos controlados em conjunto e em coligadas são reconhecidos nas demonstrações financeiras da Controladora com base no método de equivalência patrimonial e os investimentos em empreendimentos controlados em conjunto e em coligadas são reconhecidos nas demonstrações financeiras Consolidadas 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.

4.1.2 Controladas

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

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

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

4.1.3 Participação de acionistas não controladores

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

4.1.4 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.

4.1.5 Operações em conjunto (consórcios)

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

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

4.1.6 Combinação de negócios

A análise da aquisição é feita caso a caso para determinar se a transação representa uma combinação de negócios ou uma compra de ativos. Transações entre empresas sob controle comum não configuram uma combinação de negócios.

Os ativos e passivos adquiridos em uma combinação de negócios são contabilizados utilizando o método de aquisição e são reconhecidos pelos seus respectivos valores justo na data de aquisição.

O excesso do custo de aquisição sobre o valor justo dos ativos líquidos adquiridos (ativos identificáveis adquiridos, líquidos dos passivos assumidos) é reconhecido como ágio (*goodwill*), no ativo intangível. Quando o valor gera um montante negativo, o ganho com compra vantajosa é reconhecido diretamente no resultado do exercício.

O valor pago que se refira especificamente a direito de concessão adquirido em combinação de negócios onde a entidade adquirida seja uma concessionária, cujo direito à concessão tenha prazo conhecido e definido, não se caracteriza como *goodwill*.

Nas aquisições de participação em coligadas e em empreendimentos controlados em conjunto, apesar de não configurarem uma combinação de negócios, os ativos líquidos adquiridos também são reconhecidos pelo valor justo. O ágio é apresentado no investimento.

4.2 Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros são reconhecidos imediatamente na data de negociação, ou seja, na concretização do surgimento da obrigação ou do direito. São inicialmente registrados pelo valor justo, a menos que seja um contas a receber de clientes sem um componente de financiamento significativo, acrescido, para um item não mensurado ao valor justo por meio do resultado, quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis. Um contas a receber de clientes sem um componente significativo de financiamento é mensurado inicialmente ao preço da operação.

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 aqueles que não tem cotação disponível no mercado.

A Companhia e suas controladas não operam com instrumentos financeiros derivativos, exceto pelos contratos de compra e venda de energia divulgados na NE nº 35.2.12, bem como não possuem instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

Os ativos financeiros não são reclassificados subsequentemente ao reconhecimento inicial, a não ser que a Companhia mude o modelo de negócios para a gestão de ativos financeiros, e neste caso todos os ativos financeiros afetados são reclassificados no primeiro dia do período de apresentação posterior à mudança no modelo de negócios.

Os instrumentos financeiros da Companhia são classificados e mensurados conforme descrito a seguir.

4.2.1 Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado

Compreendem ativos financeiros mantidos para negociação, ativos financeiros designados no reconhecimento inicial ao valor justo por meio do resultado ou ativos financeiros a serem obrigatoriamente mensurados ao valor justo. Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda ou recompra no curto prazo. Ativos financeiros com fluxos de caixa que não sejam exclusivamente pagamentos do principal e juros são classificados e mensurados ao valor justo por meio do resultado, independentemente do modelo de negócios. Após o reconhecimento inicial, os custos de transação e os juros atribuíveis, quando incorridos, são reconhecidos no resultado.

4.2.2 Ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado

São assim classificados e mensurados quando: (i) o ativo financeiro for mantido dentro de modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros com o fim de receber fluxos de caixa contratuais; e (ii) os termos contratuais do ativo financeiro derem origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa que constituam, exclusivamente, pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto.

4.2.3 Passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado

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

4.2.4 Passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado

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

4.2.5 Baixas de ativos e passivos financeiros

A Companhia desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando esses direitos são transferidos em uma transação na qual substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos ou na qual a Companhia nem transfere nem mantém substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro e também não retém o controle sobre o ativo financeiro.

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.

4.3 Ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

Conforme termo aditivo ao contrato de concessão das concessionárias de distribuição, a Companhia registra as variações dos ativos e passivos financeiros setoriais, atualizados até o próximo reajuste/revisão tarifária, quando o Poder Concedente homologa o repasse na base tarifária e assim, repassa ao consumidor no próximo ciclo anual, que ocorre a partir de 24 de junho de cada ano.

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 e outros componentes financeiros, não repassados via tarifa, devem ser incorporados no cálculo da indenização juntamente com os valores dos ativos não amortizados, ficando, então, resguardado o direito ou a obrigação do concessionário junto ao Poder Concedente.

4.4 Contas a receber vinculadas à concessão

Referem-se aos ativos financeiros das concessões com direito incondicional de receber caixa pela Companhia, garantido pelo Poder Concedente por cláusula contratual e legislação específica.

4.4.1 Concessão de distribuição de energia elétrica

O contrato de concessão de distribuição de energia elétrica prevê que parte dos investimentos efetuados pelo concessionário é remunerada pelos usuários do serviço público e a outra parte é indenizada pelo Poder Concedente ao final da concessão. Esse modelo prevê o reconhecimento de ativo financeiro, ativo de contrato no período da construção e de ativo intangível.

A parcela reconhecida como ativo financeiro refere-se à indenização prevista no contrato de concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica que assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente. Essa indenização tem como objetivo reembolsar a Companhia pelos investimentos efetuados em infraestrutura, sem recuperação, por meio da tarifa.

Os fluxos de caixa vinculados a esses ativos são determinados considerando o valor da base tarifária denominada Base de Remuneração Regulatória - BRR, definida pelo Poder Concedente, utilizando-se a metodologia de custo de reposição dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição vinculada à concessão.

4.4.2 Concessão de distribuição de gás canalizado

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

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

4.4.3 Bonificação pela outorga de contrato de concessão de geração em regime de cotas

O contrato de concessão de geração em regime de cotas prevê o pagamento de bonificação pela outorga ao Poder Concedente, nos termos do parágrafo 7º do artigo 8º da Lei nº 12.783/2013.

Esta bonificação é reconhecida como ativo financeiro por representar um direito incondicional de receber caixa, garantido pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão e sem risco de demanda.

A remuneração deste ativo financeiro é baseada no Custo Médio Ponderado de Capital - WACC (na sigla em inglês) definido pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE na Resolução 2/2015, a qual está sendo apresentada na demonstração do resultado como receita operacional de acordo com o modelo de negócios da Companhia.

4.4.4 Concessão de transmissão - remensuração dos ativos da Rede Básica do Sistema Existente - RBSE

Refere-se ao direito a indenização do Contrato de concessão nº 060/2001 decorrente da Receita Anual Permitida - RAP não recebida no período de janeiro de 2013 a junho de 2017. O saldo é acrescido de atualização monetária e juros remuneratórios (NE nº 10.5).

4.4.5 Concessão de geração de energia elétrica

A Companhia operou e opera contratos de concessão de geração de energia elétrica que contem cláusulas de indenização da infraestrutura não depreciada, amortizada e/ou recebida durante o prazo da concessão. Após o vencimento, o saldo residual dos ativos são transferidos para contas a receber vinculadas à 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.

4.5 Ativos de contrato

Representado pela construção em curso ou em serviço da infraestrutura delegada pelo Poder Concedente, condicionado ao recebimento da receita não somente pela passagem do tempo, mas após cumprir a obrigação de desempenho de manter e operar a infraestrutura.

4.5.1 Concessão de distribuição de energia elétrica

Representa o direito contratual da concessionária relacionado às obras em construção para atendimento às necessidades da concessão, contabilizado ao custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável.

Quando da entrada em operação os ativos são transferidos para o ativo intangível, no montante equivalente ao que será remunerado pelo usuário mediante pagamento de tarifa pelo uso dos serviços, ou para o contas a receber vinculados à concessão, no montante equivalente à parcela residual dos ativos não amortizados que serão revertidos ao poder concedente mediante indenização ao final da concessão.

4.5.2 Concessão de distribuição de gás canalizado

Obras em curso para distribuição de gás canalizado as quais serão transferidas para o ativo intangível quando de sua entrada em operação e na medida em que é recebido o direito (autorização) de cobrar os usuários. O montante que não será amortizado dentro do prazo da concessão é apresentado no ativo financeiro, indenizado no final da concessão pelo Poder Concedente conforme previsão contratual.

4.5.3 Concessão de transmissão de energia elétrica

Representa o saldo dos contratos de serviço público de transmissão de energia elétrica firmados com o Poder Concedente para construir, operar e manter as linhas e subestações de alta tensão dos centros de geração até os pontos de distribuição.

Durante a vigência do contrato de concessão a Companhia recebe, condicionado ao seu desempenho, uma remuneração denominada Receita Anual Permitida - RAP que amortiza os investimentos realizados na construção da infraestrutura e faz frente os custos de operação e manutenção incorridos. Após o início da operação comercial e na medida em que o serviço de operação e manutenção é prestado, mensalmente essa receita é reconhecida no resultado e faturada em conjunto com a parte da receita reconhecida na fase de construção referente a remuneração dos ativos construídos que passa a ser apresentada na rubrica de clientes até o seu recebimento efetivo.

O ativo proveniente da construção da infraestrutura de transmissão é formado pelo reconhecimento da receita de construção (NE 4.13) e por sua remuneração financeira (NE 4.12.2).

No vencimento da concessão, se houver saldo remanescente ainda não recebido relacionado à construção da infraestrutura, este será recebido diretamente do Poder Concedente, conforme previsto no contrato de concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da RAP.

4.6 Contas a pagar vinculadas à concessão

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

4.7 Estoque (inclusive do ativo imobilizado e do ativo de contrato)

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

4.8 Imobilizado

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

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

4.9 Intangível

Ativo composto por softwares adquiridos de terceiros ou gerados internamente, mensurados pelo custo total de aquisição diminuído das despesas de amortização pelo prazo de cinco anos, além dos contratos de concessão apresentados a seguir.

4.9.1 Concessão onerosa de geração de energia elétrica

Corresponde à aquisição de direito de exploração do potencial de geração de energia hidráulica cujo contrato prevê pagamentos à União a título 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.

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

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

4.9.3 Concessão de 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.

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.

Durante a fase de construção da infraestrutura os custos são classificados como ativos de contrato (NE 4.5).

4.9.4 Concessão de distribuição de gás canalizado

Ativo intangível 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, inclusive juros e demais encargos financeiros capitalizados. Nesse ativo é aplicado o método de amortização linear definida com base na avaliação da vida útil estimada de cada ativo, considerando o padrão de benefício econômico gerado pelos ativos intangíveis.

Durante a fase de construção da infraestrutura os custos são classificados como ativos de contrato (NE 4.5).

4.9.5 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.

4.9.6 Baixa de ativos intangíveis

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

4.10 Redução ao valor recuperável de ativos - *Impairment*

Os ativos são avaliados para identificar evidências de desvalorização.

4.10.1 Ativos financeiros

As provisões para perdas com ativos financeiros são baseadas em premissas sobre o risco de inadimplência e nas taxas de perdas esperadas. A Companhia aplica julgamento para estabelecer essas premissas e para selecionar os dados para o cálculo do *impairment*, com base no histórico da Companhia, nas condições existentes de mercado e nas estimativas futuras ao final de cada exercício.

A Companhia aplica a abordagem simplificada do IFRS 9 / CPC 48 para a mensuração de perdas de crédito esperadas considerando uma provisão para perdas esperadas ao longo da vida útil para todas as contas a receber de clientes. Para mensurar as perdas de crédito esperadas, as contas a receber de clientes são agrupadas com base nas características compartilhadas de risco de crédito e nos dias de atraso.

4.10.2 Ativos não financeiros

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

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

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

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

O valor recuperável de ativos de contrato na sua fase de formação são testados no momento de sua mensuração, em decorrência principalmente da utilização da taxa efetiva de juros fixada no início do projeto e levada até o final do fluxo de caixa da concessão. Após o início da operação comercial a parte da receita faturada é testada no contas a receber de clientes e a parte a receber condicionada a cumprir a obrigação de desempenho de manter e operar a infraestrutura, a Companhia não apresenta histórico e nem expectativa de perdas, pois são garantidas por estruturas de fianças, pelo rateio compartilhado de eventual inadimplência entre os demais integrantes do sistema interligado nacional gerido pelo Operador Nacional do Sistema - ONS e pela regulamentação do setor.

4.11 Provisões

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

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

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

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

4.12 Reconhecimento da receita

4.12.1 Receita de contratos com clientes

A receita é mensurada com base na contraprestação que a Companhia espera receber em um contrato com o cliente, líquida de qualquer contraprestação variável. A Companhia reconhece receitas quando transfere o controle do produto ou serviço ao cliente. A receita operacional da Companhia é proveniente, principalmente, do suprimento e fornecimento de energia elétrica e da disponibilidade da rede elétrica.

A receita proveniente do suprimento de energia elétrica é reconhecida mensalmente com base nos dados para faturamento que são apurados pelos MW médios de energia elétrica contratada, e declarados junto a CCEE. Quando as informações não estão disponíveis, a Companhia, por meio de suas áreas técnicas, estima a receita considerando as regras dos contratos, a estimativa de preço e o volume fornecido.

Para as empresas de geração eólica sujeitas a montantes mínimos de geração, a Companhia entende que está sujeita a contraprestação variável, e por esta razão, constitui provisão pela não performance com base nas estimativas de geração anual, deduzindo da receita.

A receita proveniente do fornecimento de energia elétrica e da disponibilidade da rede elétrica é reconhecida mensalmente com base na energia medida e efetivamente faturada. Além disso, a Companhia registra a receita não faturada, calculada entre a data da última leitura e o encerramento do mês, por estimativa, com base na média do último faturamento. No contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica estão previstas compensações de não performance de indicadores de qualidade que, quando incorridas, são contabilizadas em conta redutora da receita de disponibilidade da rede elétrica.

4.12.2 Receita de juros

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

Em relação ao ativo financeiro e ativo de contrato da concessão de transmissão de energia elétrica é reconhecida receita de remuneração financeira utilizando a taxa de desconto fixada no início de cada projeto, a qual é apresentada na demonstração do resultado como receita operacional de acordo com o modelo de negócios da Companhia.

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

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

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

A margem de construção adotada para a atividade de transmissão relativa aos exercícios de 2018 e de 2017 é de 1,65%, e deriva de metodologia de cálculo que considera o risco do negócio.

4.14 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, com base nos dados divulgados pela CCEE, que são apurados pelo produto do Preço de liquidação das diferenças - PLD multiplicado pelas sobras de energia declaradas junto a CCEE, ou, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente, por estimativa preparada pela Administração.

4.15 Operações de compra e venda de energia em mercado ativo

A Companhia negocia operações de compra e venda de energia em mercado ativo e parte de seus contratos são classificados como instrumentos financeiros derivativos mensurados a valor justo por meio do resultado.

Os ganhos ou perdas líquidos não realizados decorrentes da marcação a mercado destes contratos-diferença entre os preços contratados e os de mercado - são reconhecidos no resultado do período.

4.16 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.

4.17 Demonstração do Valor Adicionado - DVA

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

4.18 Novas normas adotadas a partir deste exercício

Os seguintes pronunciamentos contábeis foram revisados e não tiveram nenhum efeito importante sobre as transações realizadas pela Companhia em períodos anteriores ou posteriores ao início de sua vigência, em 1º.01.2018:

- (i) ICPC 21/IFRIC 22 - Transações em moeda estrangeira e adiantamento;
- (ii) CPC 10 (R1)/IFRS 2 - Pagamento baseado em ações;
- (iii) CPC 28/IAS 40 - Propriedades para investimento;
- (iv) CPC 18 (R2)/IAS 28 - Investimento em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto; e
- (v) Revisão anual do CPC nº 12/2017 (IASB ciclo 2014-2016).

Além disso, a Companhia e suas controladas adotaram as seguintes normas, com efeito nas demonstrações financeiras a partir de 1º.01.2018:

4.18.1 CPC 48/IFRS 9 - Instrumentos Financeiros

Na adoção do CPC 48/IFRS 9 a Companhia aplicou a isenção constante do item 7.2.15 da norma, que lhe permite não reapresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros.

A nova norma estabeleceu três categorias para classificação e mensuração de ativos financeiros: (i) mensurados ao valor justo por meio do resultado; (ii) mensurados pelo custo amortizado, baseado no modelo de negócio pelo qual eles são mantidos e nas características de seus fluxos de caixa contratuais; e (iii) mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes. A adoção inicial produziu os seguintes impactos na classificação dos ativos financeiros da Companhia:

Instrumento financeiro	Classificação conforme CPC 38/IAS 39	Nova classificação (CPC 48/IFRS 9)
Títulos e valores mobiliários	Disponíveis para venda	Valor justo por meio do resultado
Cauções e depósitos vinculados	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Clientes	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Ativos financeiros setoriais	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Contas a receber vinculadas à concessão - transmissão (amortizável)	Empréstimos e recebíveis	(a)
Contas a receber vinculadas à concessão - transmissão (indenizável)	Empréstimos e recebíveis	(a)
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Contas a receber vinculadas à concessão - distribuição	Disponíveis para venda	Valor justo por meio do resultado
Contas a receber vinculadas à concessão - geração	Disponíveis para venda	Valor justo por meio do resultado
Estado do Paraná - Programas do Governo	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Outros investimentos temporários	Disponíveis para venda	Valor justo por meio do resultado

(a) Direitos que passaram a ser considerados ativos de contrato, conforme CPC 47/IFRS 15 (NE nº 11)

Além disso, a norma exige que a Administração da Companhia realize avaliação de seus ativos financeiros com base em doze meses ou por toda a vida do ativo e registre os efeitos quando houver indicativos de perdas em crédito esperadas nos ativos financeiros. O CPC 48/IFRS 9 definiu o modelo de expectativa de perda no crédito, o qual requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em créditos e modificações nessa expectativa a cada data de reporte, para refletir as mudanças no risco de crédito desde o reconhecimento inicial.

Anteriormente, o *impairment* de contas a receber de clientes era apresentado como perdas incorridas. As contas a receber individuais incobráveis eram baixadas por meio da redução direta do valor contábil.

Desde a adoção da nova norma a Companhia aplica a abordagem simplificada e registra perdas esperadas durante toda a vida dos ativos financeiros de contas a receber de clientes. O efeito no balanço patrimonial em 1º.01.2018, decorrente desta nova prática contábil, está demonstrado na NE nº 4.18.3.

Com relação aos passivos financeiros, o CPC 48/IFRS 9 definiu que a mudança no valor justo do passivo financeiro designado ao valor justo contra o resultado, que seja atribuível a mudanças no risco de crédito daquele passivo, seja apresentada em outros resultados abrangentes e não na demonstração do resultado, a menos que tal reconhecimento resulte em incompatibilidade na demonstração do resultado. Não houve impacto na classificação de passivos financeiros da Companhia.

4.18.2 CPC 47/IFRS 15 - Receita de contratos com clientes

Na adoção do CPC 47/IFRS 15, a Companhia optou por adotar a norma na data da aplicação inicial como ajuste ao saldo de abertura, considerando somente os contratos abertos anteriores à data de aplicação, conforme previsto no Apêndice C do CPC 47, em seus itens C3 (b) e C7.

A 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. Portanto, a entidade reconhece a receita somente quando (ou se) a obrigação de performance for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de determinada operação são efetivamente transferidos ao cliente.

A norma também determina que quando a Companhia concluir a performance por meio da transferência de bens ou serviços ao cliente antes do pagamento da contraprestação ou antes que o pagamento seja devido, a entidade deve apresentar este direito como ativo de contrato.

O ativo de contrato é definido pela norma como o direito à contraprestação em troca de bens ou serviços transferido ao cliente quando esse direito está condicionado a algo além da passagem do tempo como por exemplo o seu desempenho futuro.

Os efeitos no balanço patrimonial decorrentes da adoção desta norma estão demonstrados na NE nº 4.18.3.

Além disso, também em decorrência da nova norma, no segmento distribuição de energia elétrica a Companhia mudou a forma de contabilização das compensações de não performance dos indicadores de continuidade, que anteriormente eram registrados como despesa operacional e passaram a ser contabilizados como redutor da receita de disponibilidade da rede elétrica.

4.18.3 Efeitos nas demonstrações financeiras

As diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção inicial do CPC47/IFRS 15 e CPC 48/IFRS 9 foram reconhecidas nos lucros acumulados, no total de R\$ 160.533, conforme demonstrado a seguir:

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2017	Efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15	Efeitos da aplicação do CPC 48/IFRS 9	1º.01.2018	31.12.2017	Efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15	Efeitos da aplicação do CPC 48/IFRS 9	1º.01.2018
BALANÇO PATRIMONIAL								
Ativo	17.955.966	(150.428)	(14.496)	17.791.042	33.162.377	(150.428)	(14.496)	32.997.453
Ativo circulante	998.294	-	-	998.294	5.701.834	(2.960)	(18.608)	5.680.266
Clientes (a) (b)	-	-	-	-	2.733.240	(2.960)	(18.507)	2.711.773
Outros créditos (a)	8.287	-	-	8.287	409.351	-	(101)	409.250
Contas a receber vinculadas à concessão (c)	-	-	-	-	149.744	(66.366)	-	83.378
Ativos de contrato (c)	-	-	-	-	-	66.366	-	66.366
Ativo não circulante	16.957.672	(150.428)	(14.496)	16.792.748	27.460.543	(147.468)	4.112	27.317.187
Clientes (a)	-	-	-	-	261.082	-	(3.356)	257.726
Contas a receber vinculadas à concessão (c)	-	-	-	-	4.429.237	(2.066.325)	-	2.362.912
Ativos de contrato (c)	-	-	-	-	-	2.774.142	-	2.774.142
Impostos diferidos	102.236	-	-	102.236	915.492	1.280	7.468	924.240
Investimentos (d)	14.987.607	(150.428)	(14.496)	14.822.683	2.570.643	(148.748)	-	2.421.895
Intangível em curso (c)	830	-	-	830	9.829.450	(707.817)	-	9.121.633
Passivo	17.955.966	(150.428)	(14.496)	17.791.042	33.162.377	(150.428)	(14.496)	32.997.453
Patrimônio líquido	15.207.842	(150.428)	(14.496)	15.042.918	15.510.503	(150.428)	(14.496)	15.345.579
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	15.207.842	(150.428)	(14.496)	15.042.918	15.207.842	(150.428)	(14.496)	15.042.918
Ajustes de avaliação patrimonial (e)	895.601	-	(4.391)	891.210	895.601	-	(4.391)	891.210
Lucros acumulados	-	(150.428)	(10.105)	(160.533)	-	(150.428)	(10.105)	(160.533)

- a) Aumento de R\$ 21.863 em perdas de créditos esperadas de clientes e de R\$ 101 em perdas de créditos esperadas de outros créditos, reconhecido em lucros acumulados líquido de tributos.
- b) No segmento de telecomunicações o reconhecimento da receita de ativação ocorre em momento específico de tempo caso o cliente opte pela não fidelização do plano de conectividade. Caso opte pela fidelização, há desconto no montante do valor da prestação do serviço durante o plano e a receita será diferida no período de doze meses. A Companhia avaliou que o ajuste de receita diferida a ser reconhecido em 1º.01.2018 era de R\$ 2.960, com base nos contratos vigentes em 31.12.2017.
- c) Reclassificação de R\$ 2.132.691 de contas a receber vinculadas à concessão para ativos de contrato, referente aos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica, pela adoção do CPC 47/IFRS 15, que trouxe o conceito do direito ao recebimento da infraestrutura construída condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho de operar e manter a infraestrutura e não mais somente pela passagem do tempo.

Reclassificação de R\$ 707.817 de intangível em curso para ativos de contrato em decorrência de que as obras em curso de distribuição de energia elétrica e gás canalizado estavam sob o escopo do ICPC 01/IFRIC 12 até 31.12.2017. Com a entrada em vigor, em 1º.01.2018, do CPC 47/IFRS 15 e a revisão do ICPC 01/IFRIC 12 a Companhia passou a classificar como ativo de contrato as obras de distribuição de energia elétrica e gás canalizado durante o período de construção.

- d) Até 31.12.2017, as controladas em conjunto que atuam no segmento de transmissão de energia elétrica tinham seus contratos de concessão de transmissão de energia elétrica classificados como ativo financeiro sob o escopo do CPC 38/IAS 39 e do ICPC 01/IFRIC 12. Com a entrada em vigor, em 1º.01.2018, do CPC 47/IFRS 15, trazendo o conceito do direito ao recebimento da infraestrutura construída condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho de operar e manter a infraestrutura e não mais somente pela passagem do tempo, os contratos de concessão de transmissão de energia elétrica passaram a ser classificados como ativos de contratos. Com isso, o saldo do ativo financeiro das controladas em conjunto passou a ser classificado, em 1º.01.2018, como ativo contrato conforme as práticas da Companhia, com redução em sua mensuração no valor de R\$ 148.748, com efeito na Copel na rubrica de Investimentos, por equivalência patrimonial. Na

transição a Companhia e suas controladas em conjunto optaram por adotar a norma na data da aplicação inicial como ajuste ao saldo de abertura, em conta do patrimônio líquido, considerando somente os contratos abertos anteriores à data de aplicação, conforme previsto no Apêndice C do CPC 47, em seus itens C3 (b) e C7.

- e) Realização do saldo de valor justo de outros investimentos temporários, anteriormente classificados como disponível para venda e registrados em outros resultados abrangentes no escopo do CPC 38/IAS 39. A partir de 1º.01.2018 o valor justo dos investimentos temporários passou a ser classificado como valor justo por meio do resultado conforme CPC 48/IFRS 9.

4.19 Novas normas que ainda não entraram em vigor

A partir de 1º.01.2019 estarão vigentes alterações nos seguintes pronunciamentos, os quais não foram adotados antecipadamente pela Companhia:

- (i) CPC 18 (R2)/IAS 28 - Investimento em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto;
- (ii) CPC 33 (R1)/IAS 19 - Benefícios a empregados;
- (iii) CPC 48/IFRS 9 - Instrumentos financeiros; e
- (iv) Revisão anual do CPC nº 13/2018 (IASB ciclo 2015-2017).

A Companhia procedeu a uma avaliação sobre a aplicação dessas alterações e não espera impactos significativos em suas demonstrações contábeis pela adoção dos novos requerimentos

Além disso, as normas abaixo, também vigentes a partir de 1º.01.2019 e não adotadas antecipadamente pela Companhia foram avaliadas, conforme descrito a seguir.

4.19.1 CPC 06 (R2)/IFRS 16 - Arrendamentos

O pronunciamento substitui o CPC 06 (R1) / IAS 17 - Arrendamentos, bem como interpretações relacionadas (ICPC 03 / IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27). Elimina a contabilização de arrendamento operacional para o arrendatário, apresentando um único modelo de arrendamento que consiste em reconhecer inicialmente todos os arrendamentos no ativo intangível (Ativo de Direito de Uso) e passivo (Outras Contas a Pagar) a valor presente; e reconhecer a amortização do ativo de direito de uso e os juros do arrendamento separadamente no resultado.

Para arrendamentos de curto prazo (prazo de arrendamento de 12 meses ou menos) e arrendamentos de ativos de baixo valor (como computadores, impressoras e móveis), a Companhia optará por reconhecer uma despesa de arrendamento em base linear conforme previsto no CPC 06 (R2) / IFRS 16.

Será aplicado o método de transição retrospectivo modificado, o qual não requer a apresentação de informações comparativas, e o passivo e o ativo de direito de uso são reconhecidos pelo valor presente das parcelas remanescentes.

Em 1º.01.2019, a Companhia reconhecerá um ativo de direito de uso e um passivo de arrendamento ao valor presente de aproximadamente R\$ 114.000, acarretando uma variação não superior a 0,5% do Ativo total consolidado em 31.12.2018, sem impactos no Patrimônio Líquido.

