

Companhia Paranaense de Energia

CNPJ Nº 76.483.817/0001-20
Companhia de Capital Aberto - CVM 1431-1
www.copel.com copel@copel.com
Rua Coronel Dulcídio, 800, Batel - Curitiba - PR
CEP 80420-170

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

INTERMEDIÁRIAS

Março/2021

SUMÁRIO

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS	3
Balanços Patrimoniais	3
Demonstrações de Resultados	5
Demonstrações de Resultados Abrangentes	6
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido	7
Demonstrações dos Fluxos de Caixa	8
Demonstrações do Valor Adicionado	10
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS	12
1 Contexto Operacional	12
2 Concessões e Autorizações	20
3 Base de Preparação	24
4 Principais Políticas Contábeis	27
5 Caixa e Equivalentes de Caixa	27
6 Títulos e Valores Mobiliários	28
7 Clientes	29
8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	30
9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos	31
10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão	33
11 Ativos de contrato	34
12 Outros Créditos	36
13 Tributos	37
14 Despesas Antecipadas	42
15 Partes Relacionadas	42
16 Depósitos Judiciais	43
17 Investimentos	44
18 Imobilizado	47
19 Intangível	50
20 Obrigações Sociais e Trabalhistas	51
21 Fornecedores	51
22 Empréstimos e Financiamentos	52
23 Debêntures	56
24 Benefícios Pós-emprego	58
25 Encargos Setoriais a Recolher	60
26 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	60
27 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão	61
28 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos	61
29 Outras Contas a Pagar	64
30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente	64
31 Patrimônio Líquido	68
32 Receita Operacional Líquida	69
33 Custos e Despesas Operacionais	72
34 Resultado Financeiro	75
35 Segmentos Operacionais	76
36 Instrumentos Financeiros	79
37 Transações com Partes Relacionadas	95
38 Compromissos	98
39 Seguros	99
40 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa	99
41 Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas	100
42 Eventos subsequentes	103
COMENTÁRIO DO DESEMPENHO	105
1 Linhas de Distribuição	105
2 Mercado de Energia	105
3 Administração	109
4 Relações com o Mercado	110
5 Tarifas	111
6 Resultado Econômico-Financeiro	112
COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA	115
RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS	116
PARECER DO CONSELHO FISCAL	118
DECLARAÇÃO	119

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS
Balancos Patrimoniais

em 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020

em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2021	31.12.2020	31.03.2021	31.12.2020
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	5	128.678	42.700	2.924.126	3.222.768
Títulos e valores mobiliários	6	90	90	1.505	1.465
Cauções e depósitos vinculados		-	-	224	197
Clientes	7	-	-	3.631.671	3.768.242
Dividendos a receber		1.005.101	1.290.114	68.863	67.066
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	298.440	287.789	298.440	287.789
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	388.308	173.465
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	5.186	4.515
Ativos de contrato	11	-	-	268.759	285.682
Outros créditos	12	1.278	1.025	554.596	514.185
Estoques		-	-	159.094	162.791
Imposto de renda e contribuição social		111.045	12.171	176.428	86.410
Outros tributos a recuperar	13.2	-	-	1.661.458	1.565.323
Despesas antecipadas	14	-	150	32.274	36.987
Partes relacionadas	15	33.070	40.298	1.059	-
		1.577.702	1.674.337	10.171.991	10.176.885
Ativos classificados como mantidos para venda	41	761.141	758.742	1.261.299	1.230.546
		2.338.843	2.433.079	11.433.290	11.407.431
NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	302.643	299.065
Outros investimentos temporários		20.538	22.385	20.538	22.385
Cauções e depósitos vinculados	22.1	-	-	147.905	133.521
Clientes	7	-	-	49.732	51.438
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	1.129.585	1.104.835	1.129.585	1.104.835
Depósitos judiciais	16	125.126	125.738	491.049	486.746
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	129.436	173.465
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	1.964.370	1.897.825
Ativos de contrato	11	-	-	5.535.218	5.207.115
Outros créditos	12	7.444	7.443	818.924	845.460
Imposto de renda e contribuição social		-	117.682	54.755	137.778
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.1	297.694	282.132	1.235.620	1.191.104
Outros tributos a recuperar	13.2	88.443	88.331	4.572.412	4.539.498
Despesas antecipadas	14	-	-	44	44
Partes relacionadas	15	157.217	140.337	-	-
		1.826.047	1.888.883	16.452.231	16.090.279
Investimentos	17	19.442.439	18.807.102	2.814.120	2.729.517
Imobilizado	18	2.787	2.725	9.395.356	9.495.460
Intangível	19	2.237	2.041	6.913.972	6.929.456
Direito de uso de ativos	28	3.535	962	195.177	132.521
		21.277.045	20.701.713	35.770.856	35.377.233
TOTAL DO ATIVO		23.615.888	23.134.792	47.204.146	46.784.664

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias

Balancos Patrimoniais

em 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020 (continuação)

em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2021	31.12.2020	31.03.2021	31.12.2020
CIRCULANTE					
Obrigações sociais e trabalhistas	20	18.584	16.759	743.378	684.046
Partes relacionadas	15	285.755	283.650	-	-
Fornecedores	21	5.134	3.184	2.036.920	2.291.307
Imposto de renda e contribuição social		-	-	817.502	681.831
Outras obrigações fiscais	13.2	1.137	952	430.859	490.608
Empréstimos e financiamentos	22	2.251	512.086	203.898	717.677
Debêntures	23	1.519	301.972	1.565.629	1.881.411
Dividendos a pagar		2.437.581	944.274	2.480.705	991.887
Benefícios pós-emprego	24	220	226	69.196	69.231
Encargos setoriais a recolher	25	-	-	31.002	33.712
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26	-	-	434.698	380.186
Contas a pagar vinculadas à concessão	27	-	-	96.646	88.951
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	90.582	188.709
Passivo de arrendamentos	28	328	279	41.826	41.193
Outras contas a pagar	29	583	567	251.661	235.400
PIS e Cofins a restituir para consumidores	13.2.1	-	-	122.440	121.838
		2.753.092	2.063.949	9.416.942	8.897.987
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	41	-	-	786.892	756.405
		2.753.092	2.063.949	10.203.834	9.654.392
NÃO CIRCULANTE					
Partes relacionadas	15	5.851	5.851	-	-
Fornecedores	21	-	-	142.218	145.145
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.1	-	-	514.598	484.338
Outras obrigações fiscais	13.2	3.033	2.978	613.595	622.483
Empréstimos e financiamentos	22	792.664	266.682	2.955.474	2.470.854
Debêntures	23	499.692	499.317	4.910.741	4.876.070
Benefícios pós-emprego	24	10.079	9.929	1.436.218	1.424.383
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26	-	-	249.222	284.825
Contas a pagar vinculadas à concessão	27	-	-	687.627	642.913
Passivo de arrendamentos	28	3.236	707	159.998	97.168
Outras contas a pagar	29	7.876	1.936	434.972	469.886
PIS e Cofins a restituir para consumidores	13.2.1	-	-	3.817.773	3.805.985
Provisões para litígios	30	302.858	324.332	1.539.633	1.555.704
		1.625.289	1.111.732	17.462.069	16.879.754
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Atribuível aos acionistas da empresa controladora					
Capital social	31.1	10.800.000	10.800.000	10.800.000	10.800.000
Ajustes de avaliação patrimonial	31.2	340.538	353.349	340.538	353.349
Reserva legal		1.209.458	1.209.458	1.209.458	1.209.458
Reserva de retenção de lucros		6.088.855	6.088.855	6.088.855	6.088.855
Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas	31.4	-	1.507.449	-	1.507.449
Lucros acumulados		798.656	-	798.656	-
		19.237.507	19.959.111	19.237.507	19.959.111
Atribuível aos acionistas não controladores	17.2.2	-	-	300.736	291.407
		19.237.507	19.959.111	19.538.243	20.250.518
TOTAL DO PASSIVO		23.615.888	23.134.792	47.204.146	46.784.664

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias

Demonstrações de Resultados

dos períodos findos em 31 de março de 2021 e de 2020
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2021	Reapresentado 31.03.2020	31.03.2021	Reapresentado 31.03.2020
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE					
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	32	-	-	4.985.793	4.066.687
Custos Operacionais	33	-	-	(3.723.177)	(2.950.489)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		-	-	1.262.616	1.116.198
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	33	-	-	(49.450)	(48.615)
Despesas gerais e administrativas	33	(16.948)	(19.281)	(197.990)	(167.870)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	33	(13.796)	(8.146)	(55.690)	(75.697)
Resultado da equivalência patrimonial	17	654.695	503.544	86.734	22.872
		623.951	476.117	(216.396)	(269.310)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		623.951	476.117	1.046.220	846.888
Resultado Financeiro	34				
Receitas financeiras		124.295	45.839	268.329	209.070
Despesas financeiras		(12.014)	(20.287)	(287.461)	(293.923)
		112.281	25.552	(19.132)	(84.853)
LUCRO OPERACIONAL		736.232	501.669	1.027.088	762.035
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	13.3				
Imposto de renda e contribuição social		-	(3.474)	(282.105)	(257.315)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		15.562	4.165	14.256	33
		15.562	691	(267.849)	(257.282)
LUCRO LÍQUIDO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		751.794	502.360	759.239	504.753
OPERAÇÕES DESCONTINUADAS					
Lucro líquido proveniente de operações descontinuadas		34.051	9.910	35.935	6.163
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		785.845	512.270	795.174	510.916
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade		-	-	751.794	502.360
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas		-	-	34.051	9.910
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade	17.2.2	-	-	9.329	(1.354)
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - OPERAÇÕES CONTINUADAS - em reais	31.3				
Ações ordinárias		0,26239	0,17533		
Ações preferenciais classe "A"		0,28863	0,19287		
Ações preferenciais classe "B"		0,28863	0,19287		
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	31.3				
Ações ordinárias		0,27427	0,17879		
Ações preferenciais classe "A"		0,30170	0,19667		
Ações preferenciais classe "B"		0,30170	0,19667		