4.19.2 ICPC22/IFRIC 23 - Incerteza sobre Tratamentos de Impostos sobre o Lucro

Esta interpretação esclarece como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração do CPC 32 - Tributos sobre o Lucro, quando há incerteza sobre os tratamentos de tributo sobre o lucro. Conforme atendidos determinados requisitos, como por exemplo quando for mais provável que a autoridade fiscal não aceite determinado tratamento, a entidade deverá reconhecer e mensurar seu tributo corrente ou diferido, ativo ou passivo, aplicando os requisitos do CPC 32 com base em lucro tributável (prejuízo fiscal), bases fiscais, prejuízos fiscais não utilizados, créditos fiscais não utilizados e alíquotas fiscais determinados, considerando esta não aceitação.

A Companhia está avaliando os tratamentos de tributo sobre o lucro e tem a expectativa de que a aplicação da norma não trará impactos significativos em seus resultados.

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Caixa e bancos conta movimento	2.044	2.477	167.728	157.470
Aplicações financeiras de liquidez imediata	312.959	54.356	1.780.681	882.605
	315.003	56.833	1.948.409	1.040.075

Compreendem numerário em espécie, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, que possam ser resgatadas no prazo de até 90 dias da data de contratação. 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 75% e 101% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6 Títulos e Valores Mobiliários

Categoria	Indexador	Controladora		Consolidado	
		31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	123.560	90	286.855	114.732
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	95,0% a 101% do CDI	-	-	50.629	57.192
Operação Compromissada	96,5% a 98% do CDI	-	-	6.116	47.052
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	Selic	-	-	696	687
		123.560	90	344.296	219.663
	Circulante	123.560	90	124.862	1.341
	Não circulante	-	-	219.434	218.322

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

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

(a) Tratam-se de fundos de renda fixa na Controladora e de contas de reserva destinadas ao cumprimento de contratos com o BNDES, nas demais empresas.

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

7 Clientes

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.12.2018	Saldo 31.12.2017
Consumidores					
Residencial	343.122	224.828	16.671	584.621	512.817
Industrial	282.547	40.763	85.786	409.096	368.054
Comercial	284.733	64.786	29.930	379.449	340.520
Rural	64.804	20.498	4.332	89.634	80.531
Poder público	43.038	9.028	4.854	56.920	55.826
Iluminação pública	39.095	19	-	39.114	37.684
Serviço público	41.211	1.046	445	42.702	39.780
Receita de fornecimento não faturada	538.245	-	-	538.245	471.421
Parcelamento de débitos (7.1)	137.866	15.129	44.956	197.951	190.261
Subsídio baixa renda - Eletrobras	11.958	-	-	11.958	14.435
Outros créditos	41.725	23.768	72.623	138.116	157.611
	1.828.344	399.865	259.597	2.487.806	2.268.940
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras					
Suprimento de energia elétrica					
Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR	4.590	788	5.504	10.882	61.838
Contratos bilaterais	94.162	-	7.432	101.594	68.111
CCEE (7.2)	132.801	-	190.856	323.657	442.541
Receita de suprimento não faturada	137.076	-	-	137.076	183.765
Regime de cotas e Ressarcimento de geradores	-	740	2.254	2.994	1.331
	368.629	1.528	206.046	576.203	757.586
Encargos de uso da rede elétrica	191.879	8.305	7.876	208.060	162.020
Telecomunicações	43.499	13.190	6.296	62.985	65.769
Distribuição de gás	87.754	5.074	10.512	103.340	49.837
(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)	(2.886)	(10.732)	(317.770)	(331.388)	(309.830)
	2.517.219	417.230	172.557	3.107.006	2.994.322
Circulante				2.944.091	2.733.240
Não circulante				162.915	261.082

7.1 Parcelamento de débitos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, em 31.12.2018, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto, que varia de 0,0028% a 2,1450% a.m.

7.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Do saldo total, os montantes mais significativos são R\$ 54.873 da Copel DIS, integralmente recebidos até a data desta publicação, R\$ 57.930 das Eólicas, dos quais R\$ 8.606 já foram recebidos ou compensados e o saldo remanescente tem previsão de recebimento ou compensação com as próximas liquidações da CCEE, e R\$ 201.252 da Copel GeT, dos quais R\$ 42.023 já foram recebidos e o saldo também tem previsão de recebimento ou compensação com as próximas liquidações da CCEE. Desse montante da GeT, R\$ 190.856 é remanescente do saldo de R\$ 231.617 proveniente do reprocessamento pela CCEE da energia valorada ao PLD do período de janeiro a outubro de 2015, em decorrência do êxito no pedido de antecipação de tutela na ação ordinária que pede a exclusão de responsabilidade na entrega de energia para cumprir os contratos de comercialização da UHE Colíder (NE nº 18.4). Neste período a Copel GeT cumpriu seu compromisso com sobras de energia descontratada em suas demais usinas.

Do montante apurado pela CCEE, com base no valor do PLD, decorrente dos efeitos da liminar pelo excludente de responsabilidade da UHE Colíder, há constituição de perdas de crédito esperadas no valor de R\$ 119.665. O saldo remanescente de R\$ 81.586 corresponde ao direito líquido e certo pelo fornecimento da energia, independente de qualquer litígio, valorado ao preço dos contratos de comercialização.

Ainda, em relação ao excludente de responsabilidade da UHE Colíder, há outra parte adicional de R\$ 43.844, referente ao mesmo fornecimento de energia, valorada ao PLD, que não foi reconhecida em virtude da incerteza sobre o julgamento do mérito da ação judicial.

7.3 Perdas de créditos esperadas

A partir de 1º.01.2018, as perdas de créditos esperadas são constituídas com base na análise dos riscos de realização dos créditos em montante considerado suficiente para fazer face às eventuais perdas na realização da conta clientes, considerando critérios específicos do histórico de pagamento, das ações de cobrança realizadas para a recuperação do crédito e a relevância do valor devido na carteira de recebíveis.

A Companhia considera o ajuste para perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos, conforme a composição abaixo:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017	Adições	Perdas	Saldo em 31.12.2017	Efeito dos novos CPCs (NE nº 4.18.3)	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.12.2018
Consumidores								
Residencial	66.502	36.177	(80.147)	22.532	(5.708)	62.274	(57.376)	21.722
Industrial	66.563	26.265	(14.049)	78.779	4.394	10.367	(6.343)	87.197
Comercial	67.075	18.101	(25.901)	59.275	16.973	10.318	(16.849)	69.717
Rural	3.130	2.997	(3.396)	2.731	1.646	3.734	(4.301)	3.810
Poder público	12.981	(3.833)	(4.313)	4.835	3.262	(1.313)	(1.910)	4.874
Iluminação pública	104	205	(269)	40	389	(304)	(5)	120
Serviço público	1.111	(653)	(439)	19	460	8	(288)	199
Não faturado				-	1.573	(71)	-	1.502
Ajuste a valor presente				-	(4.048)	1.165	-	(2.883)
	217.466	79.259	(128.514)	168.211	18.941	86.178	(87.072)	186.258
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras								
CCEE (7.2)	119.665	-	-	119.665	-	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	13.077	1.287	(175)	14.189	4.155	(8.860)	(10)	9.474
	132.742	1.287	(175)	133.854	4.155	(8.860)	(10)	129.139
Telecomunicações	534	8.309	(7.332)	1.511	(1.233)	12.749	(9.148)	3.879
Distribuição de gás	4.924	1.433	(103)	6.254	-	6.017	(159)	12.112
	355.666	90.288	(136.124)	309.830	21.863	96.084	(96.389)	331.388

As contas a receber de clientes são baixadas quando não há expectativa razoável de recuperação. Os indícios para isso incluem, entre outras coisas, a incapacidade do devedor de participar de um plano de renegociação de sua dívida com a Companhia ou de realizar pagamentos contratuais de dívidas vencidas.

As perdas de créditos esperadas são apresentadas em despesas com vendas, no grupo de Perdas de créditos, provisões e reversões. Recuperações subsequentes de valores previamente baixados são creditadas também em despesas com vendas, no grupo de Outros custos e despesas operacionais, líquidos.

8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná

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

O Estado do Paraná solicitou à Companhia e o Conselho de Administração aprovou em 16.06.2016, condicionado à anuência do Ministério da Fazenda, a Novação do Termo de Ajuste da CRC, que contempla: (i) no período de abril a dezembro de 2016, carência total dos pagamentos de principal e juros; e (ii) de janeiro a dezembro de 2017, carência somente do valor principal, porém com pagamentos dos juros mensais. As demais cláusulas seriam mantidas, inclusive a manutenção dos índices de correção e juros atualmente vigentes, não afetando, desta forma, o valor presente líquido global do referido contrato.

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

O Estado do Paraná cumpriu os termos acordados e efetuou os pagamentos das parcelas mensais de juros previstas até dezembro de 2017. Encerrado o período de carência, o Estado do Paraná vem cumprido rigorosamente os pagamentos nas condições contratadas, restando 76 parcelas mensais.

8.1 Mutação do CRC

Saldo em 1º.01.2017	Juros	Variação monetária	Recebimentos	Saldo em 31.12.2017	Juros	Variação monetária	Recebimentos	Saldo em 31.12.2018
1.522.735	97.085	(6.373)	(97.085)	1.516.362	93.009	95.788	(260.117)	1.445.042
Circulante				167.109				
Não circulante				1.349.253				
								190.876
								1.254.166

8.2 Vencimento das parcelas de longo prazo

2020	203.570
2021	217.108
2022	231.547
2023	246.946
2024	263.369
Após 2024	91.626
	1.254.166

9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

Os valores que compõem os Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos são: a) Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A - CVA, composta pela variação entre os custos previstos e realizados de aquisição de energia elétrica, de transmissão de energia e de encargos setoriais, e b) itens financeiros, que correspondem à sobrecontratação de energia, neutralidade dos encargos, e outros direitos e obrigações integrantes da tarifa. Após a homologação do Reajuste Tarifário Anual e Revisão Tarifária Periódica, a nova tarifa aplicada para o ano tarifário proporciona cobrança ou devolução dos ativos / passivos constituídos.

Desta forma, o saldo em 31.12.2018 é composto pelo: i) ciclo anterior (reajuste tarifário 2018), em amortização, que representa o saldo homologado pela Aneel já contemplado na tarifa; e ii) pelo ciclo em constituição (reajuste tarifário 2019 e revisão tarifária periódica 2021), cujos valores serão homologados pela Aneel nos próximos eventos tarifários.

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

Consolidado	31.12.2018		31.12.2017	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2018				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	274.495	-	333.412	333.412
Energia elétrica para revenda - Itaipu	278.072	-	250.851	250.851
Transporte de energia pela rede básica	28.100	-	18.056	18.056
Transporte de energia de Itaipu	8.312	-	5.063	5.063
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(240.248)	-	(211.735)	(211.735)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	16.434	-	(28.800)	(28.800)
Proinfa	3.007	-	(33)	(33)
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	42.605	-	33.319	33.319
Sobrecontratação	(46.972)	-	(112.137)	(112.137)
Risco hidrológico	(175.117)	-	(93.964)	(93.964)
Devoluções tarifárias	(36.840)	-	(21.302)	(21.302)
Ajuste CVA Angra III	6.272	-	(1.121)	(1.121)
Outros	5.429	-	-	-
	163.549	-	171.609	171.609
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2019				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	176.198	176.198	-	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	304.085	304.086	-	-
Transporte de energia pela rede básica	(29.307)	(29.307)	-	-
Transporte de energia de Itaipu	7.469	7.469	-	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(120.862)	(120.862)	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	71.325	71.325	-	-
Proinfa	(9)	(9)	-	-
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	40.212	40.211	-	-
Sobrecontratação	(95.722)	(95.722)	-	-
Risco hidrológico	(71.958)	(71.958)	-	-
Devoluções tarifárias	(23.796)	(23.796)	-	-
	257.635	257.635	-	-
	421.184	257.635	171.609	171.609

Consolidado	31.12.2018		31.12.2017	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2017				
Parcela A				
Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ	-	-	(168.939)	-
ESS	-	-	(167.938)	-
CDE	-	-	(84.293)	-
Proinfa	-	-	(5.122)	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	-	-	36.002	-
Transporte de energia pela rede básica	-	-	11.127	-
Transporte de energia comprada de Itaipu	-	-	2.797	-
Outros componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	-	(12.470)	-
Sobrecontratação	-	-	87.949	-
Neutralidade	-	-	54.609	-
Ajuste CVA Angra III	-	-	50.435	-
Outros	-	-	3.024	-
	-	-	(192.819)	-
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2021				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	(96.531)	-	(90.700)
	-	(96.531)	-	(90.700)
	-	(96.531)	(192.819)	(90.700)

9.2 Mutação dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

Consolidado	Saldo em 31.12.2017	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.12.2018
		Constituição	Amortização	Atualização		
Parcela A						
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu (9.2.1)	537.704	661.144	(348.586)	35.981	-	886.243
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ (9.2.2)	497.885	710.482	(129.555)	31.053	(482.974)	626.891
Transporte de energia pela rede básica	47.239	(36.959)	(43.101)	2.307	-	(30.514)
Transporte de energia comprada de Itaipu	12.923	21.526	(12.194)	995	-	23.250
ESS (9.2.3)	(591.408)	(302.226)	443.817	(32.155)	-	(481.972)
CDE (9.2.4)	(141.893)	231.308	69.851	(182)	-	159.084
Proinfa	(5.188)	6.111	2.024	42	-	2.989
Outros componentes financeiros						
Neutralidade (9.2.5)	121.247	100.280	(100.661)	2.162	-	123.028
Ajuste CVA Angra III	48.193	8.482	(57.214)	6.811	-	6.272
Risco hidrológico (9.2.6)	(187.928)	(310.975)	189.289	(9.419)	-	(319.033)
Devoluções tarifárias (9.2.7)	(145.774)	(80.493)	52.290	(6.986)	-	(180.963)
Sobrecontratação (9.2.8)	(136.325)	(54.421)	(37.176)	(10.494)	-	(238.416)
Outros	3.024	11.193	(8.892)	104	-	5.429
	59.699	965.452	19.892	20.219	(482.974)	582.288
Ativo circulante	171.609					421.184
Ativo não circulante	171.609					257.635
Passivo circulante	(192.819)					-
Passivo não circulante	(90.700)					(96.531)

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

9.2.1 Energia Elétrica Comprada para Revenda - Itaipu

A potência da UHE de Itaipu é vendida por meio de cotas-parte às concessionárias das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, de acordo com seus mercados, cujo valor é fixado em dólares por quilowatt de potência mensal contratada (US\$/kW). As faturas são pagas em moeda nacional sendo utilizada para conversão a taxa média de venda calculada pelo Banco Central do Brasil, no dia útil imediatamente anterior ao do pagamento da fatura.

O valor constituído em 2018 refere-se à variação do custo de aquisição de energia elétrica e à variação cambial, em relação ao previsto no último reajuste tarifário, onde a tarifa de repasse da UHE Itaipu fixada para o exercício de 2018, foi de US\$ 27,87/kW (Resolução Homologatória 2.363/2017). O dólar utilizado nos pagamentos mensais foi superior à cobertura tarifária, gerando, portanto, um ativo financeiro setorial, que será revertido no próximo reajuste tarifário em junho de 2019.

9.2.2 Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ

O saldo constituído reflete a diferença entre o preço médio de pagamento relativo ao custo de compra de energia e o preço médio de cobertura tarifária, devido, principalmente, aos efeitos da contratação por disponibilidade (ECD) – associado ao despacho de usinas térmicas e à geração dos empreendimentos eólicos e pelo repasse do risco hidrológico associado às usinas comprometidas com contratos de Cotas de Garantia Física, bem como os empreendimentos que firmaram o termo de repactuação.

A conta de CVA Energ foi compensada pelos recursos recebidos da Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT ou Conta Bandeiras, que no ano resultou na dedução de R\$ 482.974 do custo de energia.

9.2.3 Encargos de Serviços do Sistema - ESS

O objetivo do ESS é a cobertura dos custos decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema elétrico. Sua apuração é realizada mensalmente pela CCEE e pago pela distribuidora e por agentes de geração. O saldo passivo de ESS é constituído em 2018 é resultado do valor inferior do montante pago em relação ao valor previsto em tarifa, principalmente pela variação dos custos relativos ao despacho de usinas térmicas.

9.2.4 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

O saldo constituído de CDE em 2018 é resultado do valor superior das cotas de pagamento mensal, excetuando-se, neste caso, os descontos da CDE decorrentes de liminares, homologadas pela Aneel (NE nº 31.2.1), em relação à cota regulatória prevista na tarifa de energia.

9.2.5 Neutralidade

A neutralidade da Parcela A corresponde à estimativa da parcela recuperável dos encargos setoriais, energia, transporte, componentes financeiros e receitas irrecuperáveis, não faturados pela tarifa vigente, e deve ser entendida como a garantia de repasse aos consumidores de todos os componentes sobre os quais a distribuidora não possui poder de gestão.

9.2.6 Risco hidrológico

No reajuste tarifário de 2018 foi calculada a cobertura dos riscos hidrológicos associados às usinas comprometidas com Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGF, à usina de Itaipu e às usinas hidrelétricas cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, e que firmaram Termo de Repactuação de Risco em conformidade com a Lei nº 13.203/2015. A previsão de risco hidrológico definida no processo tarifário será revertida no processo tarifário subsequente, atualizada pela Selic.

9.2.7 Devoluções tarifárias

A Aneel, pelo Despacho nº 245 de 28.01.2016, em alinhamento aos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret, submódulo 2.1 - Procedimentos Gerais, determinou que os valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, anteriormente registrados como obrigações especiais, devem ser contabilizados como passivos financeiros setoriais.

9.2.8 Sobrecontratação

A Aneel, pela Resolução Normativa nº 255/2007, estabeleceu os critérios para repasse, às tarifas do consumidor final. Para o cálculo do repasse da sobrecontratação de energia ou da exposição ao mercado de curto prazo é necessária a apuração dos resultados no mercado de curto prazo da distribuidora com dados disponibilizados pela CCEE. A Companhia encerrou o ano de 2018 dentro dos limites regulatórios de contratação de 100% a 105%, garantindo assim o repasse integral da sobrecontratação.

10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (10.1)	783.023	684.206
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (10.2)	322.259	303.668
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (10.3)	625.772	606.479
Contratos de concessão de transmissão (10.4)	-	1.497.399
Remensuração do ativo financeiro RBSE (10.5)	753.826	1.418.370
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (10.6)	65.811	68.859
	2.550.691	4.578.981
Circulante	53.177	149.744
Não circulante	2.497.514	4.429.237

10.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 1º.01.2017	614.806
Doações e subvenções recebidas	76
Transferências do intangível (NE nº 19.1)	56.853
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(3.711)
Reconhecimento do valor justo	16.199
Baixas	(17)
Em 31.12.2017	684.206
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	66.380
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(1.334)
Reconhecimento do valor justo	35.306
Baixas	(1.535)
Em 31.12.2018	783.023

O saldo do 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.

10.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2017	83.378
Reclassificações do intangível (NE nº 2.1.1)	154.800
Transferências do intangível (NE nº 19.3)	24.609
Reconhecimento do valor justo	40.881
Em 31.12.2017	303.668
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	6.399
Reconhecimento do valor justo	12.193
Baixas	(1)
Em 31.12.2018	322.259

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

Em 1º.01.2017	586.706
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(62.387)
Juros efetivos (NE nº 31)	82.160
Em 31.12.2017	606.479
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(66.693)
Juros efetivos (NE nº 31)	85.986
Em 31.12.2018	625.772

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

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

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

10.4 Contratos de concessão de transmissão

Em 1º.01.2017	1.342.055
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(81.497)
Transferências para o imobilizado	(29.264)
Remuneração	129.769
Receita de construção	136.336
Em 31.12.2017	1.497.399
Transferências para ativos de contrato (NE nº 11.3)	(1.497.399)
Em 31.12.2018	-

10.5 Remensuração dos ativos RBSE

Em 1º.01.2017	1.186.985
Remuneração do fluxo de caixa dos ativos RBSE	178.141
Acréscimo ao valor estimado pela homologação do laudo dos ativos RBSE	183.015
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(129.771)
Em 31.12.2017	1.418.370
Transferências para ativos de contrato (NE nº 11.3)	(635.292)
Remuneração do fluxo de caixa dos ativos RBSE	82.640
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(111.892)
Em 31.12.2018	753.826

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

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

Em 12.04.2017, a Aneel publicou a Nota Técnica nº 61/2017 - SFF, que resultou na conclusão da fiscalização do laudo de avaliação dos ativos, reconhecendo o montante de R\$ 667.637 como o valor líquido dos bens na data-base de 31.12.2012. O resultado da fiscalização foi homologado em 09.05.2017 pela diretoria da Aneel, com o não reconhecimento de R\$ 214.663 em relação ao montante originalmente solicitado de R\$ 882.300, sendo que a principal glosa está relacionada aos ativos da Subestação SF6 de Salto Caxias.

Adicionalmente, em 27.06.2017 a Aneel publicou a Resolução Homologatória nº 2.258, na qual estabeleceu a RAP para o ciclo tarifário 2017-2018, aplicando decisão judicial liminar de 11.04.2017, relativa à ação movida por três associações empresariais, que determina, em caráter provisório, a exclusão da parcela de “remuneração” prevista no artigo 15, parágrafo 2º, da Lei nº 12.783/2013. A mesma decisão foi aplicada para o atual ciclo 2018-2019, conforme Resolução Homologatória Aneel nº 2.408 de 26.06.2018.

A remuneração, em discussão judicial, concernente ao custo de capital próprio apurada dos ativos RBSE de janeiro de 2013 a junho de 2017 reduziu provisoriamente a RAP deste ciclo, de R\$ 136.790 para R\$ 102.514, sendo o montante retirado pela Aneel da RAP nos oito ciclos tarifários de R\$ 201.795.

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

Até 31.12.2017, a totalidade do contrato de concessão referente aos ativos RBSE era classificada como ativo financeiro sob o escopo do CPC 38/IAS 39 e do ICPC 01/IFRIC 12.

Com a entrada em vigor, em 1º.01.2018, do CPC 47/IFRS 15, que trouxe o conceito do direito ao recebimento condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho de operar e manter a infraestrutura e não mais somente pela passagem do tempo, a Companhia alterou a classificação para ativos de contrato da parte referente aos ativos RBSE homologados para recebimento após o primeiro ciclo de RAP que iniciou em julho de 2017. Com isso, o saldo em 1º.01.2018 passou a ser classificado como ativos de contrato juntamente com os demais contratos de concessão de transmissão (NE nº 11.3), sem efeito em sua mensuração.

A parte da RAP repactuada pelo Poder Concedente, referente ao período de janeiro de 2013 a junho de 2017, homologada para recebimento em 8 anos a partir do ciclo que iniciou em julho de 2017, foi mantida com a classificação de ativo financeiro em função do direito incondicional de receber o valor pago com atualização pelo IPCA e juros remuneratórios durante o período acordado.

10.6 Contrato de concessão de geração de energia elétrica

Em 1º.01.2017	67.401
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	341
Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável (NE nº 32.4)	1.117
Em 31.12.2017	68.859
Transferências para outros créditos - alienação de bens	(9.053)
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	1.247
Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável (NE nº 32.4)	4.758
Em 31.12.2018	65.811

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

A variação ocorrida pela remensuração do fluxo de caixa destes ativos teve como contrapartida a conta Outras Receitas, dentro do grupo de Outros custos e despesas operacionais líquidos.

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

Em 11.12.2018, a Companhia assinou o instrumento de promessa de compra e venda dos ativos remanescentes da extinta usina Rio dos Patos, conforme recomendado na Resolução Autorizativa nº 7050 de 05.06.2018 da Aneel. O preço da negociação foi de R\$ 9.053.

11 Ativos de contrato

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (11.1)	640.500	-
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (11.2)	25.718	-
Contratos de concessão de transmissão (11.3)	2.767.012	-
	3.433.230	-
Circulante	85.019	-
Não circulante	3.348.211	-

11.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo	Obrigações especiais	Total
Em 31.12.2017	-	-	-
Transferências do intangível (NE nº 19.1)	714.446	(26.100)	688.346
Aquisições	797.832	-	797.832
Participação financeira do consumidor	-	(106.764)	(106.764)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	4.320	-	4.320
Transferências para o intangível (NE nº 19.1)	(775.701)	107.679	(668.022)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	(67.310)	930	(66.380)
Baixas	(8.832)	-	(8.832)
Em 31.12.2018	664.755	(24.255)	640.500

Estes ativos são compostos por obras em andamento relacionadas principalmente com a construção e ampliação de subestações, linhas e redes de distribuição, mensurados ao custo histórico, líquidos das Obrigações Especiais.

Durante a fase de construção são capitalizados os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures. No exercício de 2018 esses custos totalizaram R\$ 5.435, à taxa média de 0,26% a.a. (R\$ 4.497, à taxa média de 0,25% a.a. em 2017, capitalizado no intangível em curso).

Até 31.12.2017, eram classificadas como ativo intangível sob o escopo do ICPC 01/IFRIC 12. Com a entrada em vigor, em 1º.01.2018, do CPC 47/IFRS 15 e a revisão do ICPC 01/IFRIC 12 a Companhia passou a classificar as obras de distribuição de energia elétrica durante o período de construção como ativos de contrato. A adoção do CPC foi feita de forma prospectiva (NE nº 4.18.2).

11.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 31.12.2017	-
Transferências do intangível (NE nº 19.3)	19.471
Aquisições	15.618
Transferências para o intangível (NE nº 19.3)	(2.042)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	(6.399)
Baixas	(930)
Em 31.12.2018	25.718

Até 31.12.2017, as obras em curso de distribuição de gás canalizado eram classificadas como ativo intangível sob o escopo do ICPC 01/IFRIC 12. Com a entrada em vigor, em 1º.01.2018, do CPC 47/IFRS 15 e a revisão do ICPC 01/IFRIC 12 a Companhia passou a classificar as obras de distribuição de gás canalizado durante o período de construção como ativos de contrato. A adoção do CPC foi feita de forma prospectiva (NE nº 4.18.2).

11.3 Contratos de concessão de transmissão

Em 31.12.2017	-
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.4)	1.497.399
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão - RBSE (NE nº 10.5)	635.292
Efeito da aquisição de controle de Costa Oeste e Marumbi	258.908
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(243.247)
Transferências para o imobilizado	(501)
Transferência de depósitos judiciais e litígios	8.277
Remuneração	268.904
Receita de construção	341.980
Em 31.12.2018	2.767.012

Até 31.12.2017, os contratos de concessão de transmissão de energia elétrica eram classificados como ativo financeiro sob o escopo do CPC 38/IAS 39 e do ICPC 01/IFRIC 12.

Com a entrada em vigor, em 1º.01.2018, do CPC 47/IFRS 15, que trouxe o conceito do direito ao recebimento da infraestrutura construída condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho de operar e manter a infraestrutura e não mais somente pela passagem do tempo, a Companhia alterou a classificação dos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica de acordo com a nova norma. Com isso, o saldo passou a ser classificado como ativos contrato, a partir de 1º.01.2018, sem efeito em sua mensuração. A adoção do CPC foi feita de forma prospectiva (NE nº 4.18.2).

12 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Serviços em curso (a)	7.444	7.444	165.973	141.959
Créditos nas operações de aquisição de gás (12.1)	-	-	112.003	77.279
Repasse CDE (12.2)	-	-	107.472	136.559
Bandeira tarifária - CCRTB	-	-	28.725	14.536
Adiantamento a fornecedores (b)	319	-	22.096	29.016
Adiantamento a empregados	453	660	21.201	25.928
Adiantamento para indenizações imobiliárias	-	-	19.591	19.230
Alienações e desativações em curso	-	-	19.457	53.348
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 35.2.12)	-	-	14.793	-
Outros créditos	6.255	183	80.833	60.912
	14.471	8.287	592.144	558.767
Circulante	7.027	8.287	363.250	409.351
Não circulante	7.444	-	228.894	149.416

CCRTB - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias

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

(b) Adiantamento previsto em cláusula contratual.