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias

Demonstrações de Resultados Abrangentes
dos períodos findos em 31 de março de 2021 e de 2020
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2021	31.03.2020	31.03.2021	Reapresentado 31.03.2020
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		785.845	512.270	795.174	510.916
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		-	-	-	-
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO		785.845	512.270	795.174	510.916
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade				751.794	502.360
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas				34.051	9.910
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade				9.329	(1.354)

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido

dos períodos findos em 31 de março de 2021 e de 2020
em milhares de reais

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora							Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros			Lucros acumulados			
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas				
Saldo em 1º de janeiro de 2021		10.800.000	680.364	(327.015)	1.209.458	6.088.855	1.507.449	-	19.959.111	291.407	20.250.518
Lucro líquido do período		-	-	-	-	-	-	785.845	785.845	9.329	795.174
Resultado abrangente total do período		-	-	-	-	-	-	785.845	785.845	9.329	795.174
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	31.2	-	(12.811)	-	-	-	-	12.811	-	-	-
Dividendos	31.4	-	-	-	-	-	(1.507.449)	-	(1.507.449)	-	(1.507.449)
Saldo em 31 de março de 2021		10.800.000	667.553	(327.015)	1.209.458	6.088.855	-	798.656	19.237.507	300.736	19.538.243

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora							Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros			Lucros acumulados			
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros					
Saldo em 1º de janeiro de 2020		10.800.000	739.994	(148.067)	1.014.248	4.846.239	-	17.252.414	345.798	17.598.212	
Lucro líquido do período		-	-	-	-	-	512.270	512.270	(1.354)	510.916	
Resultado abrangente total do período		-	-	-	-	-	512.270	512.270	(1.354)	510.916	
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos		-	(16.040)	-	-	-	16.040	-	-	-	
Saldo em 31 de março de 2020		10.800.000	723.954	(148.067)	1.014.248	4.846.239	528.310	17.764.684	344.444	18.109.128	

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos períodos findos em 31 de março de 2021 e de 2020

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.03.2021	Reapresentado 31.03.2020	31.03.2021	Reapresentado 31.03.2020
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do período proveniente de operações em continuidade		751.794	502.360	759.239	504.753
Lucro líquido (prejuízo) do período proveniente de operações descontinuadas		34.051	9.910	35.935	6.163
Lucro líquido do período		785.845	512.270	795.174	510.916
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do período com a geração de caixa das atividades operacionais:					
Encargos, variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas		(99.496)	8.711	109.984	184.806
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	10.3	-	-	(30.795)	(20.200)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	11.3	-	-	(198.289)	(109.468)
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS	13.2.1	-	-	(3.400)	-
Imposto de renda e contribuição social	13.3	-	3.474	282.105	257.315
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.3	(15.562)	(4.165)	(14.256)	(33)
Resultado da equivalência patrimonial	17.1	(654.695)	(503.544)	(86.734)	(22.872)
Apropriação do cálculo atuarial dos benefícios pós-emprego	24.4	211	192	29.128	23.589
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	24.4	1.220	1.050	31.078	30.606
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.2	-	-	41.137	35.034
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	32	-	-	(28.870)	(9.187)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	32	-	-	(397.078)	64.923
Depreciação e amortização	33	547	440	256.976	249.910
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	33.4	11.653	3.341	74.864	129.602
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios		-	-	(180)	(180)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	32.1	-	-	(1.133)	(3.592)
Valor justo nas operações com derivativos	34	-	-	(3.899)	(24.607)
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	10.1 e 10.2	-	-	85	5
Baixas de ativos de contrato	11.1	-	-	902	1.041
Resultado das baixas de imobilizado		-	2	2.610	3.698
Resultado das baixas de intangíveis	19.1	-	5	8.258	5.851
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos - líquido	28.1 e 28.2	-	-	(10)	7
		29.723	21.776	867.657	1.307.164
Redução (aumento) dos ativos					
Cientes		-	-	260.661	154.576
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		285.013	328.798	341	249
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8.1	92.320	75.006	92.320	75.006
Depósitos judiciais		995	527	(2.419)	5.819
Ativos financeiros setoriais	9.2	-	-	131.903	38.539
Outros créditos		(254)	(704)	(29.112)	3.209
Estoques		-	-	3.774	(9.333)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		18.808	(2.102)	(6.995)	8.766
Outros tributos a recuperar		(358)	(260)	(111.465)	53.484
Despesas antecipadas		150	95	4.713	6.756
Partes relacionadas		(15.914)	(32.325)	(1.059)	(227)
		380.760	369.035	342.662	336.844
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		1.825	572	59.332	16.186
Partes relacionadas		(354)	(49)	-	-
Fornecedores		1.950	4.505	(286.370)	(157.208)
Outras obrigações fiscais		(13.867)	34	(83.766)	(160.065)
Benefícios pós-emprego	24.4	(1.287)	(1.111)	(48.406)	(47.532)
Encargos setoriais a recolher		-	-	(2.710)	(14.712)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.2	-	-	(24.622)	(31.638)
Contas a pagar vinculadas à concessão	27.1	-	-	(21.667)	(18.300)
Outras contas a pagar		(320)	239	1.255	(15.834)
Provisões para litígios quitadas		(27.219)	-	(57.232)	(46.181)
		(39.272)	4.190	(464.186)	(475.284)
CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
		371.211	395.001	746.133	1.168.724
Imposto de renda e contribuição social pagos		-	(1.812)	(146.433)	(213.046)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	22.4	(6.251)	(9.113)	(40.753)	(49.529)
Encargos de debêntures pagos		(3.474)	(19.088)	(67.877)	(130.425)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos		(13)	(6)	(753)	(1.853)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE					
		361.473	364.982	490.317	773.871
CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	41	(34.051)	(9.910)	33.404	56.712
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		327.422	355.072	523.721	830.583

(continua)

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos períodos findos em 31 de março de 2021 e de 2020 (continuação)

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		Reapresentado		Reapresentado	
		31.03.2021	31.03.2020	31.03.2021	31.03.2020
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		1.847	5.359	(16.182)	(33.961)
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		-	(5.000)	-	-
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas		6.500	-	-	-
Aquisições de ativos de contrato		-	-	(339.305)	(174.140)
Aportes em investimentos	17.1	(2.270)	(3.500)	(100)	(25.351)
Redução de capital em investidas	17.1	53.000	228	-	228
Aquisições de imobilizado		(173)	-	(51.628)	(83.575)
Aquisições de intangível		(281)	-	(2.023)	(1.124)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		58.623	(2.913)	(409.238)	(317.923)
PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE					
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	41	-	-	(23.474)	(22.471)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		58.623	(2.913)	(432.712)	(340.394)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	22.4	-	(38.500)	(53.319)	(93.385)
Amortizações de principal de debêntures	23.2	(300.000)	(300.000)	(314.012)	(313.696)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos		(67)	(38)	(12.676)	(7.496)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		-	(4)	(4.489)	(5)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(300.067)	(338.542)	(384.496)	(414.582)
PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE					
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	41	-	-	(754)	(2.377)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(300.067)	(338.542)	(385.250)	(416.959)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		85.978	13.617	(294.241)	73.230
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	42.700	25.304	3.222.768	2.941.727
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa proveniente de operações em continuidade	5	128.678	38.921	2.924.126	2.986.997
Variação de caixa e equivalentes de caixa proveniente de operações descontinuadas		-	-	4.401	27.960
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		85.978	13.617	(294.241)	73.230