12.1 Créditos nas operações de aquisição de gás - Compagás

Refere-se à aquisição de volumes de gás contratados e garantidos, superiores àqueles efetivamente retirados e utilizados, para os quais os contratos preveem a compensação futura. A Compagás tem o direito de utilizar o gás em meses subsequentes, podendo compensar o volume contratado e não consumido até 2022. De acordo com as disposições contratuais e perspectivas de consumo, decorrentes da revisão dos projetos e cenários para os próximos anos, a Compagás estima compensar integralmente os volumes contratados no curso de sua operação. Os contratos com a Petrobras preveem o direito de alienação deste ativo. O vencimento da concessão está em discussão com o poder concedente, conforme descrito na NE nº 2.1.1.

12.2 Repasse CDE

Saldo a ser repassado pela CDE referente aos descontos tarifários incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários definidos conforme art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 7.891/2013. O valor repassado à Copel DIS referente ao período de junho de 2017 a maio de 2018, conforme Resolução Homologatória nº 2.255/2017, foi de R\$ 49.304 mensais. A partir de junho de 2018 esse valor foi alterado para R\$ 62.699 mensais, pela Resolução Homologatória nº 2.402, de 19.06.2018, que homologou o resultado do último Reajuste Tarifário Anual.

13 Tributos

13.1 Imposto de renda e contribuição social

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

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

13.2 Imposto de renda e contribuição social diferidos

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

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

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

13.2.1 Mutação do imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em 1�.01.2017	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2017	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2018
Ativo não circulante							
Provisões para litígios	52.000	34.732	-	86.732	13.391	-	100.123
Amortização do direito de concessão	19.299	381	-	19.680	383	-	20.063
Provisão Finam	3.457	-	-	3.457	(2)	-	3.455
Benefícios pós-emprego	1.222	159	(7)	1.374	169	139	1.682
Outros	22.694	(7.475)	-	15.219	35.955	-	51.174
	98.672	27.797	(7)	126.462	49.896	139	176.497
(-) Passivo não circulante							
Atualização de depósitos judiciais	24.699	(6.350)	-	18.349	3.910	-	22.259
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	1.715	1.900	-	3.615	726	-	4.341
Instrumentos financeiros	7.079	(3.963)	(854)	2.262	267	-	2.529
Resultado da alteração de método de avaliação de investimento	17.717	(17.717)	-	-	-	-	-
	51.210	(26.130)	(854)	24.226	4.903	-	29.129
Líquido	47.462	53.927	847	102.236	44.993	139	147.368

Consolidado	Saldo em 1�.01.2017	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2017	Reconhecido no resultado	Efeito da aplicação dos novos CPCs	Efeitos de combinação de negócios	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2018
Ativo não circulante									
Provisões para litígios	438.538	75.820	-	514.358	55.123	-	3.696	-	573.177
Benefícios pós-emprego	260.068	16.716	16.827	293.611	15.080	-	-	19.994	328.685
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	289.617	20.944	-	310.561	17.450	-	-	-	328.011
Provisão para P&D e PEE	142.279	14.046	-	156.325	(1.834)	-	-	-	154.491
Provisão para compra de energia	115.257	14.620	-	129.877	25.693	-	-	-	155.570
Perdas de créditos esperadas	129.638	(16.258)	-	113.380	(6.838)	7.468	-	-	114.010
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	51.113	59.545	-	110.658	(39.518)	-	-	-	71.140
INSS - liminar sobre depósito judicial	54.750	6.106	-	60.856	6.154	-	-	-	67.010
Amortização do direito de concessão	44.131	4.591	-	48.722	4.617	-	-	-	53.339
Provisão para perdas tributárias	23.176	739	-	23.915	11.518	-	-	-	35.433
Provisão para participação nos lucros	21.331	939	-	22.270	8.278	-	-	-	30.548
Contratos de concessão	26.206	(1.300)	-	24.906	(1.300)	-	-	-	23.606
Instrumentos financeiros	12.923	2.795	-	15.718	(3.486)	-	-	-	12.232
Outros	91.337	(33.878)	-	57.459	41.641	1.006	-	-	100.106
	1.700.364	165.425	16.827	1.882.616	132.578	8.474	3.696	19.994	2.047.358
(-) Passivo não circulante									
Contratos de concessão	440.522	95.204	-	535.726	68.475	-	9.457	-	613.658
Custo atribuido ao imobilizado	486.795	(36.911)	-	449.884	(34.559)	-	-	-	415.325
Atualização de depósitos judiciais	62.538	(7.210)	-	55.328	8.839	-	-	-	64.167
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	9.642	11.896	-	21.538	9.589	-	-	-	31.127
Diferimento de ganho de capital	11.320	-	-	11.320	-	-	-	-	11.320
Capitalização de encargos financeiros	5.357	-	-	5.357	(3.459)	-	-	-	1.898
Outros	48.265	(2.811)	(853)	44.601	15.621	-	-	-	60.222
	1.064.439	60.168	(853)	1.123.754	64.506	-	9.457	-	1.197.717
Líquido	635.925	105.257	17.680	758.862	68.072	8.474	(5.761)	19.994	849.641
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	814.355			915.492					1.007.061
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(178.430)			(156.630)					(157.420)

13.2.2 Realização dos créditos fiscais diferidos

A projeção da realização dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo e passivo não circulantes, decorrentes de diferenças temporais, está baseada no período médio de realização de cada item constante do ativo e passivo diferido, prejuízo fiscal e base negativa, baseadas nas projeções de resultados futuros. Estas projeções foram apreciadas pelo Conselho Fiscal e aprovadas pelo Conselho de Administração em 28.03.2019. A composição dos principais créditos é como segue:

- Valores constituídos sobre as provisões dos benefícios pós-emprego serão realizados conforme os pagamentos sejam efetuados a Fundação Copel ou revertidos conforme novas estimativas atuariais;
- Valores constituídos sobre as provisões para litígios serão realizados conforme ocorram as decisões judiciais;
- Valores constituídos sobre a provisão para redução ao valor recuperável de ativos serão realizados pela amortização e/ou depreciação do ativo reduzido;

- Valores constituídos sobre as provisões de compra de energia serão realizados no período imediatamente posterior pelo registro do documento fiscal da compra;
- Valores constituídos sobre as provisões de P&D e PEE serão realizados pelos gastos incorridos nos projetos realizados;
- Valores constituídos sobre o custo atribuído serão realizados pela amortização e/ou depreciação do ativo valorado;
- Valores constituídos sobre contrato de concessão serão realizados no decorrer do prazo do contrato;
- Os demais valores constituídos serão realizados quando atenderem os critérios de dedutibilidade previsto na legislação fiscal, ou por eventual reversão dos valores registrados.

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

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2019	39.521	(1.446)	528.769	(82.554)
2020	168	(1.446)	263.907	(82.937)
2021	168	(1.446)	164.724	(83.423)
2022	168	-	131.876	(100.484)
2023	168	-	103.979	(68.853)
2024 a 2026	504	-	216.854	(188.881)
2027 a 2029	135.800	(24.791)	637.249	(590.585)
	176.497	(29.129)	2.047.358	(1.197.717)

13.2.3 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31.12.2018, a UEG Araucária não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 34.567 por não haver, naquele momento, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

13.3 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	-	7	96.072	68.773
PIS/Pasep e Cofins a compensar	321	269	64.200	128.888
Outros tributos a compensar	-	-	570	571
	321	276	160.842	198.232
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	50.306	36.740
PIS/Pasep e Cofins	86.097	-	147.380	46.858
Outros tributos a compensar	13	15	33.714	33.376
	86.110	15	231.400	116.974
Passivo circulante				
ICMS a recolher	-	3	185.634	151.928
PIS/Pasep e Cofins a recolher	-	-	115.345	17.632
IRRF sobre JSCP	-	-	23.687	54.047
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (13.3.1)	-	-	46.777	45.108
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	64.974	63.791
Outros tributos	152	473	15.016	12.981
	152	476	451.433	345.487
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	2.602	2.365	197.413	179.373
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (13.3.1)	-	-	471.665	488.563
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	21.658	85.054
TCFRH (a)	-	-	101.821	53.349
Outros tributos	-	-	4.175	3.237
	2.602	2.365	796.732	809.576

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

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

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

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

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

13.3.1 Programa Especial de Regularização Tributária - Pert

A Copel DIS aderiu ao Pert em 2017, considerando os benefícios oferecidos pelo programa face à mudança no regime de tributação da CVA, de regime de faturamento para regime de competência. O pagamento de 20% do débito ocorreu em 2017 e a partir de janeiro de 2018 iniciou-se o pagamento do saldo, em 145 parcelas mensais de R\$ 3.572, corrigido pela taxa Selic.

13.4 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Lucro antes do IRPJ e CSLL	1.364.153	1.016.502	1.955.997	1.392.941
IRPJ e CSLL (34%)	(463.812)	(345.611)	(665.039)	(473.600)
Efeitos fiscais sobre:				
Equivalência patrimonial	411.195	278.013	46.203	36.555
Juros sobre o capital próprio	95.200	90.440	98.917	90.440
Dividendos	280	497	280	497
Despesas indedutíveis	(30)	(5.533)	(9.322)	(26.292)
Incentivos fiscais	68	178	16.465	14.973
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(15.383)	(5.645)
Constituição e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores	-	-	5.037	90.804
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	11.076	(19.680)
Outros	9	(860)	(227)	17.262
IRPJ e CSLL correntes	(2.083)	(36.803)	(580.065)	(379.943)
IRPJ e CSLL diferidos	44.993	53.927	68.072	105.257
Alíquota efetiva - %	-3,1%	-1,7%	26,2%	19,7%

14 Despesas Antecipadas

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Prêmio de risco - Repactuação do Risco Hidrológico (GSF) (14.1)	12.574	28.033
Outros	31.535	24.518
	44.109	52.551
Circulante	40.819	39.867
Não circulante	3.290	12.684

14.1 Repactuação do Risco Hidrológico (GSF)

De acordo com o Termo de Repactuação do Risco Hidrológico e com a regulamentação que trata do assunto, as usinas da Companhia, abaixo citadas, adquiriram o direito de recuperar parcialmente o custo com o fator de ajuste do MRE (GSF) incorridos em 2015, no montante de R\$ 33,55 por MW médio de energia elétrica para a classe do produto SP100, correspondente ao prêmio de risco por elas contratado (NE nº 4.9.2).

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

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

A composição dos registros em 31.12.2018 é apresentada a seguir:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017	Amor- tização	Transfe- rências	Saldo em 31.12.2017	Amor- tização	Transfe- rências	Saldo em 31.12.2018
Prêmio de risco - ativo circulante	15.459	(12.876)	12.876	15.459	(15.459)	9.394	9.394
Prêmio de risco - ativo não circulante	25.450	-	(12.876)	12.574	-	(9.394)	3.180
Intangível	53.186	(7.441)	-	45.745	(7.038)	-	38.707
	94.095	(20.317)	-	73.778	(22.497)	-	51.281
Prêmio de risco a amortizar - despesa antecipada	40.909			28.033			12.574
Extensão de prazo da outorga - intangível	53.186			45.745			38.707

15 Partes Relacionadas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Controlador				
Estado do Paraná (15.1)	-	130.156	-	130.417
Controladas				
Copel DIS (15.2)	104.751	89.270	-	-
Eólicas (15.3)	-	221.327	-	-
Compartilhamento de estrutura	8.134	27.273	-	-
Reembolso de gastos	-	5.215	-	-
Empreendimento controlado em conjunto				
Voltaia São Miguel do Gostoso (15.4)	-	38.169	-	38.169
Compartilhamento de estrutura	-	67	-	405
	112.885	511.477	-	168.991
Circulante	8.134	292.051	-	38.835
Não circulante	104.751	219.426	-	130.156

15.1 Estado do Paraná

15.1.1 Programa Luz Fraterna

O crédito de R\$ 115.890 referente ao Programa Luz Fraterna, pendente em 31.12.2017, foi integralmente quitado em março de 2018. Quanto aos juros, multa e atualização monetária incidentes sobre as faturas de consumo de energia elétrica do período de setembro de 2010 a junho de 2015, em 05.11.2018, a Copel ajuizou Ação Monitória em face do Estado do Paraná, tendo por objetivo o recebimento desses valores (NE nº 36.a).

15.1.2 Obras da Copa do Mundo de 2014

Com relação ao crédito relativo às obras da Copa do Mundo de 2014, de R\$ 14.266 (R\$ 14.266, em 31.12.2017), através da 2.119ª Reunião de Diretoria ocorrida em 28.07.2014, foi aprovada a transferência dos direitos creditórios dos custos relativos aos projetos de mobilidade para a Copa do Mundo de Futebol da Federação Internacional de Futebol - FIFA 2014 realizados pela Copel DIS e de responsabilidade do Estado do Paraná. A Aneel, por meio do Despacho nº 3.483/2015, anuiu a transação, e foi celebrado, portanto, Instrumento de Cessão de Crédito transferindo os direitos da Copel DIS para a Copel.

A Lei nº 18.875 de 27.09.2016 autorizou o Estado do Paraná a parcelar os débitos vencidos e não pagos junto à Copel, relativos a serviços prestados até a data da publicação da referida lei.

Após a emissão da referida lei, foram diversas as tratativas administrativas buscando equacionar esse débito junto aos órgãos competentes. Porém, face aos ritos administrativos adotados à época das referidas obras e outros entraves documentais, a Administração reavaliou o tema e decidiu por constituir provisão para eventual não recebimento deste ativo. A Administração reforça que continuará envidando todos os esforços necessários e tomando todas as medidas cabíveis para preservação dos interesses da Companhia.

15.2 Copel DIS - Financiamento repassado - STN

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

O saldo com a Copel DIS refere-se ao financiamento da Secretaria do Tesouro Nacional - STN, repassado com a mesma incidência de encargos assumidos pela Companhia (NE nº 22) e apresentado como obrigações por empréstimos e financiamentos na Copel DIS.

15.3 Eólicas - Contratos de mútuo

Em 21.08.2017, foram assinados contratos de mútuo entre a Copel (mutuante) e as usinas eólicas (mutuárias), com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de 117% do CDI, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios. Do valor limite aprovado, de R\$ 408.800, foram utilizados R\$ 406.051. Os contratos foram liquidados em 30.11.2018 e 04.12.2018.

Mutuárias	Limite aprovado	Receita financeira		Saldo a receber	
		31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A.	49.300	3.059	817	-	31.584
Usina de Energia Eólica Jangada S.A.	88.800	5.666	517	-	31.078
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A.	91.400	5.894	1.626	-	73.702
Usina de Energia Eólica Cutia S.A.	40.100	2.409	518	-	20.181
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A.	102.800	6.619	1.345	-	61.963
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.	16.500	762	8	-	490
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	19.900	812	56	-	2.329
	408.800	25.221	4.887	-	221.327

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

Em 14.05.2015, foi assinado contrato de mútuo entre Copel (mutuante) e a Voltalia São Miguel do Gostoso Participações S.A. (mutuária), com o objetivo de proporcionar capital de giro para o financiamento das atividades e negócios. Foi estabelecido o limite de R\$ 29.400, acrescido de IOF e juros remuneratórios de 111,5% do CDI. Do valor limite aprovado, a mutuária utilizou R\$ 27.950. A vigência inicial de dois anos foi alterada para até 06.02.2018, data que ocorreu a liquidação do contrato, com receita financeira registrada em 2018 no valor de R\$ 294 (R\$ 3.513 em 2017).

16 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Fiscais	131.791	119.156	369.423	337.909
Trabalhistas	49	11	84.908	120.463
Cíveis				
Cíveis	-	-	63.484	110.495
Servidões de passagem	-	-	3.280	6.114
Consumidores	-	-	1.861	2.522
	-	-	68.625	119.131
Outros	-	-	5.334	5.026
	131.840	119.167	528.290	582.529

17 Investimentos

17.1 Mutações dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2018	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Efeito novos CPCs (NE nº 4.18.3)	Outros	Saldo em 31.12.2018
Controladas										
Copel GeT	8.409.370	884.568	(17.608)	237.000	-	-	(466.950)	(148.215)	13.799	8.911.964
Copel DIS	5.452.703	376.783	(21.897)	221.390	-	-	(104.381)	(15.843)	-	5.908.755
Copel TEL	483.195	24.449	1.270	147.125	-	-	(16.300)	(866)	-	638.873
Copel REN	28.579	33	137	-	-	-	-	-	-	28.749
Copel Energia	133.511	(4.838)	(305)	100	(45.000)	-	-	-	-	83.468
UEG Araucária (17.2)	89.240	(15.171)	63	-	-	-	-	-	-	74.132
Compagás (17.2)	202.857	30.405	95	-	-	-	(11.703)	-	-	221.654
Elejor (17.2)	43.208	53.432	-	-	-	-	(58.855)	-	-	37.785
Elejor - direito de concessão	13.762	-	-	-	-	(754)	-	-	-	13.008
	14.856.425	1.349.661	(38.245)	605.615	(45.000)	(754)	(658.189)	(164.924)	13.799	15.918.388
Empreendimentos controlados em conjunto										
Voltalia São Miguel do Gostoso I (17.3)	74.998	(3.964)	-	39.534	-	-	-	-	-	110.568
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.773	-	-	-	-	(368)	-	-	-	10.405
Paraná Gás	3	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-
	85.774	(3.967)	-	39.534	-	(368)	-	-	-	120.973
Coligadas										
Dona Francisca Energética (17.4)	29.821	9.989	-	-	-	-	(10.666)	-	-	29.144
Foz do Chopim Energética (17.4)	13.084	715	-	-	-	-	-	-	(13.799)	-
Outras (a)	2.503	(23)	-	9	-	-	-	-	(427)	2.062
	45.408	10.681	-	9	-	-	(10.666)	-	(14.226)	31.206
	14.987.607	1.356.375	(38.245)	645.158	(45.000)	(1.122)	(668.855)	(164.924)	(427)	16.070.567

(a) R\$ 427 decorrente da alienação da coligada Dois Saltos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica Ltda. em dezembro de 2018.

Controladora	Saldo em 1º.01.2017	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Redução de Capital	Saldo em 31.12.2017
Controladas								
Copel GeT	7.966.750	739.023	(1.932)	105.029	-	(399.500)	-	8.409.370
Copel DIS	4.805.981	347.255	(29.761)	445.212	-	(115.984)	-	5.452.703
Copel TEL	446.155	54.052	(60)	-	-	(16.952)	-	483.195
Copel REN	28.778	(2.268)	2.069	-	-	-	-	28.579
Copel Energia	269.870	13.041	247	24.070	-	(3.717)	(170.000)	133.511
UEG Araucária (17.2)	89.314	(74)	-	-	-	-	-	89.240
Compagás (17.2)	152.811	58.116	(128)	-	-	(7.942)	-	202.857
Elejor (17.2)	55.790	67.354	-	-	-	(79.936)	-	43.208
Elejor - direito de concessão	14.516	-	-	-	(754)	-	-	13.762
	13.829.965	1.276.499	(29.565)	574.311	(754)	(624.031)	(170.000)	14.856.425
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltalia São Miguel do Gostoso I (17.3)	75.563	(565)	-	-	-	-	-	74.998
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	11.140	-	-	-	(367)	-	-	10.773
Paraná Gás	37	(34)	-	-	-	-	-	3
	86.740	(599)	-	-	(367)	-	-	85.774
Coligadas								
Dona Francisca Energética (17.4)	32.766	8.876	-	-	-	(11.821)	-	29.821
Foz do Chopim Energética (17.4)	13.967	6.645	-	-	-	(7.528)	-	13.084
Outras	2.454	13	-	36	-	-	-	2.503
	49.187	15.534	-	36	-	(19.349)	-	45.408
	13.965.892	1.291.434	(29.565)	574.347	(1.121)	(643.380)	(170.000)	14.987.607

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Efeito novos CPCs (NE nº 4.18.3)	Outros (a)	Saldo em 31.12.2018
Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)									
Voltalia São Miguel do Gostoso I	74.998	(3.964)	39.534	-	-	-	-	-	110.568
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.773	-	-	-	(368)	-	-	-	10.405
Paraná Gás	3	(3)	-	-	-	-	-	-	-
Costa Oeste (NE nº 1.2)	33.646	3.041	-	-	-	-	-	(36.687)	-
Marumbi (NE nº 1.2)	85.341	6.971	-	-	-	-	-	(92.312)	-
Transmissora Sul Brasileira (NE nº 1.2)	64.360	1.161	-	-	-	-	-	(65.521)	-
Caiuá	56.037	5.034	-	-	-	(1.324)	14.892	-	74.639
Integração Maranhense	113.401	9.238	-	-	-	(2.022)	9.067	-	129.684
Matrinchã	835.819	50.411	-	-	-	(9.131)	(203.883)	-	673.216
Guaraciaba	418.320	35.321	-	-	-	(4.328)	(92.372)	-	356.941
Paranaíba	162.273	(16.510)	-	-	-	(2.976)	17.797	-	160.584
Mata de Santa Genebra	459.374	(2.541)	48.096	-	-	3.264	(23.931)	-	484.262
Cantareira	200.018	24.564	-	(35.280)	-	(1.461)	129.682	-	317.523
	2.514.363	112.723	87.630	(35.280)	(368)	(17.978)	(148.748)	(194.520)	2.317.822
Coligadas									
Dona Francisca Energética (17.4)	29.821	9.989	-	-	-	(10.666)	-	-	29.144
Foz do Chopim Energética (17.4)	13.084	13.214	-	-	-	(18.071)	-	-	8.227
Dominó Holdings	2.457	(15)	-	-	-	-	-	-	2.442
Outras	9.556	(23)	9	-	-	-	-	(427)	9.115
	54.918	23.165	9	-	-	(28.737)	-	(427)	48.928
Propriedades para investimento	1.362	-	-	-	(5)	-	-	(15)	1.342
Outros investimentos	-	-	142	-	-	-	-	-	142
	2.570.643	135.888	87.781	(35.280)	(373)	(46.715)	(148.748)	(194.962)	2.368.234

(a) Do total, R\$ 36.687 e R\$ 92.312 referem-se a investimentos que passaram a ser Controladas; R\$ 65.521 referem-se a alienação do investimento; R\$ 427 decorrem da alienação da coligada Dois Saltos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica Ltda.; e R\$ 15 refere-se a transferência para Outros créditos.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Outros (a)	Saldo em 31.12.2017
Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)							
Dominó Holdings (a)	81.526	(568)	-	-	(5.144)	(75.814)	-
Voltaia São Miguel do Gostoso I	75.563	(565)	-	-	-	-	74.998
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	11.140	-	-	(367)	-	-	10.773
Paraná Gás	37	(34)	-	-	-	-	3
Costa Oeste	37.232	(2.566)	-	-	(1.020)	-	33.646
Marumbi	94.878	(9.537)	-	-	-	-	85.341
Transmissora Sul Brasileira	69.369	(5.009)	-	-	-	-	64.360
Caiuá	60.057	(4.020)	-	-	-	-	56.037
Integração Maranhense	122.253	(8.852)	-	-	-	-	113.401
Matrinchã	792.069	57.376	-	-	(13.626)	-	835.819
Guaraciaba	398.969	25.377	-	-	(6.026)	-	418.320
Paranaíba	147.213	17.020	2.082	-	(4.042)	-	162.273
Mata de Santa Genebra	232.240	19.477	210.920	-	(3.263)	-	459.374
Cantareira	161.855	3.879	35.205	-	(921)	-	200.018
	2.284.401	91.978	248.207	(367)	(34.042)	(75.814)	2.514.363
Coligadas							
Foz do Chopim Energética (17.4)	32.766	8.876	-	-	(11.821)	-	29.821
Outras (a)	13.967	6.645	-	-	(7.528)	-	13.084
Dominó Holdings	-	4	-	-	-	2.453	2.457
Outras	12.016	(5.764)	36	2.872	-	396	9.556
	58.749	9.761	36	2.872	(19.349)	2.849	54.918
Outros investimentos	1.362	-	-	-	-	-	1.362
	2.344.512	101.739	248.243	2.505	(53.391)	(72.965)	2.570.643

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

17.2 Controladas com participação de não controladores

17.2.1 Informações financeiras resumidas

	Compagás		Elejor		UEG Araucária	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
ATIVO	675.286	632.910	652.175	675.450	436.137	507.060
Ativo circulante	204.725	151.966	80.990	77.216	33.573	99.101
Ativo não circulante	470.561	480.944	571.185	598.234	402.564	407.959
PASSIVO	675.286	632.910	652.175	675.450	436.137	507.060
Passivo circulante	133.769	147.743	124.880	164.574	42.185	38.386
Passivo não circulante	106.900	87.409	473.318	449.149	23.290	22.470
Patrimônio líquido	434.617	397.758	53.977	61.727	370.662	446.204
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Receita operacional líquida	588.532	515.563	293.942	291.597	524	129.084
Custos e despesas operacionais	(515.594)	(309.213)	(89.931)	(93.230)	(94.970)	(121.883)
Resultado financeiro	(2.411)	(25.612)	(89.301)	(54.254)	2.275	5.302
Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(5.777)
Tributos	(10.909)	(66.785)	(38.379)	(47.893)	16.316	(7.098)
Lucro (prejuízo) do exercício	59.618	113.953	76.331	96.220	(75.855)	(372)
Outros resultados abrangentes	187	(251)	-	-	-	-
Resultado abrangente total	59.805	113.702	76.331	96.220	(75.855)	(372)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA						
Fluxo de caixa das atividades operacionais	66.017	83.661	127.108	143.911	(26.980)	(86.840)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(15.961)	(14.268)	(2.659)	(1.461)	(2.768)	118.460
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(43.980)	(20.623)	(119.468)	(143.028)	-	-
TOTAL DOS EFETOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	6.076	48.770	4.981	(578)	(29.748)	31.620
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	84.079	35.309	37.905	38.483	51.264	19.644
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	90.155	84.079	42.886	37.905	21.516	51.264
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	6.076	48.770	4.981	(578)	(29.748)	31.620

17.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participação no capital social	Compagás: 49%	Elejor: 30%	UEG Araucária: 20%	Consolidado
Em 1�.01.2017	146.818	23.910	89.316	260.044
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	55.837	28.866	(74)	84.629
Outros resultados abrangentes	(123)	-	-	(123)
Deliberação do dividendo adicional proposto	-	(11.053)	-	(11.053)
Dividendos propostos	(7.631)	(23.205)	-	(30.836)
Em 31.12.2017	194.901	18.518	89.242	302.661
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	29.213	22.899	(15.171)	36.941
Outros resultados abrangentes	91	-	63	154
Dividendos	(11.243)	(25.224)	-	(36.467)
Em 31.12.2018	212.962	16.193	74.134	303.289

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

	Voltalia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
Saldos em 31.12.2018								
ATIVO	227.867	261.951	465.801	2.199.434	1.295.670	1.574.846	2.365.160	1.443.693
Ativo circulante	2.344	26.471	47.347	326.557	229.693	165.072	202.253	161.328
Caixa e equivalentes de caixa	205	1.128	1	116.634	136.191	13.931	19.568	301
Outros ativos circulantes	2.139	25.343	47.346	209.923	93.502	151.141	182.685	161.027
Ativo não circulante	225.523	235.480	418.454	1.872.877	1.065.977	1.409.774	2.162.907	1.282.365
PASSIVO	227.867	261.951	465.801	2.199.434	1.295.670	1.574.846	2.365.160	1.443.693
Passivo circulante	2.216	24.955	73.856	137.627	79.701	104.599	124.606	60.964
Passivos financeiros	-	7.615	13.228	70.192	27.950	55.968	33.964	46.329
Outros passivos circulantes	2.216	17.340	60.628	67.435	51.751	48.631	90.642	14.635
Passivo não circulante	-	84.672	127.284	687.897	487.520	814.798	1.273.962	734.724
Passivos financeiros	-	57.028	91.342	683.316	482.125	612.854	934.650	532.179
Outros passivos não circulantes	-	27.644	35.942	4.581	5.395	201.944	339.312	202.545
Patrimônio líquido	225.651	152.324	264.661	1.373.910	728.449	655.449	966.592	648.005
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	-	25.129	42.379	272.103	181.665	(14.331)	514.591	195.441
Custos e despesas operacionais	(103)	(4.785)	(7.732)	(47.771)	(27.273)	(23.244)	(462.839)	(60.529)
Resultado financeiro	(170)	(5.017)	(7.817)	(61.910)	(35.036)	(57.977)	(59.507)	(58.402)
Equivalência patrimonial	(7.815)	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	-	(5.053)	(7.974)	(59.544)	(47.273)	28.163	2.685	(26.379)
Lucro (prejuízo) do exercício	(8.088)	10.274	18.856	102.878	72.083	(67.389)	(5.070)	50.131
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente total	(8.088)	10.274	18.856	102.878	72.083	(67.389)	(5.070)	50.131
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	110.568	74.639	129.684	673.216	356.941	160.584	484.262	317.523

	Voltalia	Transmis- sora Sul Brasileira	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
31.12.2017									
ATIVO	155.272	659.464	230.743	466.783	2.774.973	1.428.247	1.698.213	1.722.063	952.670
Ativo circulante	2.141	56.604	22.895	44.594	297.331	139.920	233.065	107.568	6.046
Caixa e equivalentes de caixa	3	25.547	1.626	2.224	116.256	34.364	29.066	96.244	5.169
Outros ativos circulantes	2.138	31.057	21.269	42.370	181.075	105.556	203.999	11.324	877
Ativo não circulante	153.131	602.860	207.848	422.189	2.477.642	1.288.327	1.465.148	1.614.495	946.624
PASSIVO	155.272	659.464	230.743	466.783	2.774.973	1.428.247	1.698.213	1.722.063	952.670
Passivo circulante	2.214	220.845	23.608	71.563	140.515	71.818	124.764	12.630	9.706
Passivos financeiros	-	212.618	7.427	13.240	48.686	32.627	53.317	-	-
Outros passivos circulantes	2.214	8.227	16.181	58.323	91.829	39.191	71.447	12.630	9.706
Passivo não circulante	-	116.818	92.774	163.790	928.706	502.713	911.107	792.519	534.764
Passivos financeiros	-	106.174	64.081	103.755	712.198	388.806	638.779	703.897	439.192
Outros passivos não circulantes	-	10.644	28.693	60.035	216.508	113.907	272.328	88.622	95.572
Patrimônio líquido	153.058	321.801	114.361	231.430	1.705.752	853.716	662.342	916.914	408.200
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO									
Receita operacional líquida	-	53.374	(2.904)	(14.460)	403.891	208.444	320.302	588.123	392.766
Custos e despesas operacionais	(113)	(63.752)	(5.194)	(4.245)	(183.660)	(93.369)	(150.984)	(434.779)	(347.771)
Resultado financeiro	9	(26.994)	(6.017)	(9.070)	(47.331)	(36.981)	(59.132)	(94.512)	(35.207)
Equivalência patrimonial	(1.048)	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	-	12.330	5.908	9.709	(55.808)	(26.303)	(40.717)	(19.955)	(1.871)
Lucro (prejuízo) do exercício	(1.152)	(25.042)	(8.207)	(18.066)	117.092	51.791	69.469	38.877	7.917
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente total	(1.152)	(25.042)	(8.207)	(18.066)	117.092	51.791	69.469	38.877	7.917
Participação no empreendimento - %	49,0	20,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	74.998	64.360	56.037	113.401	835.819	418.320	162.273	459.374	200.018

Em 31.12.2018, a participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 81.263 (R\$ 141.744 em 31.12.2017) e nos passivos contingentes equivale a R\$ 40.324 (R\$ 38.218 em 31.12.2017).

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

	Dona Francisca		Foz do Chopim	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
ATIVO	134.141	138.079	106.736	61.163
Ativo circulante	12.493	10.304	73.786	21.553
Ativo não circulante	121.648	127.775	32.950	39.610
PASSIVO	134.141	138.079	106.736	61.163
Passivo circulante	4.231	4.144	57.603	1.808
Passivo não circulante	3.361	4.443	26.133	22.776
Patrimônio líquido	126.549	129.492	23.000	36.579
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO				
Receita operacional líquida	70.716	70.716	46.479	40.441
Custos e despesas operacionais	(25.268)	(30.379)	(2.020)	(21.124)
Resultado financeiro	366	835	(638)	809
Provisão para IR e CSLL	(2.446)	(2.632)	(6.880)	(1.547)
Lucro líquido do exercício	43.368	38.540	36.941	18.579
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-
Resultado abrangente total	43.368	38.540	36.941	18.579
Participação na coligada - %	23,0303	23,0303	35,77	35,77
Valor contábil do investimento	29.144	29.821	8.227	13.084

Em 31.12.2018, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 61.341 (R\$ 58.194 em 31.12.2017).

18 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 como ativos de contrato, ativo financeiro e/ou ativo intangível conforme o CPC 04/IAS 38, CPC 47/IFRS 15, e ICPC 01/IFRIC 12 (NE nº 4.4, 4.5 e 4.9).

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

De acordo com a regulamentação referente às concessões de serviços públicos de energia elétrica e das autorizações dos produtores independentes, 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.

18.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2018	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2017
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	6.643.087	(4.216.613)	2.426.474	6.638.348	(4.071.621)	2.566.727
Máquinas e equipamentos	5.648.292	(2.674.150)	2.974.142	5.320.736	(2.654.801)	2.665.935
Edificações	1.500.990	(1.021.783)	479.207	1.500.144	(989.221)	510.923
Terrenos	375.286	(18.184)	357.102	277.665	(15.287)	262.378
Veículos e aeronaves	47.744	(41.978)	5.766	59.101	(48.759)	10.342
Móveis e utensílios	22.057	(12.642)	9.415	16.990	(11.476)	5.514
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7)	(3.489)	-	(3.489)	(4.986)	-	(4.986)
(-) Obrigações especiais	(68)	27	(41)	(56)	18	(38)
	14.233.899	(7.985.323)	6.248.576	13.807.942	(7.791.147)	6.016.795
Em curso						
Custo	5.789.780	-	5.789.780	5.023.013	-	5.023.013
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7)	(1.197.693)	-	(1.197.693)	(1.210.358)	-	(1.210.358)
	4.592.087	-	4.592.087	3.812.655	-	3.812.655
	18.825.986	(7.985.323)	10.840.663	17.620.597	(7.791.147)	9.829.450

18.2 Mutação do imobilizado

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Capita- lizações	Transfe- rências	Saldo em 31.12.2018
Em serviço							
Reservatórios, barragens, adutoras	2.566.727	-	(144.991)	(1)	4.739	-	2.426.474
Máquinas e equipamentos	2.665.935	-	(199.846)	(61.959)	760.887	(190.875)	2.974.142
Edificações	510.923	-	(35.932)	(500)	4.716	-	479.207
Terrenos	262.378	-	(2.897)	(83)	97.704	-	357.102
Veículos e aeronaves	10.342	-	(4.484)	(392)	300	-	5.766
Móveis e utensílios	5.514	-	(1.171)	(24)	5.047	49	9.415
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7)	(4.986)	1.497	-	-	-	-	(3.489)
(-) Obrigações especiais	(38)	-	9	-	(12)	-	(41)
	6.016.795	1.497	(389.312)	(62.959)	873.381	(190.826)	6.248.576
Em curso							
Custo	5.023.013	1.455.318	-	(5.491)	(873.381)	190.321	5.789.780
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7)	(1.210.358)	12.665	-	-	-	-	(1.197.693)
	3.812.655	1.467.983	-	(5.491)	(873.381)	190.321	4.592.087
	9.829.450	1.469.480	(389.312)	(68.450)	-	(505)	10.840.663

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Capitalizações/ Transferências	Saldo em 31.12.2017
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	2.683.512	-	(144.484)	(2.160)	29.859	2.566.727
Máquinas e equipamentos	2.663.971	-	(188.988)	(37.685)	228.637	2.665.935
Edificações	544.372	-	(36.347)	(773)	3.671	510.923
Terrenos	264.761	-	(2.935)	(3)	555	262.378
Veículos e aeronaves	15.671	-	(5.492)	(6)	169	10.342
Móveis e utensílios	5.782	-	(803)	(12)	547	5.514
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7)	(77.318)	72.332	-	-	-	(4.986)
(-) Obrigações especiais	(46)	-	8	-	-	(38)
	6.100.705	72.332	(379.041)	(40.639)	263.438	6.016.795
Em curso						
Custo	3.969.703	1.318.336	-	(23.869)	(241.157)	5.023.013
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7)	(1.136.105)	(74.253)	-	-	-	(1.210.358)
	2.833.598	1.244.083	-	(23.869)	(241.157)	3.812.655
	8.934.303	1.316.415	(379.041)	(64.508)	22.281	9.829.450

18.3 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no imobilizado durante o exercício de 2018 totalizaram R\$ 4.229, à taxa média de 0,11% a.a. (R\$ 2.297, à taxa média de 0,09% a.a., durante 2017).

18.4 UHE Colíder

Em 30.07.2010, por meio do Leilão de Energia Nova nº 003/2010 Aneel, a Copel GeT conquistou a concessão para exploração da UHE Colíder, com prazo de 35 anos, a partir de 17.01.2011, data da assinatura do Contrato de Concessão nº 001/11-MME-UHE Colíder.

O empreendimento será constituído por casa de força principal de 300 MW de potência instalada, suficientes para atender cerca de 1 milhão de habitantes, a partir do aproveitamento energético inventariado no rio Teles Pires, na divisa dos municípios de Nova Canaã do Norte e Itaúba, na região norte do Estado de Mato Grosso.

O BNDES aprovou o enquadramento do projeto da UHE Colíder para apoio financeiro no montante total de R\$ 1.041.155 (NE nº 22). Os montantes liberados até 31.12.2018 totalizam R\$ 1.005.108.

Devido a questões de caso fortuito ou de força maior, tais como incêndio no canteiro de obras, atos do poder público, atrasos relacionados ao licenciamento ambiental, entre outros contratemplos, como atrasos na entrega de equipamentos, nos serviços de montagem eletromecânica e na construção da linha de transmissão associada à usina, o empreendimento sofreu impactos no seu cronograma, de modo que a geração comercial da usina foi postergada, sendo que a primeira unidade geradora iniciou a operação comercial em março de 2019, e as demais estão previstas para iniciarem até maio de 2019. Em decorrência desses eventos, consta registrado para este empreendimento saldo de perdas estimadas por redução ao valor recuperável do ativo, conforme demonstrado na NE nº 18.7.

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\$ 169,52 em 31.12.2018. Foram negociados 125 MW médios, com fornecimento a partir de janeiro de 2015, por 30 anos. A Copel GeT protocolou na Aneel pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia vendida seja postergado. Em primeiro julgamento, o pedido não foi aceito, no entanto, exercendo seu direito ao contraditório, a Copel GeT solicitou tempestivamente reconsideração da decisão, a qual também foi negada em 14.03.2017. Não concordando com a decisão, a Copel GeT tornou a solicitar a reconsideração, que foi definitivamente negada em 04.07.2017. A Copel GeT protocolou, em 18.12.2017, ação ordinária com pedido de tutela antecipada junto ao Poder Judiciário, solicitando a reversão da decisão da Agência e, em 06.04.2018, o Tribunal Federal da 1ª Região deferiu integralmente a antecipação de tutela recursal requerida pela Copel GeT no Agravo de Instrumento para isentá-la de quaisquer ônus, encargos ou restrições a direito decorrentes do deslocamento do cronograma de implantação da UHE Colíder.

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

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

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

18.5 Operações em conjunto - consórcios

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

Empreendimento	Participação (%) Copel GeT	Taxa média anual de depreciação (%)	31.12.2018	31.12.2017
Em serviço				
UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá) - Consórcio Energético Cruzeiro do Sul	51,0		859.917	859.917
(-) Depreciação Acumulada		3,43	(176.546)	(147.086)
			683.371	712.831
Em curso				
UHE Baixo Iguaçu (18.5.1)	30,0		717.599	640.178
			717.599	640.178
			1.400.970	1.353.009

18.5.1 Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - Cebi

A Copel detém 30% de participação no Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - Cebi. O consórcio tem o objetivo de construir e explorar o empreendimento denominado Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, com potência instalada de 350,2 MW e garantia física de 171,3 MW médios 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. Com investimento total estimado de R\$ 2.477.000, o início da geração comercial das unidades 1 e 2 aconteceu em fevereiro de 2019 e da unidade 3 está previsto para março de 2019.

Os trabalhos no canteiro de obras foram iniciados em julho de 2013 sendo que 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, que paralisou as obras a partir de julho daquele ano. Após as providências tomadas a obra teve sua plena retomada em 1º.02.2016.

Em agosto de 2016, a Aneel publicou o 2º Termo Aditivo do Contrato de Concessão que teve por objetivo formalizar a redefinição do cronograma da UHE Baixo Iguaçu bem como de sua data final de encerramento, reconhecendo a favor do Cebi excludente de responsabilidade pelo atraso na implantação do empreendimento de um período correspondente a 756 dias, recomendando ao MME a prorrogação do prazo da outorga e determinando à CCEE que promova a postergação do início do período de suprimento dos CCEARs pelo período do excludente de responsabilidade reconhecido.

Em 07.11.2017, a Aneel reconheceu um adicional de 46 dias de excludente de responsabilidade pelo atraso na implantação da UHE Baixo Iguaçu, afastando a aplicação de quaisquer penalidades e obrigações contratuais, comerciais ou regulatórias advindas do atraso. Com isso, o empreendimento, que já contava com um excludente de responsabilidade de 756 dias, passou a ter o vencimento da sua concessão em 30.10.2049 e o início de suprimento dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em 12.11.2018.

Em 18.12.2018 finalizou o enchimento do reservatório, o que possibilitou o início da operação comercial das duas primeiras unidades geradoras em fevereiro de 2019.

18.6 Construção do empreendimento eólico Cutia

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

- Complexo Cutia, composto por sete parques eólicos (Guajiru, Jangada, Potiguar, Cutia, Maria Helena, Esperança do Nordeste e Paraíso dos Ventos do Nordeste), com 180,6 MW de capacidade total instalada, 71,4 MW médios de garantia física, todos localizados no Estado do Rio Grande do Norte. A energia que será gerada pelos parques foi comercializada no 6º Leilão de Reserva que ocorreu em 31.10.2014, ao preço médio histórico de R\$ 144,00/MWh, atualizado pela variação do IPCA para R\$ 183,26 em 31.12.2018. A partir da última quinzena de dezembro de 2018 os parques eólicos iniciaram a entrada em operação comercial de forma escalonada por aerogerador; e
- Complexo Bento Miguel: composto por seis parques eólicos (São Bento do Norte I, São Bento do Norte II, São Bento do Norte III, São Miguel I, São Miguel II e São Miguel III) com 132,3 MW de capacidade total instalada, 58,7 MW médios de garantia física, todos localizados no Estado do Rio Grande do Norte. A energia que será gerada pelos parques eólicos foi comercializada no 20º Leilão de Energia Nova que ocorreu em 28.11.2014, ao preço médio histórico de R\$ 142,03 /MWh, atualizado pela variação do IPCA para R\$ 179,84 em 31.12.2018. A partir de 29.01.2019 os parques eólicos iniciaram a entrada em operação comercial de forma escalonada por aerogerador.

Para esses empreendimentos consta registrado um saldo de perdas estimadas por redução ao valor recuperável do ativo demonstrado na NE nº 18.7.

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

Durante o exercício, a Companhia revisou o valor recuperável dos ativos de geração em decorrência das mudanças dos cronogramas de implementação dos empreendimentos, dos orçamentos, das estimativas de preços de venda de energia futura e taxa de desconto. A partir destes indicativos prévios foram testadas diversas usinas ou unidades geradoras de caixa do segmento geração.

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

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

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

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

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

A Companhia tratou como unidades geradoras de caixa independentes todos os seus empreendimentos de geração.

Em 31.12.2018, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	Impairment	
UHE Colíder	2.334.223	(2.497)	(731.265)	1.600.461
Complexo Eólico Cutia	1.217.079	-	(167.875)	1.049.204
Complexo Eólico Bento Miguel	823.045	-	(84.621)	738.424
Consórcio Tapajós (a)	14.464	-	(14.464)	-
Usinas no Paraná	961.887	(46.607)	(202.957)	712.323
	5.350.698	(49.104)	(1.201.182)	4.100.412

(a) Projeto em desenvolvimento

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

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017	Impairment no ano	Saldo em 31.12.2017	Impairment no ano	Saldo em 31.12.2018
Em serviço					
UEG Araucária	(69.073)	69.073	-	-	-
Usinas no Paraná	(8.245)	3.259	(4.986)	1.497	(3.489)
	(77.318)	72.332	(4.986)	1.497	(3.489)
Em curso					
UHE Colíder (18.7.1)	(595.489)	(87.532)	(683.021)	(48.244)	(731.265)
Complexo Eólico Cutia (18.7.2)	(232.827)	8.317	(224.510)	56.635	(167.875)
Complexo Eólico Bento Miguel (18.7.2)	(81.637)	(16.594)	(98.231)	13.610	(84.621)
Consórcio Tapajós	(14.464)	-	(14.464)	-	(14.464)
Usinas no Paraná (18.7.3)	(211.688)	21.556	(190.132)	(9.336)	(199.468)
	(1.136.105)	(74.253)	(1.210.358)	12.665	(1.197.693)
	(1.213.423)	(1.921)	(1.215.344)	14.162	(1.201.182)

18.7.1 UHE Colíder

Em dezembro de 2018, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia e taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante de 5,36% a.a. (em 2017, 5,35% a.a.), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica. Em função da postergação da entrada em operação da primeira turbina para março de 2019 (em 31.12.2017 considerava maio de 2018), e de alterações no orçamento da obra, foi reconhecida provisão adicional.

18.7.2 Complexos Eólico Cutia e Bento Miguel

Em dezembro de 2018, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia e taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante de 7,13% que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica, ajustada para a condição específica de tributação daqueles empreendimentos.

A reversão observada em ambos os complexos se justifica pelo aumento na expectativa de geração alterada para 100% da garantia física do P-50 (em 2017, 95% do P-50) e pelas variações da projeção de longo prazo do PLD e do preço de venda no ACL.

18.7.3 Usinas no Paraná

Em dezembro de 2018, para as usinas do Paraná com indicativo de *impairment*, o cálculo do valor em uso dos ativos de geração no Estado do Paraná considerou: (i) premissas e orçamentos da Companhia; e (ii) taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante de 5,36% a.a. (em 2017, 5,35% a.a.), que derivam da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica. Foi registrado *impairment* adicional em função da: (i) postergação da entrada em operação de usina hidrelétrica para fevereiro de 2019 e de usina térmica para março de 2019 (em 2017, ambas eram para outubro de 2018); e (ii) alterações no orçamento da obra.

18.7.4 Unidades geradoras de caixa que não apresentam *impairment*

A tabela abaixo apresenta as unidades geradoras de caixa que não apresentaram *impairment* em 31.12.2018. A Companhia realizou análise de sensibilidade, aumentando em 5% e 10% a taxa de desconto demonstrada abaixo para avaliação do risco de cada usina, e verificou-se que nenhum dos empreendimentos apresentou risco de *impairment*, tendo em vista que o valor recuperável (VR) excedeu o valor contábil (VC) dos ativos fixos, conforme demonstrado a seguir:

Unidade geradora de caixa	Taxa de desconto	VR/VC-1	VR/VC-1 (5% Variação)	VR/VC-1 (10% Variação)	Risco de <i>Impairment</i>
Ativos Eólicos					
Complexo Eólico São Bento	7,13%	60,49%	55,82%	51,36%	-
Complexo Eólico Brisa I	7,13%	22,47%	18,97%	15,64%	-
Complexo Eólico Brisa II	7,13%	18,77%	14,74%	10,93%	-
Ativos Térmicos					
UEG Araucária	7,67%	70,74%	67,36%	64,08%	
Ativos Hídricos					
Foz do Areia	5,36%	232,59%	230,48%	228,39%	-
Segredo	5,36%	168,12%	164,07%	160,11%	-
Caxias	5,36%	131,38%	127,72%	124,14%	-
Guaricana	5,36%	22,57%	21,25%	19,96%	-
Chaminé	5,36%	59,22%	57,54%	55,89%	-
Apucarantina	5,36%	15,44%	14,07%	12,72%	-
Chopim I	5,36%	99,24%	95,35%	91,58%	-
São Jorge	5,36%	3,22%	2,24%	1,27%	-
Melissa	5,36%	23,18%	21,15%	19,20%	-
Mauá	5,36%	56,90%	53,26%	49,75%	-
Cavernoso II	5,36%	7,60%	4,92%	2,35%	-
Elejor	7,00%	66,64%	62,63%	58,78%	-

(a) Contempla as usinas GE Boa Vista, GE Farol, GE Olho D'Água e GE São Bento do Norte.

(b) Contempla as usinas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III e Nova Eurús IV.

(c) Contempla as usinas Santa Maria, Santa Helena e Ventos de Santo Uriel.

18.8 Taxas médias de depreciação

Taxas médias de depreciação (%)	31.12.2018	31.12.2017
Geração		
Equipamento geral	6,25	6,33
Máquinas e equipamentos	3,56	3,59
Geradores	3,34	3,21
Reservatórios, barragens e adutoras	2,21	2,11
Turbina hidráulica	2,60	2,61
Turbinas a gás e a vapor	2,00	2,30
Resfriamento e tratamento de água	4,00	4,00
Condicionador de gás	4,00	4,00
Unidade de geração eólica	3,71	3,85
Administração central		
Edificações	3,35	3,33
Máquinas e equipamentos de escritório	6,25	6,25
Móveis e utensílios	6,25	6,25
Veículos	14,29	14,29
Telecomunicações		
Equipamentos de transmissão	4,77	6,36
Equipamentos terminais	9,96	12,09
Infraestrutura	10,37	7,45

Em 2018, a Administração da Companhia julgou necessário reavaliar a estimativa de vida útil dos ativos relacionados ao negócio de telecomunicações. Com isso, foram alteradas algumas taxas de depreciação, as quais foram aplicadas no exercício de 2018 e de forma prospectiva, sem impacto significativo no resultado.

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

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

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

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

19 Intangível

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (19.1)	5.390.063	5.750.873
Contratos de concessão/autorização de geração (19.2)	593.852	619.221
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (19.3)	3.619	43.888
Outros intangíveis (19.4)	41.563	38.842
	6.029.097	6.452.824

19.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	em serviço	em curso	Obrigações especiais		Total
			em serviço	em curso	
Em 1º.01.2017	7.537.158	849.715	(2.845.024)	(28.468)	5.513.381
Aquisições	-	757.709	-	-	757.709
Participação financeira do consumidor	628	-	(579)	(125.983)	(125.934)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	-	(1.587)	-	-	(1.587)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	-	(56.853)	-	-	(56.853)
Capitalizações para intangível em serviço	822.472	(822.472)	(128.351)	128.351	-
Quotas de amortização - concessão (a)	(411.575)	-	125.740	-	(285.835)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(11.014)	-	-	-	(11.014)
Baixas	(29.704)	(12.066)	2.776	-	(38.994)
Em 31.12.2017	7.907.965	714.446	(2.845.438)	(26.100)	5.750.873
Transferências para ativos de contrato (NE nº 11.1)	-	(714.446)	-	26.100	(688.346)
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	775.701	-	(107.679)	-	668.022
Quotas de amortização - concessão (a)	(431.963)	-	130.388	-	(301.575)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(10.813)	-	-	-	(10.813)
Baixas	(28.098)	-	-	-	(28.098)
Em 31.12.2018	8.212.792	-	(2.822.729)	-	5.390.063

(a) Amortização durante o período de concessão a partir da capitalização para intangível em serviço ou da vida útil dos ativos, dos dois o menor.

Em conformidade com a ICPC 01 (R1) Contratos de Concessão, a parcela da infraestrutura que será utilizada durante a concessão foi registrada no ativo intangível, líquida das obrigações especiais.

As Obrigações Especiais representam os recursos relativos à participação financeira do consumidor, da União, Estados e Municípios, destinados a investimentos em empreendimentos vinculados à concessão, e não são passivos onerosos ou créditos do acionista

A amortização do Intangível é iniciada quando da sua transferência para o Intangível em Serviço, por método linear baseado na vida útil estimada do ativo, e será totalmente amortizado durante o prazo da concessão.

Em razão da adoção inicial do CPC 47/IFRS 15, em 1º.01.2018, o saldo de obras em andamento foi transferido para ativos de contrato (NE nº 11.1).

19.2 Contratos de concessão de geração

Consolidado	Contrato de concessão (a)		Direito de concessão e autorização	Total
	em serviço	em curso		
Em 1º.01.2017	254.280	6.299	403.133	663.712
Outorga Aneel - uso do bem público	-	678	-	678
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(17.837)	-	(13.139)	(30.976)
Transferência para imobilizado	-	-	(14.193)	(14.193)
Em 31.12.2017	236.443	6.977	375.801	619.221
Outorga Aneel - uso do bem público	-	302	-	302
Combinação de negócios (NE nº 1.2)	-	-	4.845	4.845
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(17.311)	-	(13.205)	(30.516)
Capitalizações para intangível em serviço	7.279	(7.279)	-	-
Em 31.12.2018	226.411	-	367.441	593.852

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

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

19.3 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Consolidado	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2017	198.271	40.238	238.509
Aquisições	-	13.745	13.745
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão	(154.908)	(24.501)	(179.409)
Capitalizações para intangível em serviço	10.011	(10.011)	-
Quotas de amortização - concessão (a)	(28.753)	-	(28.753)
Baixas	(204)	-	(204)
Em 31.12.2017	24.417	19.471	43.888
Transferências para ativos de contrato (NE nº 11.2)	-	(19.471)	(19.471)
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	2.042	-	2.042
Quotas de amortização - concessão (a)	(22.759)	-	(22.759)
Baixas	(81)	-	(81)
Em 31.12.2018	3.619	-	3.619

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

Em razão da adoção inicial do CPC 47/IFRS 15, em 1º.01.2018, o saldo de obras em andamento foi transferido para ativos de contrato (NE nº 11.2).