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias

Demonstrações do Valor Adicionado

dos períodos findos em 31 de março de 2021 e de 2020
em milhares de reais

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
	31.03.2021	Reapresentado 31.03.2020	31.03.2021	Reapresentado 31.03.2020
Receitas				
Venda de energia e outros serviços	-	-	6.511.311	6.049.152
Receita de construção	-	-	448.148	274.391
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	28.870	9.187
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	397.078	(64.923)
Outras receitas	-	-	5.657	353
Perdas de crédito esperadas	-	-	(41.891)	(38.968)
	-	-	7.349.173	6.229.192
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	1.875.648	1.638.741
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER	-	-	461.781	343.946
Material, insumos e serviços de terceiros	6.475	8.496	545.035	308.442
Gás natural e insumos para operações de gás	-	-	121.128	130.636
Custo de construção	-	-	407.687	238.262
Perda de valores ativos	17	4.525	18.486	15.217
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>	-	-	(1.394)	32.155
Outros insumos	17.044	9.313	71.930	98.742
	23.536	22.334	3.500.301	2.806.141
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	(23.536)	(22.334)	3.848.872	3.423.051
(-) Depreciação e amortização	547	440	256.976	249.910
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	(24.083)	(22.774)	3.591.896	3.173.141
(+) Valor adicionado transferido				
Resultado da equivalência patrimonial	654.695	503.544	86.734	22.872
Receitas financeiras	124.295	45.839	268.329	209.070
Outras receitas	4	1	52.404	40.318
	778.994	549.384	407.467	272.260
Valor adicionado proveniente de operações descontinuadas	34.051	9.910	114.028	67.329
	788.962	536.520	4.113.391	3.512.730

(continua)

Demonstrações do Valor Adicionado
 dos períodos findos em 31 de março de 2021 e de 2020 (continuação)
 em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	31.03.2021		31.03.2020		31.03.2021		31.03.2020	
		%		%		%		%
Pessoal								
Remunerações e honorários	2.472		2.334		196.077		191.594	
Planos previdenciário e assistencial	707		661		61.838		57.664	
Auxílio alimentação e educação	402		323		25.754		27.334	
Encargos sociais - FGTS	144		164		13.316		13.671	
Provisões por desempenho e participação nos lucros	2.219		435		70.276		35.502	
	5.944	0,8	3.917	0,7	367.261	8,9	325.765	9,3
Governo								
Federal								
Tributos	(13.923)		45		578.085		667.259	
Encargos setoriais	-		-		864.470		504.896	
Estadual	10		1		1.134.296		1.149.054	
Municipal	2		6		5.513		1.908	
	(13.911)	(1,8)	52	-	2.582.364	62,8	2.323.117	66,1
Terceiros								
Juros	10.956		20.211		286.234		287.836	
Arrendamentos e aluguéis	128		70		4.234		3.551	
Doações, subvenções e contribuições	-		-		31		379	
	11.084	1,4	20.281	3,8	290.499	7,1	291.766	8,3
Acionistas								
Lucros retidos	751.794		502.360		749.910		506.107	
Participações de acionistas não controladores	-		-		9.329		(1.354)	
	751.794	95,3	502.360	93,6	759.239	18,5	504.753	14,5
Valor adicionado distribuído proveniente de operações descontinuadas	34.051	4,3	9.910	1,9	114.028	2,7	67.329	1,8
	788.962	100,0	536.520	100,0	4.113.391	100,0	3.512.730	100,0

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

em 31 de março de 2021

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.

a) Pandemia do coronavírus (Covid-19) e seus impactos

Coronavírus é uma família de vírus descoberto em 2019, após casos registrados na China, que provoca a doença chamada Covid-19. Em 26.02.2020 o primeiro caso de infecção foi identificado no Brasil, no município de São Paulo e no dia 11.03.2020, a OMS atribuiu o status de pandemia ao coronavírus, tendo em vista a disseminação das contaminações pelo mundo. No Brasil, os governos federal, estaduais e municipais implementaram diversas medidas para lidar com a emergência na saúde pública. No estado do Paraná as medidas incluíram isolamento social e restrições ao funcionamento de atividades não essenciais como forma de retardar a progressão do vírus, essas medidas foram relaxadas a partir de setembro de 2020 com a redução do isolamento social e o aumento da atividade econômica, porém em meados de fevereiro e início de março de 2021 voltaram as restrições mais rígidas devido ao agravamento da pandemia.

A partir de março de 2020, a Administração da Copel emitiu normas que visam garantir o cumprimento das medidas para conter a disseminação da doença na Companhia e minimizar seus impactos e potenciais impactos nas áreas administrativas, de operações e econômico-financeiras.

Nessa linha, a Copel estabeleceu uma Comissão de Contingência, com objetivo de monitorar e mitigar os impactos e consequências nas principais atividades da Companhia, com base nos 4 pilares definidos: (i) segurança das pessoas, (ii) continuidade das atividades essenciais, (iii) monitoramento das orientações e exigências dos órgãos reguladores, e (iv) preservação das condições financeiras adequadas para suportar a crise.

Entre as principais iniciativas implementadas pela Companhia, citam-se as ações para prevenir e mitigar os efeitos do contágio no local de trabalho, tais como: adoção do trabalho em home office nas áreas em que é possível adotar este formato, restrições de viagens, reuniões por vídeo conferência, acompanhamento diário do quadro de saúde e bem estar dos colaboradores e protocolos de contingência de forma a manter integralmente as operações da infraestrutura de energia elétrica, telecomunicações e de gás canalizado, preservando a saúde de seus profissionais, seus acessos seguros aos locais de trabalho, um ambiente que preserve o distanciamento entre indivíduos, higiene e acesso aos equipamentos de proteção individual.

Da mesma forma, a Copel adotou diversas ações em prol de seus clientes, mantendo a confiabilidade e disponibilidade de suas usinas, dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica e gás e de telecomunicações, para que os mesmos possam se manter conectados e usufruindo dos serviços da Companhia neste momento crítico de pandemia e distanciamento social. A Copel e seus empregados não medem esforços em garantir que seus clientes e familiares permaneçam saudáveis e seguros em suas residências, mantendo todos os serviços que contribuem para prover conforto e conectividade a todos.

Efeitos do coronavírus (Covid-19) nas demonstrações financeiras intermediárias

A queda no crescimento e recessão em alguns segmentos empresariais, resultante da suspensão de certos negócios e atividades causada pelo surto de coronavírus, vem afetando a performance da economia brasileira, com efeitos nas operações da Copel, principalmente pela redução na demanda por energia elétrica no mercado regulado, mais intensamente nas classes de consumo industrial e comercial, compensado pelo aumento de consumo na classe residencial, influenciado principalmente pelas medidas de isolamento social.

A Medida Provisória nº 950/2020, emitida pelo Governo Federal, dispôs sobre medidas temporárias emergenciais destinadas ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública, e o Despacho Aneel nº 986/2020 autorizou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE a repassar aos agentes do setor, com características de consumo, os recursos financeiros excedentes disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro de encargos, com o objetivo de reforçar a liquidez do setor em meio a pandemia. Posteriormente, foram emitidos o Decreto nº 10.350/2020 e a Resolução Aneel nº 885/2020, que dispuseram sobre a Conta-covid.

Em 26.03.2021 foi emitida a Resolução Aneel nº 928, que impede a suspensão de fornecimento de energia dos consumidores baixa renda e de alguns outros grupos de consumidores, sem impacto relevante para a Copel, tendo em vista que estes consumidores já estão contemplados pela Lei Estadual nº 20.187/2020 que também trata da proibição de corte de fornecimento de energia.

Todas estas medidas foram tomadas com o objetivo de equilibrar o caixa das empresas de distribuição de energia elétrica, e diminuir os efeitos da inadimplência e da redução no consumo de energia elétrica durante a pandemia do coronavírus, bem como amenizar a pressão tarifária sobre os consumidores, decorrente de custos extraordinários inseridos no contexto da pandemia da Covid-19.

Apesar do agravamento da pandemia no início de 2021, em relação ao mercado cativo de distribuição de energia, a Copel retomou as ações de cobrança junto aos consumidores inadimplentes e criou condições especiais para parcelamento de dívidas, dando condições aos consumidores afetados pelas restrições do distanciamento social em se manter adimplentes perante a Companhia.

No âmbito dos contratos de energia celebrados no mercado livre, para reduzir o impacto na arrecadação e evitar futuras discussões judiciais, a Copel renegociou com seus clientes com dificuldade no cumprimento dos contratos, propondo parcelamentos e a postergação do vencimento das faturas.

A Copel tem acompanhado as projeções da carga de energia e não observa sinais de retração significativos no início de 2021, o que pode ocorrer caso restrições impactarem por um longo prazo as atividades industriais e comerciais não essenciais.

No que diz respeito ao cronograma de implantação de projetos de geração e transmissão, ou até mesmo na disponibilidade dos ativos existentes decorrentes de ações locais que impeçam o acesso às instalações ou de problemas com os fornecedores do setor, também afetados pela crise, a Administração, de forma diligente, continua acompanhando os prazos das obras em curso e mantém contínua comunicação com o regulador sobre eventuais atrasos que poderão ocorrer até a normalização das atividades comerciais do mercado como um todo. As obras em andamento da Companhia até o momento não tiveram atrasos significativos.

Com o objetivo de mitigar os impactos e consequências nas principais atividades, a Copel vem monitorando constantemente seus contratos, a liquidez do mercado de energia e o preço de curto prazo, bem como as negociações com o Órgão Regulador do setor elétrico brasileiro para a implementação de diretrizes que garantam a manutenção da sustentabilidade econômico-financeira de toda a cadeia de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica.