19.4 Outros intangíveis

Consolidado	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2017	25.725	18.485	44.210
Aquisições	-	6.932	6.932
Transferências do imobilizado	105	-	105
Capitalizações para intangível em serviço	5.744	(5.744)	-
Quotas de amortização (a)	(8.809)	-	(8.809)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(54)	-	(54)
Baixas	(18)	(3.524)	(3.542)
Em 31.12.2017	22.693	16.149	38.842
Efeito da aquisição de controle de Costa Oeste e Marumbi	-	37	37
Aquisições	-	7.589	7.589
Transferências do imobilizado	112	1.979	2.091
Capitalizações para intangível em serviço	9.448	(9.448)	-
Quotas de amortização (a)	(6.410)	-	(6.410)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(23)	-	(23)
Baixas	(190)	(373)	(563)
Em 31.12.2018	25.630	15.933	41.563

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

20 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	1.529	1.778	54.653	49.748
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	731	768	30.010	32.686
	2.260	2.546	84.663	82.434
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida	-	157	1.308	1.796
Férias	2.480	2.511	101.327	106.450
Provisão para participação nos lucros e/ou resultados	863	586	91.526	68.817
Programa de desligamentos voluntários	1.144	877	5.349	38.642
Outros	-	300	6	15.828
	4.487	4.431	199.516	231.533
	6.747	6.977	284.179	313.967

21 Fornecedores

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Energia elétrica	819.792	986.689
Materiais e serviços	384.300	521.969
Gás para revenda	95.478	101.026
Encargos de uso da rede elétrica	169.629	117.362
	1.469.199	1.727.046
Circulante	1.419.243	1.683.577
Não circulante	49.956	43.469

22 Empréstimos e Financiamentos

Contrato	Empresa	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Encargos financeiros a.a. (juros + comissão)	Pagamento de encargos	Valor do contrato	Consolidado		
								31.12.2018	31.12.2017	
Moeda estrangeira										
Secretaria do Tesouro Nacional - STN										
(1) Par Bond	Copel	20.05.1998	1	11.04.2024	6,0% + 0,20%	Semestral	17.315	42.914	52.768	
(1) Discount Bond	Copel	20.05.1998	1	11.04.2024	3,3125% + 0,20%	Semestral	12.082	61.837	36.502	
Total moeda estrangeira								104.751	89.270	
Moeda nacional										
Banco do Brasil										
(2) 21/02155-4	Copel DIS	10.09.2010	2	15.08.2018	109,0% do DI	Semestral	116.667	-	60.049	
(3) 21/02248-8	Copel DIS	22.06.2011	2	16.05.2018	109,0% do DI	Semestral	150.000	-	75.601	
(4) CCB 21/11062X	Copel DIS	26.08.2013	3	27.07.2018	106,0% do DI	Semestral	151.000	-	51.932	
(5) CCB 330.600.773	Copel DIS	11.07.2014	3	11.07.2019	111,8% do DI	Semestral	116.667	40.023	80.699	
(6) CFX 17/35959-7	Copel DIS	16.05.2017	2	06.05.2019	12,0%	Trimestral	75.000	37.973	75.291	
(7) CCB 21/00851-5	Copel DIS	30.06.2017	2	13.06.2019	11,0%	Trimestral	38.889	19.340	38.241	
(8) CCB 17/35960-0	Copel DIS	27.07.2017	2	17.07.2019	11,0%	Trimestral	50.333	51.473	51.073	
(9) CFX 17/35958-9	Copel DIS	15.08.2017	2	05.08.2019	11,0%	Trimestral	58.333	59.102	58.636	
(10) NCI 330.600.132	Copel HOL	28.02.2007	3	28.02.2019	107,8% do DI	Semestral	231.000	78.669	157.707	
(11) CCB 306.401.381	Copel HOL	21.06.2018	4	21.07.2021	120,00% do DI	Trimestral	640.005	641.530	660.949	
(12) NCI 306.401.445	Copel HOL	24.02.2017	2	15.02.2020	124,5% do DI	Semestral	77.000	78.435	78.186	
								1.006.545	1.388.364	
Eletrobras										
(13) 980/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2018	8,0%	Trimestral	11	-	3	
(13) 981/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2019	8,0%	Trimestral	1.169	49	115	
(13) 982/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2019	8,0%	Trimestral	1.283	24	48	
(13) 983/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	Trimestral	11	51	77	
(13) 984/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	Trimestral	14	22	33	
(13) 985/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2021	8,0%	Trimestral	61	17	23	
(14) 142/06	Copel DIS	11.05.2006	120	30.09.2018	5,0%+ 1,0%	Mensal	74.340	-	2.730	
(14) 206/07	Copel DIS	03.03.2008	120	30.08.2020	5,0%+ 1,0%	Mensal	109.642	14.839	23.746	
(14) 273/09	Copel DIS	18.02.2010	120	30.12.2022	5,0%+ 1,0%	Mensal	63.944	6.577	8.222	
								21.579	34.997	
Caixa Econômica Federal										
(14) 415.855-22/14	Copel DIS	31.03.2015	120	08.12.2026	Fixa: 6%	Mensal	16.984	15.298	5.087	
(15) 3153-352	Copel DIS	01.11.2016	36	15.12.2021	5,5 % acima da TJLP	Trimestral	489	496	498	
								15.794	5.585	
Finep										
(16) 21120105-00	Copel Tel	17.07.2012	81	15.10.2020	4%	Mensal	35.095	5.730	8.855	
(16) 21120105-00	Copel Tel	17.07.2012	81	15.10.2020	3,5% + TR	Mensal	17.103	4.842	7.482	
								10.572	16.337	
BNDES										
(17) 820989.1	Copel GeT	17.03.2009	179	15.01.2028	1,63% acima da TJLP	Mensal	169.500	107.326	118.370	
(18) 1120952.1-A	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,82% acima da TJLP	Mensal	42.433	23.098	26.078	
(19) 1120952.1-B	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,42% acima da TJLP	Mensal	2.290	1.246	1.407	
(20) 1220768.1	Copel GeT	28.09.2012	192	15.07.2029	1,36% acima da TJLP	Mensal	73.122	50.908	55.357	
(21) 13211061	Copel GeT	04.12.2013	192	15.10.2031	0% e 1,49% acima da TJLP	Mensal	1.041.155	841.871	871.022	
(22) 13210331	Copel GeT	03.12.2013	168	15.08.2028	1,49% e 1,89% acima da TJLP	Mensal	17.644	12.659	13.878	
(23) 15206041	Copel GeT	28.12.2015	168	15.06.2030	2,42% acima da TJLP	Mensal	34.265	23.984	25.899	
(24) 15205921	Copel GeT	28.12.2015	168	15.12.2029	2,32% acima da TJLP	Mensal	21.584	14.518	15.734	
(25) 18205101	Copel GeT	22.11.2018	192	15.06.2035	1,94% a.a acima da TJLP	Mensal	194.000	158.659	-	
(26) 14205611-A	Copel DIS	15.12.2014	72	15.01.2021	2,09% acima da TJLP	Mensal	41.583	14.450	21.267	
(26) 14205611-B	Copel DIS	15.12.2014	6	15.02.2021	2,09 acima da TR BNDES	Anual	17.821	11.992	15.384	
(27) 14205611-C	Copel DIS	15.12.2014	113	15.06.2024	6,0%	Mensal	78.921	43.097	50.949	
(28) 14205611-D	Copel DIS	15.12.2014	57	15.02.2021	TJLP	Mensal	750	20	29	
(29) 14.2.1271.1	Santa Maria	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% acima da TJLP	Mensal	59.462	48.125	51.578	
(29) 14.2.1272.1	Santa Helena	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% acima da TJLP	Mensal	64.520	52.188	55.932	
(30) 11211521	GE Farol	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	54.100	45.158	48.741	
(30) 11211531	GE Boa Vista	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	40.050	33.385	36.034	
(30) 11211541	GE S.B. do Norte	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	90.900	75.715	81.723	
(30) 11211551	GE Olho D'Água	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	97.000	80.863	87.278	
(31) 18204611	Cutia	25.10.2018	192	15.07.2035	2,04% acima da TJLP	Mensal	619.405	505.368	-	
(32) 13212221 - A	Costa Oeste	03.12.2013	168	30.11.2028	1,95% + TJLP	Mensal	23.634	21.291	-	
(33) 13212221 - B	Costa Oeste	03.12.2013	106	30.09.2023	3,5%	Mensal	9.086	3.789	-	
(34) 14205851 - A	Marumbi	08.07.2014	168	30.06.2029	2,00% + TJLP	Mensal	33.460	27.134	-	
(35) 14205851 - B	Marumbi	08.07.2014	106	30.04.2024	6,0%	Mensal	21.577	12.076	-	
								2.208.920	1.576.660	
(36) Notas Promissórias	Copel GeT	12.05.2017	1	12.05.2019	117% do DI	Parcela única	500.000	571.822	529.919	
								571.822	529.919	
Banco do Brasil Repasse BNDES										
(37) 21/02000-0	Copel GeT	16.04.2009	179	15.01.2028	2,13% acima da TJLP	Mensal	169.500	107.324	118.373	
								107.324	118.373	
Total moeda nacional								3.942.556	3.670.235	
								4.047.307	3.759.505	
								Circulante	1.113.047	784.666
								Não circulante	2.934.260	2.974.839

Destinação

- (1) Reestruturação da dívida da Controladora referente aos financiamentos sob amparo da Lei nº 4.131/62.
- (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) Capital de giro.
- (13) Programa Nacional de Irrigação - Proni.
- (14) Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.
- (15) Operação para aquisição de máquinas e/ou equipamentos e também bens de informática e automação.
- (16) Projeto BEL - serviço de internet banda ultra larga (*Ultra Wide Band* - UWB).
- (17) (37) Implementação da UHE Mauá e sistema de transmissão associado, em consórcio com a Eletrosul.
- (18) Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu e Cascavel Oeste.
- (19) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para a implantação da linha de transmissão descrita acima.
- (20) Implantação da PCH Cavernoso II.
- (21) Implantação da UHE Colider e sistema de transmissão associado.
- (22) Implantação da Subestação Cerquillo III em 230/138kV.
- (23) Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.
- (24) Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim C2.
- (25) Implantação da UHE Baixo Iguaçu e sistema de transmissão associado.
- (26) Investimento em preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão.
- (27) Máquinas e equipamentos nacionais credenciados no BNDES.
- (28) Implantação, expansão e consolidação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE).
- (29) (30) (31) Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.
- (32) Implantação de Linha de Transmissão 230 kV entre a SE Cascavel Oeste e a SE Umuarama Sul e implantação da SE Umuarama Sul 230/138 kV.
- (33) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para implantação do empreendimento descrito acima.
- (34) Implantação de Linha de Transmissão 525 kV entre a SE Curitiba e a SE Curitiba Leste e implantação da SE Curitiba Leste 525/230 kV.
- (35) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para implantação do empreendimento descrito acima.
- (36) Pagamento da primeira parcela de debêntures e reforço de caixa da Copel Get.

Garantias

- (1) Conta corrente bancária centralizadora da arrecadação das receitas. Garantias depositadas (23.1).
- (2) (3) Penhor de duplicatas mercantis de até 360 dias.
- (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (19) Cessão de créditos.
- (13) (14) Receita própria, suportada por procuração outorgada por instrumento público, e na emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil em igual número das parcelas a vencer.
- (15) Cessão fiduciária de duplicatas.
- (16) Bloqueio de recebimentos na conta corrente da arrecadação.
- (17) (20) (37) Totalidade da receita proveniente da venda e/ou comercialização de energia dos CCEARs relativos ao projeto, através de Contrato de Cessão de Vinculação de Receitas, Administração de Contas e Outras Avenças.
- (18) (19) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 027/2009-Aneel, do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão nº 09/2010-ONS e dos contratos de uso do Sistema de Transmissão, celebrados entre o ONS, as Concessionárias e as Usuárias do Sistema de Transmissão, inclusive a totalidade da receita proveniente da prestação dos serviços de transmissão.
- (21) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 01/2011-MME-UHE Colider e cessão fiduciária em decorrência do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCV/EE) celebrado entre Copel e BRF - Brasil Foods S.A.
- (22) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 015/2010, celebrado entre Copel e União Federal.
- (23) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 002/2013-Aneel.
- (24) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 022/2012-Aneel.
- (25) Cessão fiduciária, nos termos do § 3º do artigo 66-B da Lei nº 4.728, de 14.07.65, (i) de sua quota de participação nos direitos emergentes da concessão de que é titular em decorrência do Contrato de Concessão de Uso de Bem Público para geração de Energia Elétrica nº 02/2012-MME-UHE Baixo Iguaçu, de 20 de agosto de 2012.
- (26) (27) (28) Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.
- (29) Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Energia Reserva nº 153/2011; cessão fiduciária de receitas decorrentes do projeto.
- (30) Penhor de ações (GE Farol, GE Boa Vista, GE S.B.Norte and GE Olho D'Água); cessão fiduciária de recebíveis provenientes da receita de venda de energia elétrica produzidas pelo projeto; cessão fiduciária das máquinas e equipamentos montados ou construídos com os recursos a eles vinculados.
- (31) Penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios.
- (32) (33) Cessão Fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão 001/2012 e 100% das ações penhoradas em favor do BNDES até a quitação do empréstimo.
- (34) (35) Cessão Fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão 008/2012 e 100% das ações penhoradas em favor do BNDES até a quitação do empréstimo.
- (36) Aval da Copel.

22.1 Cauções e depósitos vinculados - STN

Constituição de garantias, sob a forma de caução em dinheiro, *Par Bond*, no valor de R\$ 52.717 (R\$ 44.548 em 31.12.2017), e *Discount Bond*, no valor de R\$ 36.838 (R\$ 31.117 em 31.12.2017), destinadas a amortizar os valores de principal correspondentes aos contratos da STN, quando da exigência de tais pagamentos, em 11.04.2024. Os valores são atualizados mediante aplicação da média ponderada das variações percentuais dos preços do Bônus de Zero Cupom do Tesouro dos Estados Unidos da América, pela participação de cada série do instrumento na composição da carteira de garantias de principal, constituídas no contexto do Plano Brasileiro de Financiamento de 1992.

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

Consolidado		31.12.2018	%	31.12.2017	%
Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)					
Dólar norte-americano	17,13	104.751	2,59	89.270	2,37
		104.751	2,59	89.270	2,37
Moeda nacional - indexadores acumulados no período (%)					
CDI	6,40	1.410.479	34,85	1.695.042	45,09
TJLP	7,03	2.245.786	55,49	1.629.198	43,34
TR	0,00	4.842	0,12	7.482	0,20
IPCA	3,75	11.992	0,30	15.384	0,41
Sem indexador (taxa fixa anual)	-	269.457	6,65	323.129	8,59
		3.942.556	97,41	3.670.235	97,63
		4.047.307	100,00	3.759.505	100,00

22.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2018	Controladora			Consolidado		
	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
2020	-	354.047	354.047	-	558.069	558.069
2021	-	316.291	316.291	-	503.246	503.246
2022	-	-	-	-	190.244	190.244
2023	-	-	-	-	188.586	188.586
2024	103.646	-	103.646	103.646	184.691	288.337
Após 2024	-	-	-	-	1.205.778	1.205.778
	103.646	670.338	773.984	103.646	2.830.614	2.934.260

22.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

Controladora	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2017	90.505	924.855	1.015.360
Ingressos	-	77.000	77.000
Encargos	3.868	101.575	105.443
Variação monetária e cambial	(1.184)	-	(1.184)
Amortização - principal	-	(83.000)	(83.000)
Pagamento - encargos	(3.919)	(123.588)	(127.507)
Em 31.12.2017	89.270	896.842	986.112
Encargos	5.038	64.406	69.444
Variação monetária e cambial	15.161	-	15.161
Amortização - principal	-	(77.000)	(77.000)
Pagamento - encargos	(4.718)	(85.614)	(90.332)
Em 31.12.2018	104.751	798.634	903.385

Consolidado	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2017	90.505	3.955.788	4.046.293
Ingressos	-	800.044	800.044
Encargos	3.868	395.081	398.949
Variação monetária e cambial	(1.184)	18.623	17.439
Amortização - principal	-	(971.187)	(971.187)
Pagamento - encargos	(3.919)	(528.114)	(532.033)
Em 31.12.2017	89.270	3.670.235	3.759.505
Efeito da aquisição de controle de Costa Oeste e Marumbi	-	66.775	66.775
Ingressos	-	1.314.766	1.314.766
Encargos	5.038	289.365	294.403
Variação monetária e cambial	15.161	11.936	27.097
Amortização - principal	-	(1.126.144)	(1.126.144)
Pagamento - encargos	(4.718)	(284.377)	(289.095)
Em 31.12.2018	104.751	3.942.556	4.047.307

22.5 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

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

Até 31.12.2018, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel GeT	BNDES Finem nº 820989.1 - Mauá	Ebitda / Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
	Banco do Brasil nº 21/02000-0 - Mauá	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≤ 3,5
Copel DIS	BNDES Finem nº 14205611	Endividamento Financeiro / Ebitda ajustado	≤ 4,0
Santa Maria	BNDES Finem nº 14212711	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Santa Helena	BNDES Finem nº 14212721		
São Bento Energia, Investimento e Participações	Contrato de Cessão BNDES	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
GE Boa Vista S.A.	BNDES Finem nº 11211531		
GE Farol S.A.	BNDES Finem nº 11211521		
GE Olho D'Água S.A.	BNDES Finem nº 11211551		
GE São Bento do Norte S.A.	BNDES Finem nº 11211541		
Cutia	BNDES Finem nº 18204611	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,2
Costa Oeste	BNDES Finem nº 14205851 - A	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Marumbi	BNDES Finem nº 14205851 - B	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3

23 Debêntures

Emissão	Empresa	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento		Encargos financeiros a.a. (juros)	Valor do contrato	Consolidado	
				inicial	final			31.12.2018	31.12.2017
(1) 5ª	Copel	13.05.2014	3	13.05.2017	13.05.2019	111,5% da taxa DI	1.000.000	336.139	672.537
(2) 6ª	Copel	28.06.2017	1	-	28.06.2019	117,0% da taxa DI	520.000	585.540	542.944
(3) 7ª	Copel	19.01.2018	2	19.01.2020	19.01.2021	119,0% da taxa DI	600.000	616.401	-
(4) 1ª	Copel GeT	15.05.2015	3	15.05.2018	15.05.2020	113,0% da taxa DI	1.000.000	695.328	1.059.822
(5) 2ª	Copel GeT	13.07.2016	2	13.07.2018	13.07.2019	121,0% da taxa DI	1.000.000	514.993	1.037.570
(6) 3ª	Copel GeT	20.10.2017	3	20.10.2020	20.10.2022	126,0% da taxa DI	1.000.000	1.003.715	999.442
(7) 4ª	Copel GeT	23.07.2018	3	23.07.2021	23.07.2023	126,0% da taxa DI	1.000.000	1.017.858	-
(8) 5ª	Copel GeT	25.09.2018	5	15.09.2021	15.09.2025	IPCA + 7,6475%	290.000	286.199	-
(9) 2ª	Copel DIS	27.10.2016	2	27.10.2018	27.10.2019	124,0% da taxa DI	500.000	250.943	502.179
(10) 3ª	Copel DIS	20.10.2017	2	20.10.2021	20.10.2022	126,0% da taxa DI	500.000	502.640	501.810
(11) 4ª	Copel DIS	27.09.2018	3	27.09.2021	27.09.2023	DI + spread 2,70%	1.000.000	1.003.524	-
(12) 1ª	Copel TEL	15.10.2015	5	15.10.2020	15.10.2024	IPCA + 7,9633%	160.000	186.783	184.506
(13) 2ª	Copel TEL	15.07.2017	1	-	15.07.2022	IPCA + 5,4329%	220.000	232.131	215.675
(14) 2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	TJLP + 2,02%	147.575	128.243	135.662
(15) 2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	IPCA + 9,87%	153.258	140.043	145.786
(16) 2ª	Elejor	26.09.2013	60	26.10.2013	26.09.2018	DI + Spread 1,00%	203.000	-	30.370
(17) 1ª	Compagás	16.12.2013	40	15.09.2015	15.12.2018	TJLP + 1,7% a.a.+1,0%	66.626	-	19.214
(18) 2ª	Compagás	15.04.2016	54	15.07.2017	15.12.2021	TJLP/Selic + 2,17%	33.620	17.651	23.461
								7.518.131	6.070.978
								Circulante	2.184.881
								Não circulante	5.333.250
									4.438.916

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

Características

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (16) 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.

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

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

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

Pagamento de encargos financeiros

(1) Juros semestrais - maio e novembro.

(2) Parcela única no fim do contrato - junho.

(3) (7) (13) Juros semestrais - janeiro e julho.

(4) Juros anuais - maio.

(5) Juros anuais - julho.

(6) (10) (12) Juros semestrais - abril e outubro.

(8) (11) Juros semestrais - março e setembro.

(9) Juros anuais - outubro.

(14) (15) (16) Juros mensais.

(17) (18) Juros trimestrais - março, junho, setembro e dezembro.

Destinação

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (9) (10) Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.

(7) Resgate antecipado total da 4ª emissão de notas promissórias comerciais da Companhia e pagamento parcial da 1ª primeira parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.

(8) Reembolso de gastos relacionados ao Projeto de construção das Linhas de Transmissão Araraquara II - Taubaté, Assis - Londrina e Foz do Chopim.

(11) Capital de giro e pagamento da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.

(12) (13) Implantação, ampliação e modernização de rede de telecomunicações.

(14) (15) Implantação de centrais eólicas e sistemas de transmissão associados.

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

(17) (18) Financiar plano de investimentos da emissora.

Garantias

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (16) Fidejussória.

(14) (15) Real e fidejussória e penhor de ações da Copel Geração e Transmissão.

(17) (18) Flutuante.

Interveniente garantidora

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (14) (15) Copel.

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

(17) (18) Compagás.

Agente fiduciário

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (16) Pentágono S.A. DTVM.

(14) (15) Não há.

(17) (18) BNDES Participações S.A. - BNDESPAR.

23.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2018	Controladora	Consolidado
2020	298.202	995.390
2021	298.201	1.631.912
2022	-	1.588.014
2023	-	784.214
2024	-	128.112
Após 2024	-	205.608
	596.403	5.333.250

23.2 Mutação das debêntures

	Controladora	Consolidado
Em 1�.01.2017	1.017.099	4.790.809
Ingressos	520.000	2.242.521
Encargos	125.969	575.468
Amortização - principal	(333.300)	(915.005)
Pagamento - encargos	(114.287)	(622.815)
Em 31.12.2017	1.215.481	6.070.978
Ingressos	600.000	2.890.283
Encargos e variação monetária	120.422	549.539
Amortização - principal	(333.300)	(1.491.667)
Pagamento - encargos	(64.523)	(501.002)
Em 31.12.2018	1.538.080	7.518.131

23.3 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 31.12.2018, as controladas Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A, Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A, Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A, Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A e Ventos de Santo Uriel não atenderam ao   ndice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD de 1,3, ao calcular o   ndice sem considerar o valor do ressarcimento junto a fornecedores de bens (NE 32.6 - b). A Companhia preventivamente solicitou e recebeu, em 28.12.2018, carta do BNDES, com a referência AE/DEENE2 n   101/2018, não declarando o vencimento antecipado da escritura de debêntures para o ano de 2018. Exceto pelo exposto anteriormente, em 31.12.2018, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel	5ª Emissão de Debêntures 6ª Emissão de Debêntures 7ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
Copel GeT	1ª Emissão de Debêntures 2ª Emissão de Debêntures 3ª Emissão de Debêntures 4ª Emissão de Debêntures 5ª Emissão de Debêntures		
Copel DIS	2ª Emissão de Debêntures 3ª Emissão de Debêntures 4ª Emissão de Debêntures		
Copel TEL	1ª Emissão de Debêntures 2ª Emissão de Debêntures		
Compagás	1ª Emissão de Debêntures 2ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida / Ebitda Endividamento Geral	≤ 3,5 ≤ 0,7
Nova Asa Branca I Nova Asa Branca II Nova Asa Branca III Nova Eurus IV Ventos de Santo Uriel	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3

24 Benefícios Pós-emprego

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

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

Os ativos dos planos 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.

24.1 Plano de benefício previdenciário

O Plano Unificado é um plano de Benefício Definido - BD em que a renda é pré-determinada em função do nível salarial de cada indivíduo. Este plano está fechado para novos participantes desde 1998.

O Plano III é um plano de Contribuição Variável – CV, sendo o único plano disponível para novos participantes.

As parcelas de custos assumidas pelas patrocinadoras desses planos são registradas de acordo com avaliação atuarial preparada anualmente por atuários independentes, de acordo com o CPC 33 (R1) Benefícios a Empregados, correlacionada à 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 da Controladora.

24.2 Plano Assistencial

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

24.3 Balanço patrimonial e resultado do exercício

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Planos previdenciários	7	12	1.149	1.069
Planos assistenciais	4.947	4.040	967.614	865.034
	4.954	4.052	968.763	866.103
Circulante	87	57	58.478	53.225
Não circulante	4.867	3.995	910.285	812.878

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Empregados				
Planos previdenciários	523	606	78.209	78.680
Plano assistencial - pós-emprego	563	519	97.866	97.511
Plano assistencial - funcionários ativos	816	341	86.580	81.617
(-) Transferências para imobilizado e ativos de contrato	-	-	(20.630)	(21.901)
	1.902	1.466	242.025	235.907
Administradores				
Planos previdenciários	344	392	1.598	1.500
Plano assistencial	40	85	127	190
	384	477	1.725	1.690
	2.286	1.943	243.750	237.597

24.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2017	3.705	769.865
Apropriação do cálculo atuarial	519	97.511
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	2.471	153.069
Ajuste referente a (ganhos) perdas atuariais	(18)	46.506
Amortizações	(2.625)	(200.848)
Em 31.12.2017	4.052	866.103
Apropriação do cálculo atuarial	563	97.900
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	5.860	151.215
Ajuste referente a perdas atuariais	408	58.354
Amortizações	(5.929)	(204.809)
Em 31.12.2018	4.954	968.763

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

24.5.1 Premissas atuariais

As premissas atuariais utilizadas para determinação dos valores de obrigações e custos, para 2018 e 2017, estão demonstradas a seguir:

Consolidado	2018		2017	
	Real	Nominal	Real	Nominal
Econômicas				
Inflação a.a.	-	4,00%	-	4,50%
Taxa de desconto/retorno esperados a.a.				
Plano Unificado	4,60%	8,78%	5,11%	9,84%
Plano III	4,60%	8,78%	5,24%	9,97%
Plano Assistencial	4,60%	8,78%	5,20%	9,94%
Crescimento salarial				
Plano Unificado a.a.	2,00%	6,08%	2,00%	6,59%
Plano III a.a.	1,50%	5,56%	1,50%	6,07%
Demográficas				
Tábua de mortalidade		AT - 2000		AT - 2000
Tábua de mortalidade de inválidos		WINKLEVOSS		WINKLEVOSS
Tábua de entrada em invalidez		TASA 1927		TASA 1927

24.5.2 Número de participantes e beneficiários

Consolidado	Planos previdenciários					
	Plano Unificado		Plano III		Plano Assistencial	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Número de participantes ativos	33	37	8.180	8.540	7.427	8.172
Número de participantes inativos	4.368	4.435	3.843	3.509	8.174	7.703
Número de dependentes	-	-	-	-	22.472	23.081
Total	4.401	4.472	12.023	12.049	38.073	38.956

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

Consolidado	Plano Unificado	Plano III
Em 31.12.2018		
Participantes aposentados	14,37	22,74
Participantes pensionistas	15,68	27,21
Em 31.12.2017		
Participantes aposentados	14,92	23,01
Participantes pensionistas	16,37	27,99

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica da Companhia e de suas controladas é, respectivamente, de 67,3 e 66,8 anos.

24.5.4 Avaliação atuarial

Com base na revisão das premissas, os valores do Plano Unificado e Plano III para 31.12.2018 totalizaram, respectivamente, superávit de R\$ 376.077 e de R\$ 32.732 enquanto que, em 31.12.2017, a posição era, respectivamente, de R\$ 481.678 e de R\$ 86.487. A legislação atual aplicável não permite qualquer redução significativa nas contribuições ou reembolsos à Companhia com base no superávit atual desses planos. Por esse motivo, a Companhia não registrou ativos em seu balanço de 31 de dezembro de 2018, refletindo qualquer direito de redução de contribuições ou restituição de superávit ou outros valores.

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	31.12.2018	31.12.2017
Obrigações total ou parcialmente cobertas	5.914.764	2.145.661	1.140.605	9.201.030	8.123.419
Valor justo dos ativos do plano	(6.290.841)	(2.178.236)	(172.991)	(8.642.068)	(7.826.550)
Estado de cobertura do plano	(376.077)	(32.575)	967.614	558.962	296.869
Ativo não reconhecido	376.077	32.575	-	408.652	568.165
	-	-	967.614	967.614	865.034

A Companhia e suas controladas procederam ajustes nos seus passivos assistenciais através de relatório atuarial, data base 31.12.2018, quando efetuaram os registros, em outros resultados abrangentes, do valor total de R\$ 58.354, correspondente a um acréscimo apurado naquela data base.

24.5.5 Movimentação do passivo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 1º.01.2016	4.951.078	1.565.121	933.914
Custo de serviço	329	10.502	9.225
Custo dos juros	563.257	176.878	105.987
Benefícios pagos	(406.023)	(122.841)	(7)
(Ganhos) / perdas atuariais	244.253	104.908	(13.162)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2017	5.352.894	1.734.568	1.035.957
Custo de serviço	589	9.604	11.633
Custo dos juros	533.201	195.991	102.916
Benefícios pagos	(414.256)	(133.281)	(7)
(Ganhos) / perdas atuariais	442.336	338.779	(9.894)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2018	5.914.764	2.145.661	1.140.605

24.5.6 Movimentação do ativo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor justo do ativo do plano em 1º.01.2016	5.478.802	1.793.516	165.301
Retorno esperado dos ativos	546.699	202.691	23.934
Contribuições e aportes	30.520	10.505	-
Benefícios pagos	(406.023)	(122.841)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	184.574	(62.816)	(18.312)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2017	5.834.572	1.821.055	170.923
Retorno esperado dos ativos	593.572	230.703	16.579
Contribuições e aportes	24.011	9.184	-
Benefícios pagos	(414.256)	(133.281)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	252.942	250.575	(14.511)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2018	6.290.841	2.178.236	172.991

24.5.7 Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2019 para cada plano estão demonstrados a seguir:

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	2019
Custo do serviço corrente	560	4.098	14.306	18.964
Custo estimado dos juros	477.731	128.060	106.004	711.795
Rendimento esperado do ativo do plano	(584.972)	(180.750)	(20.733)	(786.455)
Contribuições estimadas dos empregados	(213)	(2.049)	-	(2.262)
Custos (receitas)	(106.894)	(50.641)	99.577	(57.958)

24.5.8 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, sobre o agregado dos componentes de custo de serviço e custo de juros dos custos líquidos periódicos pós-emprego e a obrigação de benefícios acumulada pós-emprego.