Neste cenário, para fins de elaboração e divulgação destas demonstrações financeiras intermediárias, a Administração avaliou suas estimativas de forma a identificar os possíveis impactos da Covid-19 nos negócios da Companhia, conforme segue:

a.1) Perdas de crédito esperadas

Um risco potencialmente relevante na emergência da Covid-19 está relacionado à inadimplência de clientes. Neste cenário, a Companhia mantém um contato regular com seus principais clientes, flexibilizando a política de cobrança no período da pandemia e o incremento do nível de digitalização no relacionamento com a Copel.

Tanto o saldo de contas a receber da Companhia bem como as estimativas de perdas de créditos esperadas registradas em 31.03.2021 refletem, de maneira tempestiva, a melhor análise da Administração neste momento sobre a qualidade e recuperabilidade desse ativo financeiro.

Ainda que não tenha deteriorado significativamente o indicador de perdas, a Companhia poderá enfrentar uma pressão nesse indicador se houver um prolongamento mais grave da pandemia e restrições mais rígidas de distanciamento social forem implementadas na tentativa de reduzir o nível de contágio entre a população.

a.2) Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros - *impairment*

As premissas dos ativos não financeiros relevantes da Companhia foram avaliadas individualmente e a Administração concluiu que não há indicativos para ajustar o valor do *impairment* de seus ativos.

Em relação as projeções, as principais premissas aplicadas na preparação dos modelos de fluxo de caixa não tiveram impacto significativo no curto prazo tendo em vista que a maior parte de energia já está contratada e o montante da energia exposta à liquidação ao PLD não é relevante. No médio prazo, houve impacto nos preços negociados no mercado livre sobre a parte da energia não contratada, mas sem impacto relevante para a Companhia. Por fim, no longo prazo, as principais premissas utilizadas para o cálculo do *impairment* (preços futuros da energia e níveis de GSF) não sofreram alteração significativa, evidenciando-se, portanto, a recuperabilidade dos ativos.

a.3) Recuperação dos tributos diferidos ativos

A Companhia possui saldo de R\$ 1.235.620 de tributos diferidos ativos sobre prejuízo fiscal e diferenças temporárias contabilizados em 31.03.2021. A Companhia avaliou suas estimativas de expectativa de lucro tributável futuro e não identificou necessidade de provisão para perda dos mesmos.

a.4) Valor justo das operações de compra e venda de energia futuras

Os efeitos da pandemia na marcação a mercado dos contratos de compra e venda de energia elétrica ocorreram principalmente na variação dos preços futuros de curto prazo devido a uma hidrologia mais favorável e redução da carga. No longo prazo os preços futuros da energia elétrica não tiveram variação significativa. Portanto, neste momento, os efeitos da pandemia não causaram impactos significativos no valor justo das operações de compra e venda de energia futuras da Companhia.

a.5) Valor justo de outros ativos e passivos

No momento atual, os efeitos da pandemia não causaram impactos significativos no valor justo dos ativos e passivos da Companhia, principalmente nos ativos originários de contratos de concessão que são realizados a longo prazo e possuem garantia contratual de recebimento de seu saldo residual ao final da concessão e/ou direito de receber caixa durante a concessão. Neste sentido, tendo em vista que não houve alterações nas estimativas e premissas de longo prazo, e que os ativos da Companhia são essenciais e apontam para a continuidade das operações e dos fluxos de caixa no médio e longo prazo, até o momento, apesar dos efeitos da pandemia continuarem incertos, seus efeitos não causaram impactos significativos no valor justo dos ativos e passivos da Companhia.

a.6) Benefícios Pós-emprego

A Administração da Companhia tem efetuado monitoramento constante em relação ao valor justo do ativo atuarial dos planos de benefícios pós emprego em decorrência da instabilidade da taxa de juros, que é determinada com base nos dados de mercado. Apesar da instabilidade econômica neste período de pandemia o valor justo dos ativos dos planos não teve retração em 31.03.2021 em relação ao valor justo de 31.12.2020. Portanto, os planos de benefícios não geraram obrigações adicionais devido a existência de superávit do plano previdenciário e ao fato de o passivo atuarial do plano assistencial estar reconhecido em montante suficiente, frente a atual avaliação.

a.7) Liquidez

A Companhia apresenta atualmente uma situação financeira sólida com bons índices de liquidez e acredita que o capital de giro é suficiente para seus requisitos atuais.

Em 31.03.2021, o capital circulante líquido consolidado da Companhia totaliza R\$ 1.229.456 (R\$ 1.753.039 em 31.12.2020) com saldo de caixa e equivalente de caixa de R\$ 2.924.126, frente ao saldo de R\$ 3.222.768 em 31.12.2020.

A Companhia vem monitorando a liquidez financeira, considerando a possibilidade de captação de recursos e implementando ações de redução de custos, com o objetivo de garantir o cumprimento das obrigações financeiras em dia.

a.8) Outros ativos

A Companhia não identificou quaisquer mudanças nas circunstâncias que indiquem *impairment* de outros ativos. Salienta-se que a Companhia registra as variações dos ativos e passivos financeiros setoriais, atualizados até a data do reajuste/revisão tarifária quando, então, o Poder Concedente homologa o repasse na base tarifária e a Companhia repassa ao consumidor durante o próximo ciclo anual, que na Copel ocorre a partir de 24 de junho de cada exercício.

Diante do exposto acima, ressalta-se que não houve impacto relevante ou material nos negócios da Companhia que pudessem modificar a mensuração dos seus ativos e passivos apresentados nas demonstrações financeiras intermediárias em 31.03.2021 e até a data desta publicação. No entanto, considerando que, como todas as empresas, a Copel está exposta a riscos decorrentes de eventuais restrições legais e de mercado que venham a ser impostas, não é possível assegurar que não haverá impactos nas operações ou que o resultado não será afetado por reflexos futuros que a pandemia poderá provocar.

b) Repactuação do risco hidrológico (Generation Scaling Factor-GSF)

Em 09.09.2020, foi publicada a Lei nº 14.052 que alterou a Lei nº 13.203/2015 estabelecendo novas condições para repactuação do risco hidrológico referente a parcela dos custos incorridos com o GSF, assumido pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE desde 2012, com o agravamento da crise hídrica.

A alteração legal teve como objetivo a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE por riscos não hidrológicos causados: (i) por empreendimentos de geração denominados estruturantes, relacionados à antecipação da garantia física, (ii) pelas restrições na entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento da geração dos estruturantes e (iii) por geração fora da ordem de mérito e importação. Referida compensação dar-se-á mediante a extensão da outorga, limitada a 7 anos, calculada com base nos valores dos parâmetros aplicados pela Aneel.

Em 01.12.2020, foi editada a Resolução Normativa Aneel nº 895 que estabelece a metodologia para o cálculo da compensação e os procedimentos para a repactuação do risco hidrológico. Para serem elegíveis às compensações previstas na Lei nº 14.052, os titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE deverão: (i) desistir de eventuais ações judiciais cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, (ii) renunciar qualquer alegação e/ou novas ações em relação à isenção ou mitigação dos riscos hidrológicos relacionadas ao MRE, (iii) não ter repactuado o risco hidrológico.

Na repactuação do risco hidrológico, a Administração exercerá seu julgamento no desenvolvimento e na aplicação de política contábil, conforme previsto no CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, utilizando por analogia os preceitos do CPC 04, tendo em vista tratar-se em essência de um ativo intangível relacionado a direito de outorga decorrente de compensação por custos incorridos em exercícios anteriores. Adicionalmente considerando-se também por analogia o parágrafo 44 do referido CPC 04, o ativo a ser constituído pela repactuação do risco não hidrológico, será reconhecido ao valor justo, considerando a melhor estimativa da Companhia, tendo como base os parâmetros determinados pela regulamentação da Aneel, considerando os fluxos futuros esperados nesse novo período de concessão, bem como os valores das compensações calculados pela Câmara de Comercialização de Energia - CCEE. O montante será transformado pela Aneel em extensão do prazo da outorga.

A compensação aos geradores hidroelétricos, que ocorrerá por meio da extensão do prazo de concessão das outorgas de geração, será reconhecida como um intangível em contrapartida à compensação de custos com energia elétrica.

Em 02.03.2021 a CCEE divulgou os cálculos da repactuação do risco hidrológico e os resultados, que totalizam R\$ 1.366.343 para as 15 usinas elegíveis da Companhia, foram enviados a Aneel para serem submetidos à análise homologatória. Até a data da publicação destas demonstrações financeiras intermediárias, a Companhia ainda não aderiu à repactuação do risco hidrológico, pois a Administração aguarda a homologação pela Aneel dos aproximadamente 510 dias de média de extensão da outorga das suas usinas para avaliar a possível adesão aos termos da repactuação e renúncia de futuros questionamentos ou ações judiciais em relação aos riscos hidrológicos em questão.

1.1 Participações societárias da Copel

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

1.1.1 Controladas

Controlada	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel GeT)	Curitiba/PR	Geração e transmissão de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Distribuição S.A. (Copel DIS)	Curitiba/PR	Distribuição de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Telecomunicações S.A. (Copel TEL) (NE nº 41)	Curitiba/PR	Telecomunicações e comunicações	100,0	Copel
Copel Serviços S.A. (Copel SER)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Comercialização S.A. (Copel COM)	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 S.A. (UEGA)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - gás natural	20,3	Copel
			60,9	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.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Bela Vista Geração de Energia S.A. (a)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel GeT
F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. (FDA)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Jandaíra I Energias Renováveis S.A. (a) (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra II Energias Renováveis S.A. (a) (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra III Energias Renováveis S.A. (a) (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra IV Energias Renováveis S.A. (a) (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
GE Olho D'Água S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Boa Vista S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Farol S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE São Bento do Norte S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
Central Geradora Eólica São Bento do Norte I S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte III S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel I S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Jangada S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Pitagoras S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Cutia S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia

(a) Fase pré-operacional.

(b) SPEs constituídas com 99,9% de participação da Copel GeT e 0,1% da Cutia. Está em andamento o processo de transferência da totalidade das ações para a Copel GeT.

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
Solar Paraná GD Participações S.A.	Curitiba/PR	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.	Jundiaí/SP	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. Não há saldo de investimento registrado para este empreendimento.

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.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	35,77	Copel GeT
Carbocampel S.A.	Figueira/PR	Exploração de carvão	49,0	Copel

1.1.4 Operações em conjunto (consórcios)

Consórcio	Consorticiados	Participação %
Consórcio Energético Cruzeiro do Sul (NE nº 18.3)	Copel GeT	51,0
	Eletrosul Centrais Elétricas S.A.	49,0
Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu (NE nº 18.3)	Copel GeT	30,0
	Geração Céu Azul S.A. (controlada da Neoenergia S.A.)	70,0
Consórcio Copel Energia a Gás Natural (a)	Copel	49,0
	Shell Brasil Petróleo Ltda.	51,0
Consórcio Paraná IP (b)	Copel	49,0
	Consórcio BRC	51,0

a) **Consórcio Copel Energia a Gás Natural**

Com a intenção de estruturar um plano estratégico de gás natural para o Estado do Paraná, visando desenvolver soluções viáveis na área de gás natural para atendimento aos mercados termelétrico e não termelétrico do Paraná, em julho de 2020 foi constituído o Consórcio Copel Energia a Gás Natural, que tem como finalidade o desenvolvimento estudos de viabilidade técnica, econômico-financeira e socioambiental do projeto, além da elaboração de projetos básicos e obtenção licença ambiental prévia dos empreendimentos.

b) **Consórcio Paraná IP**

Em setembro de 2020 foi criado o Consórcio Paraná IP, com o objetivo de participar de estudos e licitações visando obtenção de concessões municipais e estabelecimento de Parcerias Público-Privadas com municípios ou consórcios de municípios interessados na modernização de seus sistemas de iluminação pública e no desenvolvimento de soluções de cidades inteligentes (*smart cities*). No entanto, a Companhia aprofundou a prospecção de oportunidades de negócio e as análises de atratividade para atuação no segmento, considerando as recentes concessões efetuadas por municípios para constituição de Parcerias Público-Privadas e os níveis de deságio apresentados pelos potenciais concorrentes e concluiu por não priorizar sua atuação neste serviço no atual momento. O processo de distrato do consórcio está em andamento.

2 Concessões e Autorizações

2.1 Contratos de Concessão/Autorização das participações da Copel

Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias		Participação %	Vencimento
Copel DIS	Contrato de concessão nº 046/1999, prorrogado pelo 5º Termo Aditivo	100	07.07.2045
Copel TEL (NE nº 41)	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	19.12.2032
Dona Francisca Energética	Contrato de concessão nº 188/1998 - UHE Dona Francisca	23	28.08.2033
UEG Araucária	Autorização - Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (60,9% da Copel GeT)	20,3	23.12.2029
Compagás (2.1.1)	Contrato de concessão de distribuição de gás	51	20.01.2019
Paraná Gás	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	26.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas	49	09.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	16.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	18.04.2047

(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 vigência de 30 anos a partir de 06.07.1994.

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 ocorria em 20.01.2019. Houve um entendimento entre os acionistas de que a lei poderia ser questionada e a Compagás entrou com ação judicial, entendendo pela inconstitucionalidade da Lei. Foi deferida tutela provisória à Compagás reconhecendo a validade da cláusula de vencimento prevista em contrato.

Diante do exposto, no entanto, não houve consenso entre o entendimento da Copel e da Compagás sobre a definição de qual documento deveria ser utilizado para o reconhecimento contábil, de modo que a Copel considerou a Lei Complementar como documento para fins de registro contábil enquanto a Compagás manteve seus registros contábeis considerando a data de vencimento prevista no contrato de concessão.

Em 1º.12.2020, foi emitida a Lei Complementar nº 227 que revogou o artigo 15 da Lei Complementar nº 205/17, que determinava o vencimento da concessão da exploração dos serviços de gás canalizado pela Compagás em 20.01.2019. Diante disso, a Copel reavaliou os saldos do ativo financeiro e ativo intangível da Compagás dentro do seu balanço consolidado, de modo que, a partir de dezembro de 2020, o saldo do ativo financeiro, a ser recebido pela indenização prevista no contrato de concessão, é o mesmo saldo registrado no balanço da sua investida e a diferença gerada pelo ajuste de prática realizado desde dezembro de 2017, registrada no intangível, será amortizada até o final da concessão.

Os impactos estão apresentados a seguir:

31.03.2021	Saldos Com pagás	Ajustes	Saldos Copel
BALANÇO PATRIMONIAL			
Ativo não circulante			
Intangível	95.176	27.664	122.840
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Custos Operacionais			
Amortização	(7.382)	(2.075)	(9.457)

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	100	17.01.2046	
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II	100	28.02.2046	
Contrato de Concessão nº 002/2012 - UHE Baixo Iguaçu	30	30.10.2049	
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 36.2.6)	100	27.03.2019	
UHE São Jorge (NE nº 36.2.6)	100	05.12.2024	
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	100	16.11.2029	
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	100	05.05.2030	
Contrato de Concessão nº 001/2020			
UHE Guaricana	100	16.08.2026	
Autorização - Resolução nº 278/1999 - EOL Palmas	100	29.09.2029	
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 003/2016 - 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 (20,3% da Copel)	60,9	23.12.2029
Nova Asa Branca I	Portaria MME nº 267/2011 - EOL Asa Branca I	100	25.04.2046
Nova Asa Branca II	Portaria MME nº 333/2011 - EOL Asa Branca II	100	31.05.2046
Nova Asa Branca III	Portaria MME nº 334/2011 - EOL Asa Branca III	100	31.05.2046
Nova Eurus IV	Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurus IV	100	27.04.2046
Santa Maria	Portaria MME nº 274/2012 - EOL SM	100	08.05.2047
Santa Helena	Portaria MME nº 207/2012 - EOL Santa Helena	100	09.04.2047
Ventos de Santo Uriel	Portaria MME nº 201/2012 - EOL Ventos de Santo Uriel	100	09.04.2047
GE Boa Vista	Portaria MME nº 276/2011 - EOL Dreen Boa Vista	100	28.04.2046
GE Farol	Portaria MME nº 263/2011 - EOL Farol	100	20.04.2046
GE Olho D'Água	Portaria MME nº 343/2011 - EOL Dreen Olho D'Água	100	01.06.2046
GE São Bento do Norte	Portaria MME nº 310/2011 - EOL Dreen São Bento do Norte	100	19.05.2046
Esperança do Nordeste	Portaria MME nº 183/2015 - EOL Esperança do Nordeste	100	11.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	Portaria MME nº 182/2015 - EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Jangada	REA nº 3.257/2011 - EOL GE Jangada	100	05.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 - EOL GE Maria Helena	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 - EOL Potiguar	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 - EOL Dreen Guajiru	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 - EOL Dreen Cutia	100	05.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria nº 349/2015 - EOL São Bento do Norte I	100	04.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 - EOL São Bento do Norte II	100	04.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria nº 347/2015 - EOL São Bento do Norte III	100	04.08.2050
São Miguel I	Portaria nº 352/2015 - EOL São Miguel I	100	04.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 - EOL São Miguel II	100	04.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 - EOL São Miguel III	100	04.08.2050
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 - PCH Arturo Andreoli	35,77	24.04.2030
PCH Bela Vista (a)	Resolução Autorizativa nº 913/2007 - transferência de titularidade pela Resolução Autorizativa nº 7802/2019	100	02.01.2041
F.D.A. Geração de Energia Elétrica (NE nº 36.2.6)	Contrato de Concessão de Geração nº 002/2020	100	17.09.2023
Jandaíra I Energias Renováveis (a)	Portaria nº 140/2020 - EOL Jandaíra I	100	02.04.2055
Jandaíra II Energias Renováveis (a)	Portaria nº 141/2020 - EOL Jandaíra II	100	02.04.2055
Jandaíra III Energias Renováveis (a)	Portaria nº 142/2020 - EOL Jandaíra III	100	02.04.2055
Jandaíra IV Energias Renováveis (a)	Portaria nº 139/2020 - EOL Jandaíra IV	100	02.04.2055

(a) Empreendimento em construção.