	Cenários projetados	
	Aumento 1%	Redução 1%
Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	(382.458)	587.106
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(182.573)	182.573
Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos		
Impactos nas obrigações do programa de saúde	79.801	(74.557)
Impacto no custo do serviço do exercício seguinte do programa de saúde	982	(918)
Sensibilidade ao custo do serviço		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	(64)	98
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(2.260)	2.260

24.5.9 Benefícios a pagar

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

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	Total
2019	354.069	148.236	47.519	549.824
2020	340.372	192.004	52.063	584.439
2021	326.924	198.083	51.821	576.828
2022	313.390	199.913	51.146	564.449
2023	300.346	198.714	49.950	549.010
2024 a 2048	3.072.612	3.110.140	645.610	6.828.362

24.5.10 Alocação de ativos e estratégia de investimentos

A alocação de ativos para os planos previdenciários e assistencial da Companhia e de suas controladas no final de 2018 e a alocação-meta para 2019, por categoria de ativos, são as seguintes:

Consolidado	Meta para 2019	2018
Renda fixa	77,8%	87,8%
Renda variável	5,7%	7,0%
Empréstimos	2,0%	1,6%
Investimentos imobiliários	3,8%	1,6%
Investimentos estruturados	8,1%	2,0%
Investimentos no exterior	2,6%	0,0%
	100,0%	100,0%

Adicionalmente, seguem informações referentes a alocação de ativos de planos previdenciários patrocinados pela Companhia:

Consolidado	Plano Unificado		Plano III	
	meta (%) (*)	mínimo (%)	meta (%)	mínimo (%)
Renda fixa	91,0%	57,0%	60,0%	33,0%
Renda variável	2,5%	1,0%	10,0%	7,0%
Empréstimos	0,5%	0,0%	4,0%	1,0%
Investimentos imobiliários	3,0%	1,0%	5,0%	0,0%
Investimentos estruturados	3,0%	0,0%	15,0%	0,0%
Investimentos no exterior	0,0%	0,0%	6,0%	0,0%

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

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

Em 31.12.2018 e 2017, os valores dos ativos do plano previdenciário incluíam os seguintes títulos mobiliários emitidos pela Copel:

Consolidado	Planos Previdenciários			
	Plano Unificado		Plano III	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Debêntures	-	-	4.166	6.729
Ações	5	-	13	-
	5	-	4.179	6.729

24.5.11 Informações adicionais

A Companhia e suas controladas efetuaram contribuições para o Plano III (plano de contribuições variáveis) para todos os empregados ativos em 31.12.2018 e 31.12.2017 no valor de R\$ 77.797 e R\$ 80.727, respectivamente.

25 Encargos Setoriais a Recolher

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Conta de desenvolvimento energético - CDE	73.549	121.912
Bandeira tarifária	-	22.427
Reserva global de reversão - RGR	6.323	5.686
	79.872	150.025

26 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

Conforme a Lei nº 9.991/2000 e regulamentações complementares, 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.

26.1 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 31.12.2018	Saldo em 31.12.2017
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	-	4.725	-	4.725	5.232
MME	-	2.361	-	2.361	2.616
P&D	129.159	-	198.467	327.626	316.121
	129.159	7.086	198.467	334.712	323.969
Programa de eficiência energética - PEE					
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel	-	15.792	-	15.792	6.041
PEE	22.326	-	219.905	242.231	202.465
	22.326	15.792	219.905	258.023	208.506
	151.485	22.878	418.372	592.735	532.475
			Circulante	270.429	282.766
			Não circulante	322.306	249.709

26.2 Mutação dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1º.01.2017	4.603	2.302	294.088	4.932	177.964	483.889
Constituições	29.956	14.978	29.956	8.500	34.000	117.390
Contrato de desempenho	-	-	-	-	1.363	1.363
Juros Selic (NE nº 33)	-	-	19.544	(128)	14.929	34.345
Recolhimentos	(29.327)	(14.664)	-	(7.263)	-	(51.254)
Conclusões	-	-	(27.467)	-	(25.791)	(53.258)
Em 31.12.2017	5.232	2.616	316.121	6.041	202.465	532.475
Efeito da aquisição de controle de Costa Oeste e Marumbi	23	9	467	-	-	499
Constituições	31.186	15.595	31.188	9.067	36.270	123.306
Contrato de desempenho	-	-	-	-	2.063	2.063
Juros Selic (NE nº 33)	-	-	12.627	684	12.096	25.407
Recolhimentos	(31.716)	(15.859)	-	-	-	(47.575)
Conclusões	-	-	(32.777)	-	(10.663)	(43.440)
Em 31.12.2018	4.725	2.361	327.626	15.792	242.231	592.735

27 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.12.2018	31.12.2017
(1) UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	07.2042	5,65% a.a.	IPCA	16.709	16.384
(2) UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	23.864	23.188
(3) UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	7.412	6.977
(4) PCH Cavernoso	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	-	27
(5) UHE Apucarantina	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	-	185
(6) UHE Chaminé	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	-	320
(7) UHE Derivação Rio Jordão	Copel GeT	11.07.2013	24.02.2014	02.2019	7,74% a.a.	IPCA	47	313
(8) UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	10.2036	11,00% a.a.	IGPM	536.131	507.560
							584.163	554.954
							Circulante	67.858
							Não circulante	516.305
								492.330

Taxa de desconto no cálculo do valor presente

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

Pagamento à União

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

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

Consolidado	Valor nominal	Valor presente
2019	68.001	67.858
2020	66.754	60.138
2021	66.754	54.296
2022	66.754	49.025
Após 2022	1.027.917	352.846
	1.296.180	584.163

27.2 Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

Em 1�.01.2017	565.542
Adição	678
Ajuste a valor presente	1.432
Variação monetária	53.173
Pagamentos	(65.871)
Em 31.12.2017	554.954
Adição	302
Ajuste a valor presente	(114)
Variação monetária	93.386
Pagamentos	(64.365)
Em 31.12.2018	584.163

28 Outras Contas a Pagar

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Consumidores (a)	70.713	33.380
Obrigações junto a clientes nas operações de venda de gás	55.048	33.221
Aquisição de investimentos	32.200	12.307
Taxa de iluminação pública arrecadada	28.337	24.101
Provisão Despacho Aneel n� 084/2017	24.314	22.132
Compens��o financeira pela utilização de recursos hídricos	20.820	21.467
Valor justo na compra e venda de energia (NE n� 35.2.12)	11.007	-
Cauções em garantia	10.026	8.837
Devolução ao consumidor	5.036	5.481
Outras obrigações	51.523	33.328
	309.024	194.254
	Circulante	192.070
	Não circulante	116.954
		121.405
		72.849

(a) Do saldo de Consumidores, R\$ 32.639 referem-se a valores repassados pela União   Copel, conforme Ofício Aneel n  565/2018, para o ressarcimento dos consumidores em razão do excedente arrecadado sobre a Receita Operacional Líquida no período de janeiro de 2010 a dezembro de 2012.

29 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 n  4.11 são atendidos.

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

29.1 Provisões para litígios

29.1.1 Muta     das provis    es para lit    gios das ações consideradas como de perda prov    vel

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Resultado			Adições no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros	Saldo em 31.12.2018
		Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições/(Rev.)				
Fiscais								
Cofins (a)	79.748	22.855	-	-	-	-	-	102.603
Outras (b)	58.793	7.722	(26.695)	-	-	(6.325)	20.999	54.494
	138.541	30.577	(26.695)	-	-	(6.325)	20.999	157.097
Trabalhistas (c)	475.631	232.195	(2.400)	-	-	(92.644)	-	612.782
Benefícios a empregados (d)	89.439	11.089	(10.062)	-	-	(5.267)	-	85.199
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo (e)	527.613	119.633	(118.652)	-	-	(36.005)	345	492.934
Servidões de passagem (f)	110.936	2.179	(305)	(4.600)	8.477	(1.474)	2.934	118.147
Desapropriações e patrimoniais (g)	95.627	156	(1.350)	4.032	18.168	(232)	-	116.401
Consumidores (h)	8.377	464	(1.469)	-	-	(2.163)	-	5.209
Ambientais (i)	1.584	2.570	(562)	-	-	(61)	-	3.531
	744.137	125.002	(122.338)	(568)	26.645	(39.935)	3.279	736.222
Regulatórias (j)	64.316	9.296	(139)	-	-	-	-	73.473
	1.512.064	408.159	(161.634)	(568)	26.645	(144.171)	24.278	1.664.773
Circulante	112.000							-
Não circulante	1.400.064							1.664.773

Consolidado	Resultado				Adições no ativo	Quitações	Transfe- rências	Saldo em 31.12.2017
	Saldo em 1º.01.2017	Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições				
Fiscais								
Cofins (a)	93.892	8.888	(23.032)	-	-	-	-	79.748
Outras (b)	142.985	21.890	(113.739)	-	-	(433)	8.090	58.793
	236.877	30.778	(136.771)	-	-	(433)	8.090	138.541
Trabalhistas (c)	458.901	122.992	(18.518)	-	-	(87.744)	-	475.631
Benefícios a empregados (d)	42.366	61.765	(7.194)	-	-	(7.498)	-	89.439
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo (e)	295.484	255.280	(3.240)	-	-	(28.074)	8.163	527.613
Servidões de passagem (f)	99.380	4.593	-	4.503	2.641	(181)	-	110.936
Desapropriações e patrimoniais (g)	65.712	848	(701)	24.285	5.499	(16)	-	95.627
Consumidores (h)	5.228	3.884	(286)	-	-	(449)	-	8.377
Ambientais (i)	1.432	960	(808)	-	-	-	-	1.584
	467.236	265.565	(5.035)	28.788	8.140	(28.720)	8.163	744.137
Regulatórias (j)	67.958	1.648	(5.290)	-	-	-	-	64.316
	1.273.338	482.748	(172.808)	28.788	8.140	(124.395)	16.253	1.512.064
Circulante								112.000
Não circulante								1.400.064

Controladora	Saldo em 1�.01.2018	Resultado		Quitações	Saldo em 31.12.2018
		Adições	Revers����es		
Fiscais					
Cofins (a)	79.748	22.855	-	-	102.603
Outras (b)	24.365	5.768	-	(93)	30.040
	104.113	28.623	-	(93)	132.643
Trabalhistas (c)	518	141	(70)	(1)	588
C����veis (e)	135.422	30.768	(23.409)	(8)	142.773
Regulat����rias (j)	15.042	1.134	-	-	16.176
	255.095	60.666	(23.479)	(102)	292.180
Circulante	112.000				-
N����o circulante	143.095				292.180

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

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

a) Contribuição para o financiamento da seguridade social - Cofins

Autor: Receita Federal

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

Situação atual: aguardando julgamento.

b) Outras provisões fiscais

Ações relativas a impostos, taxas e outros tributos federais, estaduais e municipais em que a Companhia discute a incidência ou não, bem como suas bases e valores para recolhimento.

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 controladas contra a Fundação Copel, que causarão, consequentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.

e) Cíveis e direito administrativo

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

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

A principal ação está descrita a seguir:

Autor: Tradener Ltda.

Valor estimado: R\$ 128.481

A ação popular nº 588/2006 já transitou em julgado e a decisão reconheceu como válida as comissões devidas pela Companhia à Tradener. Na ação civil pública nº 0000219-78.2003.8.16.0004, ajuizada pelo Ministério Público, também há decisão no sentido da ausência de irregularidades no contrato de comercialização de energia. Diante disso, a Tradener ajuizou ações de cobrança, visando o recebimento de suas comissões.

Situação atual: processo nº 0005990.22.2012.8.16.0004 - a Companhia foi condenada ao pagamento das comissões no valor atualizado de R\$ 107.955, atualizado pelo INPC/IBGE a partir do vencimento das comissões, acrescido de juros de 1% ao mês, contados da citação (31.10.2012) e honorários. A Companhia recorreu, porém, em 08.11.2016, o Tribunal negou provimento à apelação. A Copel opôs recurso de Embargos de Declaração que foi conhecido e parcialmente provido para sanar obscuridade, porém sem alterar o resultado da apelação. A Copel interpôs Recurso Especial, cujo seguimento foi negado. A Copel interpôs Agravo ao Superior Tribunal de Justiça, que se encontra pendente de 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 matrícula, entre outras).

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

g) Desapropriações e patrimoniais

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

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

As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Proprietário de imóvel

Valor estimado: R\$ 39.399

Ação de desapropriação para construção de subestação de energia elétrica que se discute o valor da indenização.

Situação atual: ação pendente de julgamento em 2º grau de jurisdição.

Autor: proprietário de imóvel

Valor estimado: R\$ 22.449

Ação de desapropriação de área utilizada para o reservatório da Usina Mauá proposta pelo Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, que a Copel GeT participa com o percentual de 51%, onde se discute o valor da indenização do imóvel que está em parte submerso.

Situação atual: Decisão de primeira instância, houve a interposição de embargos de declaração, os quais ainda não foram julgados.

h) Consumidores

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

i) Ambientais

Ações civis públicas e ações populares que têm como finalidade obstaculizar o andamento de licenciamento ambiental de novos projetos ou a recuperação de áreas de preservação permanente no entorno dos reservatórios das usinas hidrelétricas utilizadas indevidamente por particulares. Em caso de eventual condenação, estima-se somente o custo da elaboração de novos estudos ambientais e o custo de recuperação das áreas de propriedade da Copel GeT. Contemplam também os Termos de Ajuste de Conduta - TAC, que se referem aos compromissos acordados e aprovados entre a Companhia e os órgãos competentes, pelo descumprimento de alguma condicionante concluída nas Licenças de Instalação e Operação.

j) Regulatórias

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

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

Valor estimado: R\$ 53.120

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.

29.2 Passivo contingente

29.2.1 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	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Fiscais (a)	160.139	513.803	568.512	858.082
Trabalhistas (b)	561	420	311.777	360.322
Benefícios a empregados (c)	-	-	19.099	20.262
Cíveis (d)	473.430	458.708	1.286.466	1.091.122
Regulatórias (e)	-	-	866.836	793.720
	634.130	972.931	3.052.690	3.123.508

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

a) Fiscais

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

Autor: Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS

Valor estimado: R\$ 108.493

Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.

Situação atual: aguardando julgamento no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF.

Autor: Secretaria de Estado da Fazenda

Valor estimado: R\$ 78.402

O Estado do Paraná lavrou o auto de infração nº 6.587.156-4 em face da Copel Distribuição, por suposta ausência de recolhimento do ICMS sobre a rubrica 'demanda medida' destacada nas faturas de energia elétrica emitidas em face de grande consumidor, no período de maio de 2011 a dezembro de 2013.

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

Autor: Copel

Valor Estimado: R\$ 76.475

Exigência de Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana - IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica. O processo aguarda julgamento em primeira instância.

Autor(es): Prefeituras Municipais

Valor estimado: R\$ 55.735

Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviço de construção civil prestado por terceiro.

Situação atual: aguardando julgamento de recurso.

Autor: Receita Federal do Brasil

Valor estimado: R\$ 116.086

Exigências e questionamentos administrativos referentes aos tributos federais, em sua maioria ainda pendentes de análise administrativa.

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, acidentes com veículos, servidões de passagem, desapropriações, patrimoniais e ambientais.

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

As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Mineradora Tibagiana Ltda.

Valor estimado: R\$ 172.583

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

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

Autores: franqueados de Agência/loja Copel

Valor estimado: R\$ 44.717

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

Situação atual: aguardando julgamento.

Autor: Copel Distribuição

Valor Estimado: R\$ 78.277

O Departamento de Estradas e Rodagens - DER lavrou auto de infração fiscal à Copel Distribuição, assim a Companhia impetrou ação com objeto de impugnar a cobrança pelo DER da Taxa de Uso ou Ocupação da Faixa de Domínio das Rodovias, uma vez que, a Companhia entende que esta taxa é inconstitucional por possuir caráter confiscatório. Atualmente o processo aguarda decisão sobre produção de prova pericial.

e) Regulatórias

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

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

Valor estimado: R\$ 729.609

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

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

Caso as ações sejam julgadas desfavoráveis para a Copel, o valor será considerado como um Ativo Financeiro Setorial a ser recuperado mediante tarifa.

Situação atual: aguardando julgamento.

30 Patrimônio Líquido

30.1 Capital social

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

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

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

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

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

Acionistas	Número de ações em unidades							
	Ordinárias		Preferenciais "A"		Preferenciais "B"		Total	
	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%
Estado do Paraná	85.028.598	58,63	-	-	-	-	85.028.598	31,07
BNDESPAR	38.298.775	26,41	-	-	27.282.006	21,26	65.580.781	23,96
Eletrobras	1.530.774	1,06	-	-	-	-	1.530.774	0,56
Custódias em bolsa:								
B3	19.186.634	13,23	76.763	23,36	69.782.600	54,39	89.045.997	32,54
NYSE	649.508	0,45	-	-	30.973.304	24,15	31.622.812	11,56
Latibex	-	-	-	-	208.846	0,16	208.846	0,08
Prefeituras	178.393	0,12	9.326	2,84	3.471	-	191.190	0,07
Outros	158.398	0,10	242.538	73,80	45.441	0,04	446.377	0,16
	145.031.080	100,00	328.627	100,00	128.295.668	100,00	273.655.375	100,00

30.2 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 ativos financeiros, bem como os ajustes dos passivos atuariais.

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2017	998.466	998.466
Ativos financeiros disponíveis para venda		
Aplicações financeiras	2	3
Tributos sobre os ajustes	-	(1)
Investimentos em participações societárias	11.659	26.135
Tributos sobre os ajustes	(3.965)	(8.887)
Investimentos em participações societárias - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	9.554	-
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	18	(46.506)
Tributos sobre os ajustes	(7)	16.827
Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(29.567)	-
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(108.561)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	36.911
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(71.650)	-
Ganhos com investimentos em participações societárias	(14.174)	(28.650)
Tributos sobre a realização dos ajustes	4.819	9.741
Ganhos com investimentos em participações societárias - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(9.554)	-
Atribuível aos acionistas não controladores	-	123
Em 31.12.2017	895.601	895.601
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	(408)	(58.354)
Tributos sobre os ajustes	139	19.994
Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(38.245)	-
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(101.645)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	34.559
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(67.086)	-
Reclassificação pela adoção do CPC 48/IFRS 9		
Investimentos em participações societárias	(4.391)	(4.391)
Atribuível aos acionistas não controladores	-	(154)
Em 31.12.2018	785.610	785.610

30.3 Reserva legal e reserva de retenção de lucros

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

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

30.4 Proposta de distribuição de dividendos

Controladora	31.12.2018	31.12.2017
(1) Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios (25%)		
Lucro líquido do exercício	1.407.063	1.033.626
Reserva legal (5%)	(70.353)	(51.681)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	67.086	71.650
Base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios	1.403.796	1.053.595
	350.949	263.399
(2) Distribuição total proposta (3+5)	378.542	289.401
(3) Juros sobre o capital próprio, brutos	280.000	266.000
Imposto de renda retido na fonte	(27.593)	(26.002)
(4) Juros sobre o capital próprio, líquidos	252.407	239.998
(5) Dividendos propostos	98.542	23.401
(6) Distribuição total proposta, líquida (4+5)	350.949	263.399
Valor bruto dos dividendos por ação:		
Ações ordinárias	1,31950	1,00801
Ações preferenciais classe "A"	2,89050	2,89050
Ações preferenciais classe "B"	1,45151	1,10883
Valor bruto dos dividendos por classes de ações:		
Ações ordinárias	191.369	146.193
Ações preferenciais classe "A"	950	950
Ações preferenciais classe "B"	186.223	142.258

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

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

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

30.5 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	31.12.2018	31.12.2017
Numerador básico e diluído		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:		
Ações ordinárias	712.234	523.206
Ações preferenciais classe "A"	1.775	1.304
Ações preferenciais classe "B"	693.054	509.116
	1.407.063	1.033.626
Denominador básico e diluído		
Média ponderada das ações (em milhares):		
Ações ordinárias	145.031.080	145.031.080
Ações preferenciais classe "A"	328.627	328.627
Ações preferenciais classe "B"	128.295.668	128.295.668
	273.655.375	273.655.375
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora		
Ações ordinárias	4,91091	3,60754
Ações preferenciais classe "A"	5,40201	3,96830
Ações preferenciais classe "B"	5,40201	3,96830

31 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais (31.2)	ISSQN	Receita líquida 31.12.2018
Fornecimento de energia elétrica	10.104.045	(931.771)	(2.315.030)	(1.308.660)	-	5.548.584
Residencial	3.262.212	(301.885)	(892.053)	(471.575)	-	1.596.699
Industrial	2.863.086	(261.692)	(486.614)	(260.416)	-	1.854.364
Comercial, serviços e outras atividades	2.172.540	(201.047)	(625.123)	(313.744)	-	1.032.626
Rural	897.606	(83.064)	(71.665)	(131.494)	-	611.383
Poder público	263.827	(24.415)	(52.208)	(38.337)	-	148.867
Iluminação pública	279.767	(25.890)	(80.768)	(40.399)	-	132.710
Serviço público	365.007	(33.778)	(106.599)	(52.695)	-	171.935
Suprimento de energia elétrica	3.136.244	(318.368)	-	(51.960)	-	2.765.916
Contratos bilaterais	2.002.077	(242.828)	-	(34.759)	-	1.724.490
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	663.024	(23.448)	-	(11.511)	-	628.065
CCEAR (leilão)	327.759	(39.753)	-	(5.690)	-	282.316
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.3)	85.986	-	-	-	-	85.986
Regime de cotas	57.398	(12.339)	-	-	-	45.059
Disponibilidade da rede elétrica	6.867.274	(657.679)	(1.643.593)	(1.096.942)	-	3.469.060
Residencial	2.222.621	(209.406)	(624.777)	(371.351)	-	1.017.087
Industrial	1.179.534	(104.588)	(436.421)	(184.179)	-	454.346
Comercial, serviços e outras atividades	1.416.111	(132.444)	(425.030)	(234.558)	-	624.079
Rural	363.296	(34.180)	(28.206)	(61.378)	-	239.532
Poder público	185.383	(17.466)	(35.497)	(31.146)	-	101.274
Iluminação pública	184.530	(17.386)	(53.502)	(30.814)	-	82.828
Serviço público	141.556	(13.337)	(40.160)	(23.647)	-	64.412
Consumidores livres	795.105	(74.912)	-	(135.166)	-	585.027
Rede básica, de fronteira e de conexão	1.411	(133)	-	(240)	-	1.038
Receita de operação e manutenção - O&M	58.578	(25.526)	-	(11.536)	-	21.516
Receita de juros efetivos	319.149	(28.301)	-	(12.927)	-	277.921
Receita de construção	1.097.313	-	-	-	-	1.097.313
Valor justo do ativo indenizável da concessão	47.499	-	-	-	-	47.499
Telecomunicações	512.540	(19.248)	(125.229)	-	(1.884)	366.179
Distribuição de gás canalizado	753.222	(69.382)	(126.530)	-	(124)	557.186
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	985.344	(91.656)	-	-	-	893.688
Outras receitas operacionais	222.329	(29.696)	-	-	(3.278)	189.355
Arrendamentos e aluguéis (31.1)	132.682	(17.722)	-	-	-	114.960
Renda da prestação de serviços	59.280	(7.918)	-	-	(3.278)	48.084
Serviço taxado	18.475	(2.468)	-	-	-	16.007
Outras receitas	11.892	(1.588)	-	-	-	10.304
	23.725.810	(2.117.800)	(4.210.382)	(2.457.562)	(5.286)	14.934.780

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais (31.2)	ISSQN	Receita líquida 31.12.2017
Fornecimento de energia elétrica	8.689.516	(749.683)	(2.039.245)	(1.219.055)	-	4.681.533
Residencial	2.829.626	(242.916)	(771.902)	(433.080)	-	1.381.728
Industrial	2.382.314	(208.226)	(433.088)	(252.531)	-	1.488.469
Comercial, serviços e outras atividades	1.908.426	(163.834)	(548.328)	(291.798)	-	904.466
Rural	772.465	(66.314)	(75.137)	(119.645)	-	511.369
Poder público	236.719	(20.322)	(46.506)	(36.418)	-	133.473
Iluminação pública	244.381	(20.979)	(70.811)	(37.359)	-	115.232
Serviço público	315.585	(27.092)	(93.473)	(48.224)	-	146.796
Suprimento de energia elétrica	3.529.770	(300.003)	-	(53.413)	-	3.176.354
Contratos bilaterais	1.947.862	(203.994)	-	(30.656)	-	1.713.212
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	1.077.943	(45.889)	-	(16.966)	-	1.015.088
CCEAR (leilão)	367.970	(38.537)	-	(5.791)	-	323.642
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.3)	82.160	-	-	-	-	82.160
Regime de cotas	53.835	(11.583)	-	-	-	42.252
Disponibilidade da rede elétrica	6.442.761	(588.290)	(1.488.323)	(748.207)	-	3.617.941
Residencial	2.025.400	(189.915)	(572.269)	(252.691)	-	1.010.525
Industrial	1.076.613	(96.059)	(385.725)	(126.842)	-	467.987
Comercial, serviços e outras atividades	1.310.903	(122.168)	(386.320)	(162.367)	-	640.048
Rural	342.195	(32.056)	(25.811)	(43.365)	-	240.963
Poder público	174.427	(16.355)	(33.384)	(21.922)	-	102.766
Iluminação pública	167.907	(15.744)	(48.668)	(20.935)	-	82.560
Serviço público	126.795	(11.889)	(36.146)	(15.816)	-	62.944
Consumidores livres	663.248	(62.190)	-	(84.633)	-	516.425
Rede básica, de fronteira e de conexão	1.387	(130)	-	(177)	-	1.080
Receita de operação e manutenção - O&M	113.324	(16.733)	-	(7.793)	-	88.798
Receita de juros efetivos	440.562	(25.051)	-	(11.666)	-	403.845
Receita de construção	868.001	-	-	-	-	868.001
Valor justo do ativo indenizável da concessão	57.080	-	-	-	-	57.080
Telecomunicações	426.773	(15.854)	(99.460)	-	(2.507)	308.952
Distribuição de gás canalizado	621.992	(58.959)	(107.912)	-	(306)	454.815
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	767.040	(48.214)	-	-	-	718.826
Outras receitas operacionais	171.356	(27.710)	-	-	(2.575)	141.071
Arrendamentos e aluguéis (31.1)	109.230	(10.956)	-	-	-	98.274
Renda da prestação de serviços	30.247	(5.789)	-	-	(2.575)	21.883
Serviço taxado	15.981	(5.758)	-	-	-	10.223
Outras receitas	15.898	(5.207)	-	-	-	10.691
	21.574.289	(1.788.713)	(3.734.940)	(2.020.675)	(5.388)	14.024.573

31.1 Arrendamentos e aluguéis

31.1.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Equipamentos e estruturas	131.409	106.790
Compartilhamento de instalações	1.003	2.159
Imóveis	270	281
	132.682	109.230

31.1.2 Recebíveis de arrendamentos não canceláveis

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 31.12.2018
Compartilhamento de instalações	1.142	5.710	16.811	23.663

31.2 Encargos setoriais

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (31.2.1)	1.840.283	1.415.738
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	423.098	420.027
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	123.306	117.390
Quota para reserva global de reversão - RGR	48.512	46.825
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	12.211	10.971
Taxa de fiscalização	10.152	9.723
	2.457.562	2.020.674

31.2.1 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE - concessão de distribuição de energia

A CDE foi criada pela Lei n.º 10.438/2002, alterada pela Lei nº 12.783/2013, e para cumprir seus objetivos, tem entre suas fontes de recursos, quotas pagas pelos agentes que negociam energia com o consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas.