Copel GeT	Participação %	Vencimento	Próxima revisão tarifária
Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE			
Contrato nº 060/2001 - Instalações de transmissão (diversos LTs e SEs) - prorrogado pelo 3º termo aditivo	100	01.01.2043	2023
Contrato nº 075/2001 - LT 230 kV Bateias - Jaguariaíva	100	17.08.2031	(b)
Contrato nº 006/2008 - LT 230 kV Bateias - Pilarzinho	100	17.03.2038	2023
Contrato nº 027/2009 - LT 525 kV Foz do Iguçu - Cascavel Oeste	100	19.11.2039	2025
Contrato nº 010/2010 - LT 500 kV Araraquara II - Taubaté	100	06.10.2040	2021
Contrato nº 015/2010 - SE Cerquinho III 230/138 kV	100	06.10.2040	2021
Contrato nº 022/2012 - LT 230 kV Londrina - Figueira e LT 230 kV Foz do Chopim - Salto Osório	100	27.08.2042	2023
Contrato nº 002/2013 - LT 230 kV Assis - Paraguaçu Paulista II e SE Paraguaçu Paulista II 230 kV	100	25.02.2043	2023
Contrato nº 005/2014 - LT 230 kV Bateias - Curitiba Norte e SE Curitiba Norte 230/138 kV	100	29.01.2044	2024
Contrato nº 021/2014 - LT 230 kV Foz do Chopim - Realeza e SE Realeza 230/138 kV	100	05.09.2044	2025
Contrato nº 022/2014 - LT 500 kV Assis - Londrina	100	05.09.2044	2025
Contrato nº 006/2016 - LT 525 kV Curitiba Leste - Blumenau (a) LT 230 kV Baixo Iguçu - Realeza LT 230 kV Curitiba Centro - Uberaba SE Medianeira 230/138 kV SE Curitiba Centro 230/138 kV SE Andirá Leste 230/138 kV	100	07.04.2046	2021
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
Costa Oeste Transmissora Contrato nº 001/2012: LT 230 kV Cascavel Oeste - Umuarama SE Umuarama 230/138 kV	100	12.01.2042	2022
Caiuá Transmissora Contrato nº 007/2012: LT 230 kV Umuarama - Guaíra LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte SE Santa Quitéria 230/138/13,8 kV SE Cascavel Norte 230/138/13,8 kV	49	10.05.2042	2022
Marumbi Transmissora Contrato nº 008/2012: LT 525 kV Curitiba - Curitiba Leste SE Curitiba Leste 525/230 kV	100	10.05.2042	2022
Integração Maranhense Contrato nº 011/2012: LT 500 kV Açailândia - Miranda II	49	10.05.2042	2022
Matrinchã Transmissora Contrato nº 012/2012: LT 500 kV Paranaíta - Cláudia LT 500 kV Cláudia - Paranatinga LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho SE Paranaíta 500 kV SE Cláudia 500 kV SE Paranatinga 500 kV	49	10.05.2042	2022
Guaraciaba Transmissora Contrato nº 013/2012: LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte LT 500 kV Rio Verde Norte - Marimbondo II SE Marimbondo II 500 kV	49	10.05.2042	2022
Paranaíba Transmissora Contrato nº 007/2013: LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia LT 500 kV Luziânia - Prapora 2	24,5	02.05.2043	2023
Mata de Santa Genebra Contrato nº 001/2014: LT 500 kV Itatiba - Bateias LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV SE Itatiba 500 kV SE Fernão Dias 500/440 kV	50,1	14.05.2044	2024
Cantareira Transmissora Contrato nº 019/2014: LT Estreito - Fernão Dias	49	05.09.2044	2025
Urapuru Transmissora Contrato nº 002/2005: LT 525 kV Ivaiporã - Londrina	100	04.03.2035	(b)

(a) Início da operação comercial em 1º.04.2021.

(b) Não passam por revisão tarifária e a RAP reduz para 50% no 16º ano.

3 Base de Preparação

3.1 Base de elaboração

Estas demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas foram preparadas de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e com o IAS 34 - *Interim Financial Reporting*, emitido pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM .

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

A emissão destas demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas foi aprovada pelo Conselho de Administração em 05.05.2021.

3.2 Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações financeiras intermediárias 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 intermediárias 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 intermediárias 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.

As informações sobre o uso de estimativas e julgamentos referentes à aplicação das políticas contábeis adotadas que apresentam efeitos sobre os valores reconhecidos nestas demonstrações financeiras intermediárias são as mesmas divulgadas na NE nº 3.4 das demonstrações financeiras de 31.12.2020.

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.

3.6 Reapresentação de saldos comparativos

3.6.1 Operação descontinuada

Em virtude da apresentação dos saldos de operação descontinuada decorrentes do processo de desinvestimento da Copel Telecomunicações S.A., descrito na NE nº 41, os saldos das Demonstrações de Resultados, Demonstrações de Resultados Abrangentes, Demonstrações dos Fluxos de Caixa e Demonstrações do Valor Adicionado estão sendo reapresentados, para fins de comparabilidade, conforme quadro a seguir:

31.03.2020	Controladora			Consolidado		
	Apresentado	Operação descontinuada	Reapresentado	Apresentado	Operação descontinuada	Reapresentado
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Receita operacional líquida	-	-	-	4.153.941	(87.254)	4.066.687
Custos operacionais	-	-	-	(2.997.391)	46.902	(2.950.489)
Lucro operacional bruto	-	-	-	1.156.550	(40.352)	1.116.198
Despesas com vendas	-	-	-	(54.913)	6.298	(48.615)
Despesas gerais e administrativas	(19.281)	-	(19.281)	(173.883)	6.013	(167.870)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	(8.146)	-	(8.146)	(82.841)	7.144	(75.697)
Resultado da equivalência patrimonial	513.454	(9.910)	503.544	22.872	-	22.872
Lucro antes do resultado financeiro e dos tributos	486.027	(9.910)	476.117	867.785	(20.897)	846.888
Resultado Financeiro	25.552	-	25.552	(94.586)	9.733	(84.853)
Lucro operacional	511.579	(9.910)	501.669	773.199	(11.164)	762.035
Imposto de renda e contribuição social	691	-	691	(262.283)	5.001	(257.282)
Lucro líquido do período - operações continuadas	512.270	(9.910)	502.360	510.916	(6.163)	504.753
Resultado de operações descontinuadas	-	9.910	9.910	-	6.163	6.163
Lucro líquido do período	512.270	-	512.270	510.916	-	510.916
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	-	-	-	512.270	-	512.270
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	(1.354)	-	(1.354)
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE						
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	512.270	-	512.270	510.916	-	510.916
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	-	-	-	512.270	-	512.270
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	(1.354)	-	(1.354)
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA						
Fluxo de caixa das atividades operacionais	355.072	-	355.072	830.583	-	830.583
Lucro líquido do período	512.270	-	512.270	510.916	-	510.916
Ajustes ao lucro	(500.404)	9.910	(490.494)	867.286	(71.038)	796.248
Variações de ativos e passivos	373.225	-	373.225	(136.934)	(1.506)	(138.440)
Impostos e encargos pagos	(30.019)	-	(30.019)	(410.685)	15.832	(394.853)
Resultado de operações descontinuadas	-	(9.910)	(9.910)	-	56.712	56.712
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(2.913)	-	(2.913)	(340.394)	-	(340.394)
Aquisições de imobilizado e intangível	-	-	-	(107.170)	22.471	(84.699)
Outras atividades	(2.913)	-	(2.913)	(233.224)	-	(233.224)
Operações descontinuadas	-	-	-	-	(22.471)	(22.471)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(338.542)	-	(338.542)	(416.959)	-	(416.959)
Ingressos de empréstimos e debêntures	-	-	-	-	-	-
Amortizações empréstimos, debêntures e arrendamentos	(338.538)	-	(338.538)	(416.954)	2.377	(414.577)
Outras atividades	(4)	-	(4)	(5)	-	(5)
Operações descontinuadas	-	-	-	-	(2.377)	(2.377)
Total dos efeitos no caixa e equivalentes de caixa	13.617	-	13.617	73.230	-	73.230
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO						
Valor Adicionado a Distribuir	536.520	-	536.520	3.512.730	-	3.512.730
Receitas	-	-	-	6.363.619	(134.427)	6.229.192
(-) Insumos adquiridos de terceiros	(22.334)	-	(22.334)	(2.845.304)	39.163	(2.806.141)
(-) Depreciação e amortização	(440)	-	(440)	(285.518)	35.608	(249.910)
(+) Valor adicionado transferido	559.294	(9.910)	549.384	279.933	(7.673)	272.260
Operações descontinuadas	-	9.910	9.910	-	67.329	67.329
Distribuição do Valor Adicionado	536.520	-	536.520	3.512.730	-	3.512.730
Pessoal	3.917	-	3.917	325.765	-	325.765
Governo	52	-	52	2.367.857	(44.740)	2.323.117
Terceiros	20.281	-	20.281	308.192	(16.426)	291.766
Acionistas	512.270	(9.910)	502.360	510.916	(6.163)	504.753
Operações descontinuadas	-	9.910	9.910	-	67.329	67.329

3.6.2 Lucro e dividendos por ação

Em 11.03.2021 a Assembleia Geral aprovou a submissão da proposta de reforma integral e consolidação do estatuto da Companhia incluindo, dentre outras modificações, o desdobramento de ações da Companhia, na proporção de 1 ação para 10 ações, de modo que, a cada 1 ação de emissão da Companhia, serão creditadas 9 novas ações de mesma classe e espécie.

Considerando o que determina o item 64 do CPC 41, estas demonstrações financeiras intermediárias apresentam os valores do lucro líquido básico e diluído por ação de 31.03.2020 ajustados, considerando o novo número de ações, após o desdobramento. O quadro a seguir demonstra os valores do lucro por ação apresentados em 31.03.2020 e os valores que estão sendo reapresentados, equivalentes ao valor já divulgado dividido por 10:

31.03.2020	Apresentado	Reapresentado
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora		
Ações ordinárias	1,78792	0,17879
Ações preferenciais classe "A"	1,96671	0,19667
Ações preferenciais classe "B"	1,96671	0,19667

4 Principais Políticas Contábeis

As políticas contábeis da Companhia são consistentes com aquelas apresentadas nas demonstrações financeiras de 31.12.2020.

4.1 Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1º.01.2021

A partir do exercício de 2021, estão vigentes as alterações a seguir, sem impactos significativos nas demonstrações contábeis da Companhia:

- (i) Revisão anual do CPC nº 17/2020 com alteração nos pronunciamentos: CPC 06 (R2) / IFRS 16, CPC 11 / IFRS 4, CPC 38 / IAS 39, CPC 40 (R1) / IFRS 7 e CPC 48 / IFRS 9 em decorrência da definição do termo "Reforma da Taxa de Juros de Referência – Fase 2".

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2021	31.12.2020	31.03.2021	31.12.2020
Caixa e bancos conta movimento	259	339	184.602	228.711
Aplicações financeiras de liquidez imediata	128.419	42.361	2.739.524	2.994.057
	128.678	42.700	2.924.126	3.222.768

Compreendem numerários 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 período 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 78,0% e 101,5% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6 Títulos e Valores Mobiliários

A Companhia e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 2 a 60 meses a partir do final do período de relatório.

Categoria	Indexador	Controladora		Consolidado	
		31.03.2021	31.12.2020	31.03.2021	31.12.2020
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	90	90	242.184	237.141
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	90% a 101% do CDI	-	-	61.964	62.638
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	Selic	-	-	-	751
		90	90	304.148	300.530
	Circulante	90	90	1.505	1.465
	Não circulante	-	-	302.643	299.065

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

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

(a) Tratam-se, em sua maioria, de contas de reserva destinadas ao cumprimento de contratos com o BNDES.

7 Clientes

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.03.2021	Saldo 31.12.2020
Consumidores					
Residencial	381.198	240.492	43.748	665.438	639.424
Industrial	208.667	22.138	76.726	307.531	312.302
Comercial	250.936	55.122	26.300	332.358	335.439
Rural	84.570	27.371	6.402	118.343	109.651
Poder público	33.009	3.669	2.938	39.616	37.370
Iluminação pública	35.926	377	-	36.303	46.615
Serviço público	40.699	165	250	41.114	41.812
Fornecimento não faturado - cativos	519.403	-	-	519.403	583.209
Parcelamento de débitos - cativos (7.1)	197.004	26.347	59.376	282.727	291.847
Subsídio baixa renda - Eletrobras	14.870	-	-	14.870	13.783
Consumidores livres	173.056	3.820	927	177.803	163.786
Outros créditos	55.148	23.105	82.902	161.155	168.270
	1.994.486	402.606	299.569	2.696.661	2.743.508
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras					
Contratos bilaterais	217.995	1.495	-	219.490	590.335
Contratos regulados	179.976	98	6.744	186.818	170.951
CCEE (7.2)	464.123	-	119.665	583.788	328.001
Suprimento de energia elétrica	862.094	1.593	126.409	990.096	1.089.287
Encargos de uso da rede elétrica	268.148	3.635	9.740	281.523	281.508
Distribuição de gás	62.558	1.063	12.905	76.526	70.928
(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)	(11.643)	(16.121)	(335.639)	(363.403)	(365.551)
	3.175.643	392.776	112.984	3.681.403	3.819.680
Circulante				3.631.671	3.768.242
Não circulante				49.732	51.438

7.1 Parcelamento de débitos - cativos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, em 31.03.2021, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto, que varia de 1,0% a 2,39% a.m.

7.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Saldo a receber proveniente de posição positiva na liquidação mensal do mercado de curto prazo centralizado pela CCEE. Os valores são recebidos no segundo mês subsequente ao reconhecimento da receita ou são compensados com liquidações futuras quando o resultado apresentar posição negativa para a controlada.

Do total apresentado, R\$ 119.665 se referem à parcela controversa decorrente dos efeitos da liminar pelo excludente de responsabilidade da UHE Colíder. Como resultado de caso fortuito e força maior, a usina atrasou sua operação comercial, inicialmente prevista para janeiro de 2015. A Companhia discute judicialmente o pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia contratada pela usina, no período em atraso, seja postergada. Foram registradas perdas de crédito esperadas no mesmo valor do saldo a receber, conforme demonstrado na NE nº 7.3.

A Copel GeT protocolou pedido administrativo do excludente de responsabilidade na Aneel, que foi negado,

e subsequentemente, em 18.12.2017, impetrou ação ordinária com pedido de tutela antecipada junto ao Poder Judiciário, solicitando a reversão da decisão da agência. Em 06.04.2018, o Tribunal Federal da 1ª Região deferiu a antecipação de tutela recursal requerida no Agravo de Instrumento para conceder a liminar para suspender a exigência de quaisquer ônus ou imputação de penalidade à Copel em decorrência da ultrapassagem dos marcos temporais do cronograma original do Contrato de Concessão, até o julgamento definitivo. A ação principal está aguardando o julgamento do mérito da ação.

A energia contratada da usina é de 125 MW médios. Para os períodos em atraso o contrato foi cumprido e, em virtude do não julgamento do mérito da ação, a Companhia reconheceu a receita se limitando às cláusulas econômicas do contrato e às regras regulatórias, bem como ao custo da energia para cobertura do lastro contratual.

7.3 Perdas de créditos esperadas

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Adições / (reversões)	Perdas	Reclassifi- cação (a)	Saldo em 31.03.2021
Consumidores					
Residencial	47.396	21.531	(19.639)	-	49.288
Industrial	88.866	4.706	(10.839)	-	82.733
Comercial	68.723	12.676	(9.168)	-	72.231
Rural	3.937	2.026	(1.274)	-	4.689
Poder público	3.084	41	(71)	-	3.054
Iluminação pública	8	(5)	-	-	3
Serviço público	143	16	(31)	-	128
Não faturado - cativos	1.589	(97)	-	-	1.492
Ajuste a valor presente	(650)	(1.041)	-	-	(1.691)
	213.096	39.853	(41.022)	-	211.927
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras					
CCEE (7.2)	119.665	-	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	20.533	(210)	(10)	-	20.313
	140.198	(210)	(10)	-	139.978
Telecomunicações	-	1.073	(1.508)	435	-
Distribuição de gás	12.257	(231)	(528)	-	11.498
	365.551	40.485	(43.068)	435	363.403

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná

A Administração da Companhia e o Estado do Paraná formalizaram, em 31.10.2017, o quinto termo aditivo do contrato de negociação da Conta de Resultados a Compensar - CRC. 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 os pagamentos nas condições contratadas, restando 49 parcelas mensais. O saldo do contrato é atualizado pela variação do IGP-DI e juros de 6,65% a.a.

8.1 Mutação do CRC

	Saldo em 1.01.2021	Juros	Variacão monetária	Recebimentos	Saldo em 31.03.2021
	1.392.624	22.101	105.620	(92.320)	1.428.025
Circulante	287.789				298.440
Não circulante	1.104.835				1.129.585

8.2 Vencimento das parcelas de longo prazo

2022	267.949
2023	353.485
2024	376.994
2025	131.157
	1.129.585

9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

9.1 Composi o dos saldos de ativos e passivos financeiros setoriais líquidos por ciclo tarifário

Consolidado	31.03.2021		31.12.2020	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2021				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	(144.407)	(48.136)	(54.864)	(54.864)
Energia elétrica para revenda - Itaipu	509.308	169.769	231.588	231.588
Transporte de energia pela rede básica	213.898	71.299	88.137	88.137
Transporte de energia de Itaipu	22.782	7.594	9.766	9.766
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	28.901	9.634	11.266	11.266
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	57.368	19.123	(903)	(903)
Proinfa	8.605	2.868	(89)	(89)
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	43.322	14.441	27.923	27.923
Sobrecontrata�o	86.272	28.757	78.836	78.836
Risco hidrológico	(307.503)	(102.501)	(143.147)	(143.147)
Devolu�es tarifárias	(132.727)	(44.242)	(76.144)	(76.144)
Outros	2.489	830	1.096	1.096
	388.308	129.436	173.465	173.465