Atualmente, a Companhia realiza os pagamentos do encargo CDE Uso, destinada ao custeio dos objetivos da CDE previstos na lei, e a quota anual da CDE Energia, composta por:

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

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

As quotas anuais para cada distribuidora são definidas pela Aneel por meio das resoluções. O saldo em 31.12.2018 é composto da seguinte forma:

Resoluções	Período	31.12.2018
CDE USO		
Resolução Homologatória nº 2.368/2018	Janeiro a agosto	594.972
Resolução Homologatória nº 2.446/2018	Setembro a dezembro	445.075
(-) Liminares	Janeiro a dezembro	(2)
		1.040.045
CONTA ACR		
Resolução Homologatória nº 2.231/2017	Janeiro a dezembro	557.981
		557.981
CDE ENERGIA		
Resolução Homologatória nº 2.202/2017	Janeiro a maio	100.692
Resolução Homologatória nº 2.358/2017	Junho a a dezembro	145.007
(-) Liminares	Janeiro a dezembro	(3.442)
		242.257
		1.840.283

Liminares

Em decorrência de decisões liminares em favor da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - Abrace, da Associação Nacional dos Consumidores de Energia - Anace e de outras associadas, que questionam judicialmente os componentes tarifários da CDE Uso e CDE Energia, a Aneel, pelas Resoluções Homologatórias nºs 1.967/2015, 1.986/2015 e 2.083/2016, homologou o cálculo tarifário, deduzindo estes encargos às associadas daquelas entidades, enquanto vigorarem as liminares concedidas.

Pelo Despacho nº 1.576/2016 é assegurado às distribuidoras associadas o direito do não repasse, deduzindo da parcela da CDE Uso e CDE Energia os valores não arrecadados. Os valores não faturados decorrentes dessas liminares, não impactam o resultado da distribuidora.

31.3 Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS

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

Em 2018, a Aneel homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS por meio da Resolução Homologatória nº 2.402, de 19.06.2018, que autorizou a aplicação do reajuste médio de 15,99% (5,85% em 2017) a ser percebido pelos consumidores, o qual é composto da seguinte forma: 6,52% relativos à inclusão dos componentes financeiros; 0,31% decorrentes da atualização da Parcela B; 7,49% relativos à atualização da Parcela A; e 1,67% que refletem a retirada dos componentes financeiros do processo tarifário anterior.

O reajuste foi aplicado integralmente às tarifas da Copel DIS a partir de 24.06.2018.

32 Custos e Despesas Operacionais

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2018
Energia elétrica comprada para revenda (32.1)	(6.361.178)	-	-	-	(6.361.178)
Encargos de uso da rede elétrica	(1.176.780)	-	-	-	(1.176.780)
Pessoal e administradores (32.2)	(978.878)	(18.460)	(360.447)	-	(1.357.785)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(176.102)	(2.447)	(65.201)	-	(243.750)
Material	(68.920)	(655)	(12.182)	-	(81.757)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(19.729)	-	-	-	(19.729)
Gás natural e insumos para operação de gás	(412.618)	-	-	-	(412.618)
Serviços de terceiros (32.3)	(392.869)	(23.266)	(156.092)	-	(572.227)
Depreciação e amortização	(709.575)	(15)	(26.015)	(13.574)	(749.179)
Perdas de créditos, provisões e reversões (32.4)	18.920	(81.936)	-	(243.681)	(306.697)
Custo de construção (32.5)	(1.052.208)	-	-	-	(1.052.208)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (32.6)	(171.751)	(21.930)	(103.597)	(45.435)	(342.713)
	(11.501.688)	(148.709)	(723.534)	(302.690)	(12.676.621)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2017
Energia elétrica comprada para revenda (32.1)	(6.165.450)	-	-	-	(6.165.450)
Encargos de uso da rede elétrica	(712.030)	-	-	-	(712.030)
Pessoal e administradores (32.2)	(984.011)	(20.435)	(338.898)	-	(1.343.344)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(175.479)	(2.424)	(59.694)	-	(237.597)
Material	(71.535)	(968)	(10.621)	-	(83.124)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(97.360)	-	-	-	(97.360)
Gás natural e insumos para operação de gás	(309.542)	-	-	-	(309.542)
Serviços de terceiros (32.3)	(386.435)	(18.826)	(116.254)	-	(521.515)
Depreciação e amortização	(686.007)	(16)	(32.070)	(13.506)	(731.599)
Perdas de créditos, provisões e reversões (32.4)	122.782	(90.478)	-	(397.843)	(365.539)
Custo de construção (32.5)	(1.003.881)	-	-	-	(1.003.881)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (32.6)	(196.942)	(35.903)	(128.138)	(52.967)	(413.950)
	(10.665.890)	(169.050)	(685.675)	(464.316)	(11.984.931)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2018
Pessoal e administradores (32.2)	(15.144)	-	(15.144)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(2.286)	-	(2.286)
Material	(706)	-	(706)
Serviços de terceiros	(31.465)	-	(31.465)
Depreciação e amortização	(101)	(1.122)	(1.223)
Perdas de créditos, provisões e reversões (32.4)	-	(24.902)	(24.902)
Outras receitas (despesas) operacionais (a)	(17.590)	37.720	20.130
	(67.292)	11.696	(55.596)

(a) Do saldo de R\$ 37.721 na coluna de Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas, R\$ 25.129 referem-se a reconhecimento de crédito tributário, conforme NE nº 33.1.

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2017
Pessoal e administradores (32.2)	(18.455)	-	(18.455)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(1.943)	-	(1.943)
Material	(631)	-	(631)
Serviços de terceiros	(14.265)	-	(14.265)
Depreciação e amortização	(82)	(1.121)	(1.203)
Perdas de créditos, provisões e reversões (32.4)	-	(93.756)	(93.756)
Outras receitas (despesas) operacionais	(24.225)	26.089	1.864
	(59.601)	(68.788)	(128.389)

32.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	2.599.345	2.693.976
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	1.850.021	1.766.091
Itaipu Binacional	1.272.177	1.117.957
Contratos bilaterais	928.741	766.803
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	228.295	217.646
Micro e mini geradores e recompra de clientes	12.373	3.892
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(529.774)	(400.915)
	6.361.178	6.165.450

32.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Pessoal				
Remunerações	5.122	5.913	794.966	806.119
Encargos sociais	1.757	2.038	261.459	266.183
Auxílio alimentação e educação	1.108	1.131	113.177	119.881
Provisão para participação nos lucros e/ou resultados (a)	863	586	91.526	68.817
Programa de desligamentos voluntários	1.656	2.890	69.289	53.468
	10.506	12.558	1.330.417	1.314.468
Administradores				
Honorários	3.553	4.640	21.422	22.895
Encargos sociais	999	1.168	5.695	5.635
Outros gastos	86	89	251	346
	4.638	5.897	27.368	28.876
	15.144	18.455	1.357.785	1.343.344

(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.

32.3 Serviços de terceiros

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Manutenção do sistema elétrico	144.211	135.265
Comunicação, processamento e transmissão de dados	115.397	94.230
Manutenção de instalações	91.872	95.176
Leitura e entrega de faturas	43.968	49.647
Consultoria e auditoria	41.615	21.589
Atendimento a consumidor	34.502	29.789
Outros serviços	100.662	95.819
	572.227	521.515

32.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Provisão para litígios	10.636	93.756	219.636	386.373
Provisão (reversão) de perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos				
Contas a receber vinculadas a indenização da concessão (NE nº 11.1)	-	-	(4.758)	(1.117)
Créditos nas operações de venda e aquisição de gás	-	-	-	(123.586)
Imobilizado (NE nº 18.7)	-	-	(14.162)	1.921
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	14.266	-	96.202	90.478
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	9.779	11.470
	24.902	93.756	306.697	365.539

32.5 Custo de construção

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Material	507.899	387.278
Serviços de terceiros	400.680	437.788
Pessoal	124.469	143.266
Outros	19.160	35.549
	1.052.208	1.003.881

32.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Perdas na desativação e alienação de bens	106.675	58.569
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	105.310	110.971
Tributos	84.492	87.759
Arrendamentos e aluguéis (32.6.1)	40.016	32.037
Indenizações	30.949	45.712
Propaganda e publicidade	22.135	27.768
Perdas na combinação de negócios (NE nº 1.2.3)	3.769	-
Resultado da alienação de investimentos (a)	(8.174)	(28.650)
Outras receitas, custos e despesas, líquidos (b)	(42.459)	79.784
	342.713	413.950

(a) Em 2018, R\$ 11.000 de ganho na alienação da coligada Dois Saltos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica Ltda. e R\$ 2.826 de perda na alienação da controlada em conjunto Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (NE nº 1.2). Em 2017, R\$ 28.650 de ganho na alienação das ações da Companhia de Saneamento do Paraná - Sanepar.

(b) No saldo de 2018 está contida a receita de R\$ 72.068 referente a ressarcimento junto à fornecedores de bens dos parques eólicos do Complexo Brisa.

32.6.1 Arrendamentos e aluguéis

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Imóveis	29.216	29.749
Outros	12.237	3.588
(-) Créditos de PIS e Cofins	(1.437)	(1.300)
	40.016	32.037

32.6.2 Compromissos de arrendamentos e aluguéis

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	31.12.2018
Imóveis	26.457	66.886	178.550	271.893
Veículos	17.003	50.241	-	67.244
Equipamentos	773	2.900	-	3.673
	44.233	120.027	178.550	342.810

No saldo estão contidos valores de arrendamento de terrenos para os quais, após a entrada em operação dos empreendimentos, os pagamentos são variáveis, aplicando um percentual sobre a receita bruta menos as deduções previstas em contrato (impostos, taxas e contribuições).

33 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Receitas financeiras				
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	-	226.050	191.554
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	214.627	141.923	214.627	141.923
Renda de aplicações financeiras	13.589	15.164	98.841	114.523
Reconhecimento de crédito tributário (33.1)	55.096	-	55.096	-
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	43.966	20.493
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	24.658	17.777
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.2)	-	-	1.047	10.813
Outras receitas financeiras	18.417	24.225	149.630	202.227
	301.729	181.312	813.915	699.310
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	184.979	227.543	871.397	993.970
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.2)	-	-	94.319	65.418
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	50.203	12.264
Variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	25.830	51.211	25.830	51.211
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 26.2)	-	-	25.407	34.345
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	23.747	29.622
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	13.636	44.978	13.636	45.196
Outras despesas financeiras	13.910	4.123	147.426	215.724
	238.355	327.855	1.251.965	1.447.750
Líquido	63.374	(146.543)	(438.050)	(748.440)

33.1 Reconhecimento de crédito tributário

Em 14.02.2018, a Receita Federal do Brasil reconheceu crédito tributário no valor atualizado de R\$ 80.225, a favor da Companhia, referente à discussão da tributação de Pasep, no período de julho de 1988 à julho de 1995, provenientes dos efeitos da Resolução do Senado Federal nº 49, de 09.10.1995, que suspendeu os efeitos dos Decretos-lei nºs 2.445/1988 e 2.449/1988, considerados inconstitucionais pelo Supremo Tribunal Federal. Do total reconhecido, R\$ 55.096 foram registrados na receita financeira e R\$ 25.129 em outras receitas operacionais.

34 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.

34.1 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 2018 e de 2017, todas as vendas foram realizadas em território brasileiro, bem como todos os ativos não correntes estão localizados em território nacional.

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

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

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

34.2 Segmentos reportáveis da Companhia

De acordo com o CPC 22/IFRS 8, os segmentos reportáveis da Companhia são:

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

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

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

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

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

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

34.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia elétrica		TEL	GÁS	COM	HOL	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET	DIS						
31.12.2018								
ATIVO TOTAL	18.573.953	12.331.603	1.264.748	675.286	227.287	3.359.407	(502.184)	35.930.100
ATIVO CIRCULANTE	1.722.519	3.971.915	88.239	204.725	181.077	1.214.523	(705.152)	6.677.846
ATIVO NÃO CIRCULANTE	16.851.434	8.359.688	1.176.509	470.561	46.210	2.144.884	202.968	29.252.254
Realizável a Longo Prazo	4.660.867	2.968.282	88.798	466.942	43.564	1.950.280	(164.473)	10.014.260
Investimentos	2.212.271	1.343	-	-	2.442	152.178	-	2.368.234
Imobilizado	9.728.872	-	1.071.489	-	51	40.251	-	10.840.663
Intangível	249.424	5.390.063	16.222	3.619	153	2.175	367.441	6.029.097

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

34.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica			TEL	GÁS	COM	HOL	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS						
	GER	TRA							
31.12.2018									
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.007.565	904.826	9.972.442	421.408	588.532	1.341.162	-	(1.301.155)	14.934.780
Receita operacional líquida com terceiros	2.116.875	680.567	9.932.267	364.741	582.895	1.341.162	-	(83.727)	14.934.780
Receita operacional líquida entre segmentos	890.690	224.259	40.175	56.667	5.637	-	-	(1.217.428)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.619.431)	(561.850)	(9.474.473)	(369.201)	(515.594)	(1.354.578)	(57.993)	1.276.499	(12.676.621)
Energia elétrica comprada para revenda	(417.918)	-	(5.577.719)	-	-	(1.338.473)	-	972.932	(6.361.178)
Encargos de uso da rede elétrica	(408.347)	-	(1.012.062)	-	-	-	-	243.629	(1.176.780)
Pessoal e administradores	(214.855)	(147.139)	(837.728)	(92.472)	(34.896)	(13.734)	(16.961)	-	(1.357.785)
Planos previdenciário e assistencial	(36.379)	(25.884)	(159.842)	(13.892)	(3.881)	(1.507)	(2.365)	-	(243.750)
Material	(11.637)	(5.054)	(60.379)	(1.763)	(2.110)	(65)	(749)	-	(81.757)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(25.367)	-	-	-	-	-	-	5.638	(19.729)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(412.618)	-	-	-	(412.618)
Serviços de terceiros	(119.668)	(33.489)	(339.399)	(91.127)	(17.034)	(1.700)	(32.311)	62.501	(572.227)
Depreciação e amortização	(353.916)	(11.386)	(301.581)	(58.209)	(22.759)	(16)	(1.312)	-	(749.179)
Provisão (reversão) para litígios	18.059	7.879	(222.057)	(12.844)	(154)	9	(10.528)	-	(219.636)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	22.312	-	-	-	-	-	1.648	(5.040)	18.920
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	55.457	(49.486)	(77.985)	(12.749)	(6.017)	(935)	(14.266)	-	(105.981)
Custo de construção	-	(277.259)	(741.855)	-	(13.478)	-	-	(19.616)	(1.052.208)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(127.172)	(20.032)	(143.866)	(86.145)	(2.647)	1.843	18.851	16.455	(342.713)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	5.514	123.676	-	-	-	(15)	6.713	-	135.888
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.393.648	466.652	497.969	52.207	72.938	(13.431)	(51.280)	(24.656)	2.394.047
Receitas financeiras	119.196	29.163	335.377	16.808	29.454	6.065	305.344	(27.492)	813.915
Despesas financeiras	(517.832)	(136.455)	(308.319)	(41.713)	(31.865)	(104)	(243.169)	27.492	(1.251.965)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	995.012	359.360	525.027	27.302	70.527	(7.470)	10.895	(24.656)	1.955.997
Imposto de renda e contribuição social	(327.598)	(75.361)	(148.244)	(2.853)	(10.909)	2.632	41.957	8.383	(511.993)
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	667.414	283.999	376.783	24.449	59.618	(4.838)	52.852	(16.273)	1.444.004

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

34.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.12.2018	Energia elétrica		TEL	GÁS	COM	HOL	Consolidado
	GET	DIS					
Ativos de contrato	-	797.832	-	15.618	-	-	813.450
Imobilizado	1.160.967	-	308.242	-	4	267	1.469.480
Intangível	6.351	-	1.235	-	-	3	7.589

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

35 Instrumentos Financeiros

35.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE	Nível	31.12.2018		31.12.2017	
	nº		Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	1.948.409	1.948.409	1.040.075	1.040.075
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	696	696	687	687
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	343.600	343.600	218.976	218.976
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	10.1 e 10.2	3	1.105.282	1.105.282	987.874	987.874
Contas a receber vinculadas à concessão de transmissão (c)	10.4	1	-	-	99.969	99.969
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (d)	10.6	3	65.811	65.811	68.859	68.859
Outros investimentos temporários (e)		1	11.557	11.557	8.958	8.958
Outros investimentos temporários (e)		2	7.954	7.954	9.769	9.769
			3.483.309	3.483.309	2.435.167	2.435.167
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)		1	203	203	59.372	59.372
Caução STN (f)	22.1	2	89.555	76.524	75.665	57.188
Cientes (a)	7	1	3.107.006	3.107.006	2.994.322	2.994.322
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (g)	8	2	1.445.042	1.546.469	1.516.362	1.620.212
Ativos financeiros setoriais (a)	9	1	678.819	678.819	343.218	343.218
Contas a receber vinculadas à concessão de transmissão (c)	10.4	1	-	-	1.397.430	1.397.430
Contas a receber vinculadas à concessão - RBSE (c)	10.5	1	753.826	753.826	1.418.370	1.418.370
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (h)	10.3	2	625.772	714.880	606.479	694.463
Estado do Paraná - Programas do Governo (a)	15.1	1	-	-	130.417	130.417
			6.700.223	6.877.727	8.541.635	8.714.992
Total dos ativos financeiros			10.183.532	10.361.036	10.976.802	11.150.159
Passivos Financeiros						
Custo amortizado						
Passivos financeiros setoriais (a)	9	1	96.531	96.531	283.519	283.519
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil (f)	13.3	2	86.632	84.383	148.845	142.702
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (f)	13.3	2	518.442	469.304	533.671	431.036
Fornecedores (a)	21	1	1.469.199	1.469.199	1.727.046	1.727.046
Empréstimos e financiamentos (f)	22	2	4.047.307	4.012.621	3.759.505	3.569.856
Debêntures (i)	23	1	7.518.131	7.518.133	6.070.978	6.070.978
Contas a pagar vinculadas à concessão (j)	27	3	584.163	687.869	554.954	645.904
Total dos passivos financeiros			14.320.405	14.338.040	13.078.518	12.871.041

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

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

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

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

A mudança de classificação dos instrumentos financeiros, a partir da adoção do CPC48/IFRS 9, em 1º.01.2018, está descrita na NE nº 4.18.1.

Apuração dos valores justos

- a) Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e de seu prazo de realização.
- b) Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.
- c) Os critérios estão divulgados na NE nº 4.4 destas demonstrações financeiras.
- d) Os ativos de geração têm valores justos similares aos valores contábeis, conforme NE nº 4.4 destas demonstrações financeiras.
- e) Calculado conforme cotações de preço publicadas em mercado ativo, para os ativos classificados como nível 1, e apurado por meio de modelo de avaliação comparativa para os ativos classificados como nível 2.
- f) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, 1,94% a.a. acima da TJLP, para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- g) Utilizada como premissa a comparação com o título Notas do Tesouro Nacional - NTN-B, de longo prazo e pós-fixado, a NTN-B Principal com vencimento em 15.08.2024, que paga em torno de 4,29% a.a. mais IPCA.
- h) Créditos a receber relacionados ao contrato de concessão de prestação de serviço de geração de energia elétrica em regime de cotas, tendo seu valor justo calculado pelo fluxo de entradas de caixa esperado, descontado à taxa estipulada no edital do leilão nº 12/2015 Aneel (9,04%).
- i) Calculado conforme cotação do Preço Unitário - PU em 31.12.2018, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar.
- j) Utilizada a taxa de desconto real e líquida, de 8,13% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.

35.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

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

35.2.1 Risco de crédito

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

Consolidado		
Exposição ao risco de crédito	31.12.2018	31.12.2017
Caixa e equivalentes de caixa (a)	1.948.409	1.040.075
Títulos e valores mobiliários (a)	344.296	219.663
Cauções e depósitos vinculados (a)	89.758	135.037
Clientes (b)	3.107.006	2.994.322
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	1.445.042	1.516.362
Ativos financeiros setoriais (d)	678.819	343.218
Contas a receber vinculadas à concessão (e)	1.859.108	3.903.643
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (f)	625.772	606.479
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (g)	65.811	68.859
Estado do Paraná - Programas do Governo	-	130.417
Mútuo - partes relacionadas	-	38.169
Outros investimentos temporários (h)	19.511	18.727
	10.183.532	11.014.971

- a) A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos, considerando sua política em aplicar praticamente todos os recursos em instituições bancárias federais. Excepcionalmente, por força legal e/ou regulatória, a Companhia aplica recursos em bancos privados considerados de primeira linha.
- b) Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Tal risco está intimamente relacionado a fatores internos e externos à Copel. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gerência de contas a receber, detectando os consumidores inadimplentes, implementando políticas específicas de cobrança e suspendendo o fornecimento e/ou o registro de energia e a prestação do serviço, conforme estabelecido em contrato.
- c) A Administração considera o risco desse crédito reduzido, visto que as amortizações são garantidas com recursos provenientes de dividendos.
- d) A Administração considera reduzido o risco desse crédito, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, correspondente a custos não recuperados por meio de tarifa.
- e) A Administração considera reduzido o risco desse crédito, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, referente aos investimentos em infraestrutura não recuperados por meio da tarifa.
- A Administração também considera o risco de crédito reduzido para o saldo relativo aos ativos RBSE, mesmo observadas as liminares que reduziram provisoriamente a RAP a ser recebida, conforme descrito na NE nº 10.5.
- f) A Administração considera reduzido o risco desse crédito, visto que o contrato celebrado de venda da energia por cotas garante o recebimento de Receita Anual de Geração - RAG que inclui a amortização anual desse valor durante o prazo da concessão.
- g) Para os ativos de concessão de geração, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 596/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do VNR, para fins de indenização. A expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados, conforme descrito na NE nº 10.6.

- h) Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da volatilidade do mercado de ações. Esse tipo de risco envolve fatores externos e vem sendo administrado através de acompanhamento periódico das variações ocorridas no mercado.

35.2.2 Risco de liquidez

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

A Companhia faz a administração do risco de liquidez com um conjunto de metodologias, procedimentos e instrumentos, aplicados ao controle permanente dos processos financeiros, a fim de garantir o adequado gerenciamento dos riscos.

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

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

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

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

A tabela a seguir demonstra valores esperados de liquidação, não descontados, em cada faixa de tempo. As projeções foram efetuadas com base em indicadores financeiros vinculados aos respectivos instrumentos financeiros, previstos nas medianas das expectativas de mercado do Relatório Focus, do Banco Central do Brasil - Bacen, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para o ano seguinte. A partir de 2022, repetem-se os indicadores de 2021 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	Total
31.12.2018							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 22	213.934	178.471	990.005	2.051.613	1.846.702	5.280.725
Debêntures	NE nº 23	74.834	62.755	2.473.208	6.317.116	550.901	9.478.814
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	5.924	11.825	53.605	312.422	1.347.527	1.731.303
Fornecedores	-	1.058.074	211.709	145.317	28.986	25.113	1.469.199
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Selic	5.796	11.660	53.634	18.293	-	89.383
Pert	Selic	3.916	7.889	36.498	223.421	440.857	712.581
Passivos Financeiros Setoriais	Selic	-	-	-	106.796	-	106.796
		1.362.478	484.309	3.752.267	9.058.647	4.211.100	18.868.801

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nºs 22.5 e 23.3, a Companhia e suas controladas têm empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) que podem exigir a antecipação do pagamento dessas obrigações.

Em 31.12.2018, a Copel apresentou um capital circulante líquido negativo de R\$ 265.568 no balanço da Controladora (R\$ 59.385 em 31.12.2017) e de R\$ 17.268 no balanço consolidado (R\$ 408.080 em 31.12.2017). A Administração vem monitorando a evolução da liquidez e adotando ações para equacionamento da capacidade financeira de curto prazo, preservando os programas de investimentos da Companhia, bem como buscando o alongamento da dívida.

35.2.3 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 31.12.2018 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 3,70) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2019 do Relatório Focus do Bacen de 08.02.2019. Para os cenários 1 e 2, foi considerada deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

Risco cambial	Risco	Base 31.12.2018	Cenários projetados - dez.2019		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	89.555	(4.040)	(25.419)	(46.798)
		89.555	(4.040)	(25.419)	(46.798)
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos - STN	Alta do dólar	(104.751)	4.726	(20.281)	(45.287)
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(145.098)	6.546	(28.092)	(62.731)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(66.808)	3.014	(12.935)	(28.883)
		(316.657)	14.286	(61.308)	(136.901)

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 31.12.2018, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela acima, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

b) Risco de taxa de juros e variações monetárias

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

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

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

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

Para o cenário base, foram considerados os saldos existentes nas respectivas contas em 31.12.2018 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação dos indicadores: CDI/Selic - 6,50%, IPCA - 3,87%, IGP-DI - 4,04%, IGP-M - 3,90% e TJLP - 6,50%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2019 do Relatório Focus do Bacen de 08.02.2019, exceto a TJLP, que considera a projeção interna da Companhia.

Para os cenários 1 e 2, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	Base	Cenários projetados - dez.2019		
		31.12.2018	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	344.296	24.100	18.075	12.052
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	203	13	10	7
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Baixa IGP-DI	1.445.042	58.380	43.785	29.190
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	678.819	44.123	33.092	22.062
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	2.484.880	96.165	72.124	48.082
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	65.811	-	-	-
		5.019.051	222.781	167.086	111.393
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(838.657)	(54.513)	(68.141)	(81.769)
BNDES	Alta TJLP	(2.137.966)	(138.968)	(173.710)	(208.452)
BNDES	Alta IPCA	(11.992)	(464)	(580)	(696)
Notas promissórias	Alta CDI	(571.822)	(37.168)	(46.461)	(55.753)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(107.324)	(6.976)	(8.720)	(10.464)
Caixa Econômica Federal	Alta TJLP	(496)	(32)	(40)	(48)
Outros	Sem Risco	(274.299)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(6.535.759)	(424.824)	(531.030)	(637.237)
Debêntures	Alta IPCA	(845.156)	(32.708)	(40.884)	(49.061)
Debêntures	Alta TJLP	(137.216)	(8.919)	(11.149)	(13.378)
Fornecedores - repactuação de gás	Alta IGP-M	(28.670)	(1.118)	(1.398)	(1.677)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(96.531)	(6.275)	(7.843)	(9.412)
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Alta Selic	(86.632)	(5.631)	(7.039)	(8.447)
Pert	Alta Selic	(518.442)	(33.699)	(42.123)	(50.548)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(536.131)	(20.909)	(26.136)	(31.364)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(48.032)	(1.859)	(2.324)	(2.788)
		(12.775.125)	(774.063)	(967.578)	(1.161.094)

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

Além da análise de sensibilidade exigida pela Instrução CVM nº 475/2008, a Companhia avalia seus instrumentos financeiros, considerando os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1). Com base na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto em 31.12.2018, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela acima, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

35.2.4 Risco quanto à escassez de energia

Aproximadamente 64% da capacidade instalada no país atualmente é proveniente de geração hidrelétrica, conforme informado no Banco de Informações de Geração da Aneel, o que torna o Brasil e a região geográfica em que a Companhia opera sujeitos a condições hidrológicas que são imprevisíveis, devido a desvios não cíclicos da precipitação média. Condições hidrológicas extremamente desfavoráveis podem acarretar, entre outras coisas, a implementação de programas abrangentes de economia de eletricidade, tais como racionalização ou até redução obrigatória de consumo, como racionamentos.

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

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE tem mantido os indicadores de risco de déficit de energia dentro da margem de segurança, nas projeções de curto prazo. O mesmo posicionamento é adotado pelo ONS em relação ao risco de déficit no médio prazo, conforme apresentado no Plano da Operação Energética 2018-2022 - PEN 2018.

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

35.2.5 Risco quanto aos impactos do GSF

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

Os contratos necessitam ter lastro. Isto é realizado, sobretudo, por meio de alocação de energia gerada, recebimento do MRE ou compra. O GSF é a relação entre toda a geração hidrelétrica dos participantes do MRE e o somatório da GF de todas as usinas do MRE. Basicamente, o GSF é utilizado para calcular quanto cada usina receberá de geração para lastrear sua GF. Assim, conhecendo o GSF de um dado mês, a Companhia poderá saber se necessitará lastrear seus contratos com compras.

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

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

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

Para os contratos no ACR, a Lei nº 13.203/2015 permitiu aos geradores contratarem seguro da carga, mediante pagamento de um prêmio de risco. A Copel adotou esta abordagem para proteção dos contratos vinculados a energia produzida pelas UHEs Mauá, Santa Clara, Fundão, Baixo Iguaçu e PCH Cavernoso II.

Para o segmento de distribuição, os efeitos do GSF são percebidos nos custos associados às cotas de Itaipu, de Angra e das usinas cujas concessões foram renovadas de acordo com a Lei 12.783/2013, bem

como nos custos dos contratos por disponibilidade celebrados com usinas térmicas. 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.

35.2.6 Risco de não prorrogação das concessões de geração e transmissão

O Decreto nº 9.187, de 1º.11.2017, regulamenta a prorrogação das concessões de geração de energia termelétrica de que trata a Lei nº 12.783/2013. Atualmente, existem dois projetos de lei em andamento que pretendem reduzir o prazo de manifestação de intenção de prorrogação de 60 para 36 meses e acabar com a possibilidade da prorrogação no regime de cotas de garantia física instituído pela citada lei.

Até 2023, duas usinas de geração terão suas concessões vencidas: a Usina Termelétrica de Figueira - UTE Figueira (20 MW), em março de 2019, e a Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - UHE GBM (1676 MW), em setembro de 2023.

Em relação a concessão da UTE Figueira, a Companhia aguarda manifestação do Poder Concedente quanto ao pedido de prorrogação dessa Concessão, requerido em março de 2017. A usina encontra-se em processo de modernização e terá como benefícios diretos a melhora na eficiência energética e a redução das emissões de poluentes na atmosfera, em comparação a antiga planta.

Já com relação a UHE GBM, a Companhia não manifestou interesse pela prorrogação dessa concessão. Segundo a Lei 12.783/2013, a opção pela prorrogação está condicionada a mudança do regime de exploração da usina que pode ocorrer com até 60 meses de antecedência do seu termo final. Estudos internos demonstraram que a prorrogação mediante alteração do regime de exploração antecipado é desvantajosa econômica e financeiramente em relação a exploração da usina no atual regime, até o seu termo final. A usina deverá ser licitada pelo poder concedente podendo a Companhia participar do leilão, caso reúna as condições de habilitação.

Conforme a lei, a Companhia poderá se manifestar sobre a intenção em prorrogar a concessão da UHE São Jorge em 2019, da UHE Apucarantina em 2020, e das UHEs Guaricana e Chaminé em 2021. Caso a Companhia não manifeste interesse pela prorrogação no atual regime, a concessão da UHE São Jorge poderá, ao seu termo final, ser outorgada a Companhia na condição de registro, e as demais concessões, ao seu termo final, deverão ser licitadas pelo Poder Concedente.

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

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

Em 09.12.2015, no quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 46/1999 da Copel DIS, a concessão foi prorrogada, condicionada a parâmetros de qualidade e eficiência na prestação do serviço de distribuição, mensurados por indicadores que consideram a duração e a frequência das interrupções do serviço (DECI e FECI) e a eficiência na gestão econômica e financeira da empresa.

O quinto termo aditivo ao contrato de concessão impõe condicionantes de eficiência econômico-financeira e de qualidade. O descumprimento das condições, por dois anos consecutivos, ou de quaisquer dos limites, ao final dos primeiros cinco anos, acarretará na extinção da concessão (cláusula décima oitava, subcláusula primeira), respeitadas as disposições do contrato, particularmente o direito à ampla defesa e ao contraditório.

O descumprimento dos parâmetros globais de indicadores de continuidade coletivos por dois anos consecutivos ou três vezes em cinco anos, a depender de regulação por parte da Aneel, poderá suscitar a limitação de distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre capital próprio (cláusula segunda, subcláusula oitava), enquanto o descumprimento dos indicadores de sustentabilidade econômico-financeira refletirá na necessidade de aporte de capital dos acionistas controladores (cláusula décima terceira, subcláusula quarta).

A partir do sexto ano subsequente à celebração do contrato, o descumprimento dos critérios de qualidade por três anos consecutivos ou de gestão econômico-financeira por dois anos consecutivos implicará na abertura do processo de caducidade (cláusula décima segunda, subcláusula décima quarta), ocasionando a extinção da concessão.

A tabela a seguir apresenta os parâmetros mínimos de sustentabilidade econômico-financeira definidos para a Copel DIS nos primeiros cinco anos da renovação:

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Realizado	(a)		realizado	
			DECi ^(b)	FECi ^(b)	DECi	FECi
2016			13,61	9,24	10,80	7,14
2017	LAJIDA ≥ 0 ^(d)	661,40	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	LAJIDA (-) QRR ≥ 0 ^{(e) (f)}		11,23	8,24	10,29 ^c	6,20 ^c
2019	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (0,8 * SELIC)$ (e) (g)		10,12	7,74	-	-
2020	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (1,11 * SELIC)$ (e) (g)		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) Dados preliminares.

(d) Lajida regulatório ajustado por eventos não recorrentes (PDV, benefício pós emprego, provisões e reversões) conforme cláusula sexta, anexo III, do Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão.

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

(f) Dado será divulgado nas Demonstrações Contábeis Regulatórias da Copel DIS.

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

35.2.8 Risco de não prorrogação da concessão de distribuição de gás

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

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

35.2.9 Risco de sobrecontratação e subcontratação de energia elétrica

No modelo regulatório vigente, o processo de compra de energia elétrica pelas distribuidoras é regulado pela Lei nº 10.484/2014 e pelo Decreto nº 5.163/2004, que determinam que estas devem adquirir o volume necessário para o atendimento de 100% de seu mercado.

A verificação do atendimento da totalidade do mercado considera o período compreendido pelo ano civil, sendo a diferença entre os custos remunerados pela tarifa e os efetivamente realizados com a compra de energia integralmente repassados aos consumidores cativos, desde que a Distribuidora apresente nível de contratação entre 100% e 105% do seu mercado. Entretanto, caso as distribuidoras apurem níveis de contratação inferiores ou superiores aos limites regulatórios, estas ainda poderão manter a garantia de neutralidade, caso se identifique que tal violação decorre de acontecimentos extraordinários e imprevisíveis, que não permitem gerenciamento por parte do comprador.

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

- Resolução Normativa nº 706/2016, que regulamentou o reconhecimento da sobrecontratação involuntária decorrente da realocação de cotas de garantia física das usinas renovadas de acordo com a Lei nº 12.783/2013;
- Resolução Normativa nº 693/2015, que regulamentou o MCSD-EN, voltado aos contratos provenientes de novos empreendimentos de geração, através do qual se permitiu a realocação de energia entre distribuidoras e geradores;
- Resolução Normativa nº 711/2016 que estabeleceu de critérios e condições para a realização de acordos bilaterais entre distribuidoras e geradores, nas modalidades de redução temporária, total ou parcial da energia contratada, redução permanente, porém parcial do contrato, ou ainda a rescisão contratual;
- Decreto nº 9.143/2017 que, dentre outras medidas, alterou o Decreto nº 5.163/2004, reconhecendo: i) a involuntariedade das exposições contratuais decorrentes da migração de consumidores especiais ao mercado livre, desde que observada pela Aneel a avaliação do máximo esforço pelas distribuidoras; e ii) o direto a redução contratual de leilões de energia existente, dos montantes relativos à migração de consumidores especiais ao mercado livre. Os contratos elegíveis são aqueles decorrentes dos leilões de energia existente realizados após junho de 2016, conforme Resolução Normativa nº 726/2016; e
- Resolução Normativa nº 824/2018 que regulamentou e estabeleceu os critérios para processamento do Mecanismo de Venda de Excedentes de energia elétrica pelas distribuidoras.

Em relação a contratação de 2018, preliminarmente, ainda em 2017, e longo do ano de 2018, os indicadores da Copel Distribuição frequentemente apontavam para cenários de sobrecontratação. Neste período prevaleceu a constante vigilância dos indicadores dos níveis de contratação, sendo necessárias ações mitigadoras.

Foram utilizadas todas as ferramentas disponíveis para o gerenciamento da contratação pela Distribuidora, buscando desta forma atender à exigência de empenhar o máximo esforço para adequar seu nível de contratação aos limites regulatórios. Neste contexto, podemos destacar as seguintes ações:

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

De acordo com os dados mais atualizados de mercado, a Copel Distribuição encerrou o ano de 2018 dentro dos limites regulatórios de contratação de 100% a 105%, garantindo assim a neutralidade dos custos associados a compra de energia.

35.2.10 Risco quanto à escassez de gás

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

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

O contrato de fornecimento de gás natural entre o Brasil e a Bolívia tem validade de 20 anos, com vencimento previsto para 2019. Devido a não utilização de todo o gás natural contratado nos últimos anos, o Ministério de Minas e Energia considera a ampliação do prazo deste contrato em dois anos em seu Planejamento Decenal. Em caso de não renovação desse contrato, atualmente centralizado na Petrobras, os consumidores diretos ou as distribuidoras estaduais deverão negociar diretamente o suprimento do combustível com produtores, importadores ou comercializadores de gás natural.

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

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

Existem, ainda, projetos de novas estações de regaseificação em todas as regiões brasileiras, sendo que as estações localizadas no sul têm capacidade para atender o consumo dessa região do país sem necessidade de grandes investimentos em infraestrutura de transporte e reduzindo o nível de utilização da capacidade do ramal Sul do Gasbol, o que possibilitaria o aumento da oferta de gás natural no Paraná.

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

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

35.2.11 Risco de não performance dos empreendimentos eólicos

Os contratos de autorização de geração de energia por fonte eólica estão sujeitos à cláusulas de performance, as quais preveem uma geração mínima anual e quadrienal da garantia física comprometida no leilão. Os empreendimentos estão sujeitos a fatores climáticos associadas às incertezas da velocidade de vento, e o não atendimento do que está disposto no contrato pode comprometer receitas futuras da Companhia.

35.2.12 Risco relacionado ao preço nas operações de compra e venda de energia em mercado ativo

A Companhia opera no mercado de compra e venda de energia em mercado ativo (NE nº 4.15), com objetivo alcançar resultados com as variações do preço de energia, respeitados os limites de risco pré-estabelecidos pela Administração. Esta atividade, portanto, expõe a Companhia ao risco do preço futuro da energia.

As operações de compra e venda de energia são reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, tendo como base a diferença entre o preço contratado e o preço de mercado das operações na data do balanço.

Baseado nos valores nocionais de R\$ 222.928 para contratos de compra e de R\$ 95.382 para contratos de venda de energia elétrica, em aberto em 31.12.2018, o valor justo foi estimado utilizando os preços definidos internamente pela Companhia na última semana de dezembro de 2018, que representavam a melhor estimativa do preço de mercado futuro. A taxa de desconto utilizada tem como referência a taxa de retorno das NTN-B divulgada pela Anbima, em 31.12.2018, ajustada pelo risco de crédito.

Os saldos patrimoniais, referentes à estas transações em aberto em 31.12.2018, estão abaixo apresentados.

Consolidado	31.12.2018		
	Ativo	Passivo	Saldo líquido
Circulante	10.748	(6.991)	3.757
Não circulante	4.045	(4.016)	29
	14.793	(11.007)	3.786

Análise de sensibilidade sobre as operações de compra e venda de energia em mercado ativo

O principal fator de risco é a exposição à variação dos preços de mercado da energia. A variação da taxa de desconto não impacta de forma relevante o valor justo apurado, tendo em vista principalmente o horizonte de curto prazo para a liquidação dos contratos.

As análises de sensibilidade foram preparadas de acordo com a Instrução CVM nº 475/08, considerando, para os cenários 1 e 2, a elevação ou queda de 25% e 50% nos preços futuros, aplicados sobre os preços de mercado de 31.12.2018. Os resultados obtidos são estes:

Consolidado	Variação no preço	Base 31.12.2018	Cenários projetados	
			Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) não realizados em operações compra e venda de energia em mercado ativo	Elevação	3.786	31.356	58.926
	Queda	3.786	(23.784)	(51.354)

35.3 Gerenciamento de capital

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

A Companhia monitora o capital usando um índice representado pela dívida líquida consolidada ajustada, dividido pelo Lucro Antes dos Juros, Imposto de Renda, Depreciação e Amortização - Lajida (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization - Ebitda*) consolidado ajustado dos últimos doze meses. A meta corporativa estabelecida no planejamento estratégico prevê a manutenção anual do índice abaixo de 3,5, sendo que a eventual expectativa de não conformidade daquele indicador enseja ações por parte da Administração no intuito de corrigir o curso das apurações até o final de cada exercício.

Em 31.12.2018, o índice realizado está demonstrado a seguir:

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Empréstimos e financiamentos	4.047.307	3.759.505
Debêntures	7.518.131	6.070.978
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(1.948.409)	(1.040.075)
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	(124.862)	(1.341)
(-) Títulos e valores mobiliários (não circulante)	(119.574)	(112.604)
(-) Caução STN	(89.555)	(75.665)
Dívida líquida ajustada	9.283.038	8.600.798
Lucro líquido	1.444.004	1.118.255
Equivalência patrimonial	(135.888)	(101.739)
IRPJ e CSLL diferidos	(68.072)	(105.257)
Provisão para IRPJ e CSLL	580.065	379.943
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	438.050	748.440
Depreciação e Amortização	749.179	731.599
Ebitda ajustado	3.007.338	2.771.241
Dívida Líquida Ajustada / Ebitda ajustado	3,09	3,10

35.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

Endividamento	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Empréstimos e financiamentos	903.385	986.112	4.047.307	3.759.505
Debêntures	1.538.080	1.215.481	7.518.131	6.070.978
(-) Caixa e equivalentes de caixa	315.003	56.833	1.948.409	1.040.075
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	123.560	90	124.862	1.341
Dívida líquida	2.002.902	2.144.670	9.492.167	8.789.067
Patrimônio líquido	16.032.925	15.207.842	16.336.214	15.510.503
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,12	0,14	0,58	0,57

36 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Controlador								
Estado do Paraná - dividendos	-	-	112.196	85.710	-	-	-	-
Repasse CRC (NE nº 8)	1.445.042	1.516.362	-	-	188.797	90.712	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	10.353	168.405	-	-	-	-	-	-
Obras da Copa do Mundo de 2014 (NE nº 15.1.2)	-	14.266	-	-	-	-	-	-
Programa Morar Bem Paraná	-	261	-	-	-	1.165	-	-
Empregados cedidos (b)	1.248	56	-	-	-	-	-	-
Serviços de telecomunicações (c)	15.788	28.750	-	-	41.375	40.396	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (d)	-	-	181	-	-	-	(1.559)	(1.752)
Entidades com influência significativa								
BNDES e BNDESPAR - dividendos (e)	-	-	80.144	59.366	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 22)	-	-	2.208.920	1.576.660	-	-	(131.379)	(140.537)
Debêntures - Compagás (NE nº 23)	-	-	17.651	42.675	-	-	(2.625)	(5.242)
Debêntures - eólicas (NE nº 23) (f)	-	-	268.286	281.448	-	-	(30.316)	(30.540)
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (c) (g)	-	24	273	-	4.200	3.699	(5.227)	(1.783)
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	144	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos	-	12.095	-	-	-	-	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso (NE nº 15.4)	-	38.169	-	-	294	3.513	-	-
Dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
Caiuá Transmissora de Energia (h) (i) (j)	329	320	285	271	4.250	3.792	(14.869)	(13.700)
Dividendos	3.316	1.991	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (h) (j)	-	-	58	43	-	-	(1.797)	(1.468)
Dividendos	6.033	4.012	-	-	-	-	-	-
Matrinchã Transmissora de Energia (h) (j)	-	-	316	220	-	-	(9.514)	(6.636)
Dividendos	21.470	36.840	-	-	-	-	-	-
Guaraciaba Transmissora de Energia (h) (j)	-	-	136	74	-	-	(4.475)	(3.202)
Dividendos	15.869	11.541	-	-	-	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia (h)	-	-	212	159	-	-	(6.595)	(3.642)
Dividendos	8.544	7.093	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia (h)	-	-	170	-	-	-	(1.618)	-
Dividendos	1.461	2.146	-	-	-	-	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissão (h)	5.126	78	-	-	6.600	1.950	-	-
Dividendos	-	3.264	-	-	-	-	-	-
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (k)	-	-	1.436	1.436	-	-	(16.903)	(17.031)
Foz do Chopim Energética Ltda. (c) (h)	193	163	-	-	2.668	2.063	-	-
Dividendos	18.071	-	-	-	-	-	-	-
Aquisição de projetos de usinas	-	-	19.461	-	-	-	-	-
Sercomtel S.A. Telecomunicações (c) (l)	2.226	3.778	-	-	8.051	8.153	(4)	(4)
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 32.2)	-	-	-	-	-	-	(27.368)	(28.876)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	-	-	-	-	(1.725)	(1.690)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel (c)	20	38	-	-	299	316	-	-
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	312	349	-	-	(15.396)	(16.347)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	968.763	866.103	-	-	-	-
Lactec (m)	-	-	1.601	1.762	-	-	(4.026)	(15.912)

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

Em março de 2018 foi quitado o montante de R\$ 159.274. Sobre o valor do principal houve incidência de juros, multa e atualização monetária que, em 31.12.2018, totalizam R\$ 158.849. Para esses encargos, incidentes sobre as faturas de consumo de energia elétrica do período de setembro de 2010 a junho de 2015, foi ajuizada, em 05.11.2018, ação monitória em face do Estado do Paraná, responsável pelo pagamento das faturas nos termos da Lei Estadual nº 14.087/2003. Ressaltamos que apesar das tratativas mantidas pela Administração, buscando o equacionamento desta dívida, ainda persistem incertezas quanto à realização deste ativo e portanto, face a tal condição, este valor não foi contabilizado, em atendimento ao que dispõem as normas contábeis vigentes. Considerando o tratamento tributário a ser aplicado, conforme determina a Receita Federal do Brasil na Instrução Normativa nº 1.753/2017, a Companhia efetuou a tributação sobre essa receita.

A Administração reforça que está envidando todos os esforços necessários e tomando todas as medidas cabíveis para preservação dos interesses da Companhia.

- b)** Ressarcimento do valor correspondente a remuneração e encargos sociais de empregados cedidos ao Estado do Paraná. Os saldos apresentados são líquidos de Perdas de crédito esperadas.
- c)** Receita da Copel TEL proveniente de serviços de telecomunicações e arrendamentos de equipamentos e infraestrutura.
- d)** O Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar é uma unidade complementar do Serviço Social Autônomo Paraná Tecnologia, vinculado à Secretaria de Estado da Ciência, Tecnologia e Ensino Superior. O Simepar manteve contratos com a Copel de prestação de serviços de previsão do tempo, laudos meteorológicos, análise de ampicidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.
- e)** O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, que possui ações da Copel (NE nº 30.1). Em 22.12.2018 encerrou a vigência do acordo de acionista entre o Estado do Paraná e o BNDESPAR, assinado em 22.12.1998.
- f)** O BNDES e a BNDESPAR adquiriram o total das debêntures emitidas pelas controladas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel (NE nº 23).
- g)** Saneamento básico prestado pela Sanepar.
- h)** Encargos de uso do Sistema de Transmissão e receita proveniente de contratos de operação e manutenção, de prestação de serviço de engenharia e de compartilhamento de instalações com a Copel GeT.

- i) A Copel DIS mantém Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT com a Caiuá Transmissora de Energia, com vencimento até a extinção da concessão da distribuidora ou da transmissora, o que ocorrer primeiro.
- j) A Copel DIS mantém Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - Cust com o ONS e com as concessionárias de transmissão de energia, o qual tem por objeto a contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão - Must. A contratação é de caráter permanente e é regulamentada pela Resolução Normativa Aneel nº 666/2015. Os montantes são definidos para os quatro anos subsequentes, com revisões anuais.
- k) Contrato de compra e venda de energia, realizado entre a Dona Francisca Energética e a Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.
- l) Contrato de compartilhamento de postes, realizado entre a Sercomtel S.A. Telecomunicações e a Copel DIS.
- m) O Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec é uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público - Oscip, na qual a Copel é uma associada. O Lactec mantém contratos de prestação de serviços e de pesquisa e desenvolvimento com a Copel GeT e com a Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel.

As transações decorrentes das operações em ambiente regulado são faturadas de acordo com os critérios e definições estabelecidos pelos agentes reguladores.

36.1 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 22 e 23.

A Copel forneceu garantias financeiras, na modalidade de carta fiança corporativa, para contratos de compra de energia elétrica efetuados pela Copel GeT, no total de R\$ 3.246 (R\$ 3.645 em 2017) e efetuados pela Copel Energia, no total de R\$ 79.358 (R\$ 49.584 em 2017).

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 31.12.2018	% participação	Valor aval/fiança
(1) Caiuá Transmissora	Financiamento	23.12.2013	15.02.2029	84.600	64.643	49,0	35.843
(2) Guaraciaba Transmissora	Financiamento	28.09.2016	15.01.2031	440.000	510.075	49,0	191.133
(3) Integração Maranhense	Financiamento	30.12.2013	15.02.2029	142.150	104.570	49,0	58.797
(4) Mata de Santa Genebra	Financiamento	30.11.2017	15.07.2033	1.018.500	968.614	50,1	353.205
(5) Matrinchã Transmissora	Financiamento	27.12.2013	15.05.2029	691.440	550.181	49,0	284.036
(6) Matrinchã Transmissora	Debêntures	15.05.2016	15.06.2029	180.000	203.327	49,0	97.740
(7) Paranaíba Transmissora	Financiamento	21.10.2015	15.10.2030	606.241	559.720	24,5	143.925
(8) Paranaíba Transmissora	Debêntures	15.01.2017	15.03.2028	120.000	109.102	24,5	26.041
(9) Voltália São Miguel do Gostoso Participações S.A. (a)	Debêntures	15.01.2016	15.12.2028	57.000	49.424	49,0	26.569
(10) Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	60.303	49,0	26.829
(11) Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	70.000	56.547	49,0	26.827
(12) Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	59.234	49,0	25.220
(13) Usina de Energia Eólica São João S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	68.000	55.074	49,0	25.569
(14) Cantareira Transmissora de Energia	Financiamento	28.12.2016	15.09.2032	426.834	471.449	49,0	208.101
(15) Cantareira Transmissora de Energia	Debêntures	09.01.2018	15.08.2032	100.000	107.059	49,0	49.000
							1.578.835

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

Instituição financeira financiadora:

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

Destinação: programa de investimentos

Aval / Fiança:

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

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

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

Seguro Garantia de Fiel Cumprimento	Término da vigência	Importância segurada	% aval Copel GeT	Valor do aval
Matrinchã Transmissora	31.03.2019	90.000	49,0	44.100
Guaraciaba Transmissora	30.04.2019	47.000	49,0	23.030
Mata de Santa Genebra	29.11.2019	78.300	50,1	39.228
Cantareira Transmissora	31.08.2019	31.200	49,0	15.288
				121.646

37 Compromissos

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

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Contratos de compra e transporte de energia	140.638.024	118.588.046
Aquisição de ativo imobilizado		
Construção de linhas de transmissão e subestações	214.086	292.601
Construção da usina UHE Colíder	36.303	42.653
Construção da usina UHE Baixo Iguaçu	202.668	193.156
Construção das usinas do empreendimento eólico Cutia	40.392	701.191
Obras de telecomunicações	115.710	131.557
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	528.109	161.337
Obrigações de compra de gás	1.339.848	2.346.064

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	24.08.2019	2.226.749
Riscos Operacionais - UHE Colíder	01.11.2019	988.398
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	30.11.2019	849.558
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	23.11.2019	799.290
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2019	770.713
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2019	619.414
Riscos Operacionais - São Bento	27.06.2019	489.357
Riscos Operacionais - Elejor	11.03.2019	395.100
Garantia Judicial - Procuradoria Geral da Fazenda Nacional	10.05.2020	326.712

(a) O valor da importância segurada de Riscos Operacionais - UEG Araucária foi convertido de dólar para real com a taxa do dia 31.12.2018, de R\$ 3,8748.

Além dos seguros relacionados, a Companhia e suas controladas contratam outras apólices de seguros com menores valores, tais como: seguro D&O, responsabilidade civil geral, garantia de pagamento, riscos diversos, transporte nacional e internacional, seguro de vida, seguro aeronáutico e seguro de veículos. Os seguros de garantia contratados pelas controladas, pelos empreendimentos controlados em conjunto e pelas coligadas possuem como avalista a Copel e/ou a Copel GeT, no limite de sua participação em cada empreendimento.

39 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

39.1 Transações que não envolvem caixa

Dentre as movimentações ocorridas na rubrica de ativos de contrato, especificadas nas NEs nº 11.1 e 11.2, as aquisições totalizaram R\$ 813.450. Deste valor, R\$ 50.927 correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do exercício.

Conforme a NE nº 17.1, o total dos aportes na rubrica de investimentos foi de R\$ 645.158 na Controladora e R\$ 87.781 no Consolidado. Nestes montantes está incluso o valor de R\$ 36.224, correspondente a um aumento de capital na controlada em conjunto Voltália São Miguel do Gostoso I, cuja integralização ocorreu mediante a conversão e consequente quitação do contrato de mútuo existente entre a Copel e a mencionada investida.

Por sua vez, de acordo com as informações constantes na NE nº 18.2, as aquisições de imobilizado totalizaram R\$ 1.455.318. Deste valor, R\$ 71.454 corresponde ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do exercício.

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

40 Eventos subsequentes

40.1 SPE Uirapuru Transmissora de Energia S.A.

Em março de 2019 a Copel GeT assinou Contrato de Compra e Venda de Ações - CCVA com a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás e a Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social - ELOS para transferência de 100% das ações da SPE Uirapuru Transmissora de Energia S.A., condicionada a aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE. A Companhia aguarda o cumprimento das condições suspensivas para que em até 15 dias úteis obtenha o controle da empresa.

40.2 Entrada em operação comercial de empreendimentos

Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu

Em 08.02.2019, entrou em operação comercial a primeira unidade geradora, de 116,7 MW de capacidade instalada, conforme Despacho Aneel nº 384/2019, e em 21.02.2019, a segunda unidade geradora, de 116,7 MW de capacidade instalada, conforme Despacho Aneel nº 461/2019.

Usina Hidrelétrica Colíder

Em 09.03.2019 entrou em operação comercial a primeira unidade geradora, de 100 MW de potência instalada, conforme Despacho Aneel nº 673/2019.

Complexo Eólico Cutia e Bento Miguel

Em janeiro de 2019 entrou em operação comercial o parque eólico Paraíso dos Ventos do Nordeste, pertencente ao Complexo Cutia.

Em janeiro e fevereiro de 2019 entraram em operação os parques eólicos do Complexo Bento Miguel, exceto São Bento do Norte III que encontra-se em comissionamento.

SPE Mata de Santa Genebra

Em 25.02.2019 foram concluídas todas as etapas programadas para o período de operação em testes da subestação Santa Bárbara d'Oeste, pertencente à SPE Mata de Santa Genebra, permitindo o funcionamento em regime de operação comercial dessa subestação. A SPE Mata de Santa Genebra ainda aguarda a emissão do Termo de Liberação Provisória (TLP) por parte do ONS, sem prejuízo da data já iniciada da operação comercial. O TLP proporcionará à SPE Mata de Santa Genebra o recebimento de uma parcela da Receita Anual Permitida - RAP, relacionada à subestação Santa Bárbara d'Oeste, no montante de R\$ 10.800. A RAP total prevista para o empreendimento é de R\$ 233.800.