Consolidado	31.03.2021		31.12.2020	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2020				
Parcela A				
Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ	4.642	-	9.675	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(1.632)	-	(3.401)	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(32)	-	(66)	-
Proinfa	16	-	33	-
Transporte de energia pela rede básica	289	-	603	-
Transporte de energia de Itaipu	103	-	214	-
Outros componentes financeiros				
Compensação acordos bilaterais CCEAR	17.416	-	36.395	-
Risco hidrológico	(90.109)	-	(187.817)	-
Devoluções tarifárias	(19.853)	-	(41.381)	-
Sobrecontratação	(12.951)	-	(26.995)	-
Neutralidade	10.276	-	21.419	-
Outros	1.253	-	2.612	-
	(90.582)	-	(188.709)	-

9.2 Mutações dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.03.2021
		Constituição	Amortização	Atualização		
Parcela A						
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	463.176	210.016	-	5.885	-	679.077
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	(100.053)	(81.093)	(5.033)	(1.457)	(265)	(187.901)
Transporte de energia pela rede básica	176.877	107.390	(313)	1.532	-	285.486
Transporte de energia comprada de Itaipu	19.746	10.634	(111)	210	-	30.479
ESS	19.131	94.090	1.769	(835)	(77.252)	36.903
CDE	(1.872)	77.603	34	694	-	76.459
Proinfa	(145)	11.688	(17)	(37)	-	11.489
Outros componentes financeiros						
Neutralidade	77.265	1.548	(11.143)	369	-	68.039
Compensação acordos bilaterais CCEAR	36.395	-	(18.979)	-	-	17.416
Risco hidrológico	(474.111)	(121.904)	97.708	(1.806)	-	(500.113)
Devoluções tarifárias	(193.669)	(22.674)	21.528	(2.007)	-	(196.822)
Sobrecontratação	130.677	10.575	14.044	1.168	(54.386)	102.078
Outros	4.804	1.078	(1.360)	50	-	4.572
	158.221	298.951	98.127	3.766	(131.903)	427.162
Ativo circulante	173.465					388.308
Ativo não circulante	173.465					129.436
Passivo circulante	(188.709)					(90.582)

10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	31.03.2021	31.12.2020
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (10.1)	994.658	960.518
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (10.2)	205.136	189.416
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (10.3)	684.040	671.204
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (10.4)	85.722	81.202
	1.969.556	1.902.340
	Circulante 5.186	4.515
	Não circulante 1.964.370	1.897.825

10.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 1º.01.2021	960.518
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	20.511
Reconhecimento do valor justo	13.629
Em 31.03.2021	994.658

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.01.2021	189.416
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	252
Transferência de ativo intangível (NE nº 19.3)	312
Reconhecimento do valor justo	15.241
Baixas	(85)
Em 31.03.2021	205.136

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

Em 1º.01.2021	671.204
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(17.959)
Juros efetivos (NE nº 32.1)	30.795
Em 31.03.2021	684.040

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 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 Contrato de concessão de geração de energia elétrica

Em 1º.01.2021	81.202
Remuneração	1.916
Reversão de <i>impairment</i> (NE nº 33.4)	2.604
Em 31.03.2021	85.722

Saldo residual dos ativos de geração de energia elétrica da UHE GPS e UHE Mourão I. A Copel GeT depreciou as usinas até 2015, data de vencimento das concessões, e o saldo remanescente foi reclassificado para a rubrica contas a receber vinculadas à concessão.

Apesar de o Poder Concedente ainda não ter divulgado a forma do pagamento da remuneração dos ativos, a expectativa da Administração sobre a indenização desses ativos indica a recuperabilidade do saldo registrado, baseada na metodologia de compensação determinada pela Aneel.

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

11 Ativos de contrato

Consolidado	31.03.2021	31.12.2020
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (11.1)	1.328.729	1.114.961
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (11.2)	30.093	27.254
Contratos de concessão de transmissão (11.3)	4.445.155	4.350.582
	5.803.977	5.492.797
Circulante	268.759	285.682
Não circulante	5.535.218	5.207.115

11.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo	Obrigações especiais	Total
Em 1º.01.2021	1.144.780	(29.819)	1.114.961
Aquisições	366.314	-	366.314
Participação financeira do consumidor	-	(24.484)	(24.484)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	1.571	-	1.571
Transferências para o intangível (NE nº 19.1)	(126.978)	18.758	(108.220)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	(22.612)	2.101	(20.511)
Baixas	(902)	-	(902)
Em 31.03.2021	1.362.173	(33.444)	1.328.729

11.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2021	27.254
Aquisições	3.334
Transferências para o intangível (NE nº 19.3)	(243)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	(252)
Em 31.03.2021	30.093

11.3 Contratos de concessão de transmissão

	Ativo concessões	Ativo RBSE	Total
Em 1º.01.2021	3.007.234	1.343.348	4.350.582
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	180	-	180
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(66.418)	(77.812)	(144.230)
Transferências para o imobilizado	(513)	-	(513)
Transferência de litígios	1.631	-	1.631
Remuneração	141.776	55.605	197.381
Receita de construção	39.216	-	39.216
Margem de construção	648	-	648
Ganho por eficiência (11.3.1)	260	-	260
Em 31.03.2021	3.124.014	1.321.141	4.445.155

11.3.1 Ganho (perda) por eficiência ou ineficiência na implementação e operação de infraestrutura de transmissão

Na construção e operação da infraestrutura de transmissão, esperam-se possíveis impactos positivos ou negativos em função de atrasos e custos adicionais por questões ambientais, variação dos custos, principalmente com cabos e estruturas quando indexados a moeda estrangeira, custos adicionais de servidão e negociações fundiárias, eventuais imprevistos de terraplanagem, antecipação de prazos de operação comercial e revisão/reajuste da RAP conforme as regras regulatórias e as cláusulas contratuais. Alterações no projeto original que afetem sua lucratividade são reconhecidas diretamente no resultado quando incorrido, exceto a parte da RAP relacionada a performance de operação e manutenção dos ativos que é reconhecida a medida em que os serviços são executados.

11.3.2 Premissas adotadas para o cálculo do ativo de contrato

31.03.2021	Ativo concessões	Ativo RBSE
Margem de construção	1,65%	N/A
Margem de operação e manutenção	1,65%	N/A
Taxa de remuneração (a)	9,61% a.a.	9,54% a.a.
Índice de correção dos contratos	IPCA (b)	IPCA
RAP anual, conforme Resolução Homologatória	418.840	279.406
Custo de construção incorrido das obras em andamento até março/2021		
Contrato nº 006/2016 - LT 525 kV Curitiba Leste - Blumenau	247.280	N/A

(a) Taxa média dos contratos

(b) O contrato 075/2001 - LT 230 kV Bateias - Jaguariaíva, da Copel GET, e o 002/2005 - LT 525 kV Ivaiporã - Londrina, da Uirapuru, são corrigidos pelo IGPM.

12 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2021	31.12.2020	31.03.2021	31.12.2020
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 36.2.12)	-	-	669.455	689.531
Serviços em curso (a)	7.444	7.444	275.730	260.348
Créditos nas operações de aquisição de gás (12.1)	-	-	113.511	120.515
Repasse CDE (12.2)	-	-	64.932	60.433
Alienações e desativações em curso	-	17	35.323	36.855
Adiantamento a empregados	816	664	30.926	17.785
Ressarcimento de valores de consumo de carvão pela CDE	-	-	30.227	28.657
Adiantamento a fornecedores (b)	-	2	29.142	36.609
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (NE nº 36.2.3 - b)	-	-	27.207	23.308
Adiantamento para indenizações imobiliárias	-	-	15.393	14.484
Bandeira tarifária - CCRBT	-	-	8.844	7.194
Outros créditos	462	341	72.830	63.926
	8.722	8.468	1.373.520	1.359.645
Circulante	1.278	1.025	554.596	514.185
Não circulante	7.444	7.443	818.924	845.460

CCRBT - 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 o contrato prevê a compensação futura. A Compagás tem o direito de utilizar e compensar esse gás ao longo da vigência do contrato e em até 1 ano após o encerramento, atualmente estabelecido em dezembro de 2023. 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 cessão deste ativo.

12.2 Repasse CDE

Valores da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE a serem repassados à Companhia, para cobertura dos descontos tarifários incidentes sobre as tarifas, definidos na Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 7.891/2013. O valor repassado referente ao período de junho de 2019 a maio de 2020, de acordo com Resolução Homologatória nº 2.559/2019, foi de R\$ 51.200 mensais, alterado para R\$ 47.005 mensais a partir de junho de 2020, pela Resolução Homologatória nº 2.704/2020, a qual homologou o resultado do último Reajuste Tarifário Anual.

13 Tributos

13.1 Imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em 1º.01.2021	Reconhecido no resultado	Saldo em 31.03.2021
Ativo não circulante			
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	132.354	21.423	153.777
Provisões para litígios	111.193	(7.301)	103.892
Perdas de créditos esperadas	49.443	-	49.443
Amortização do direito de concessão	4.470	95	4.565
Provisão Finam	3.455	-	3.455
Benefícios pós-emprego	3.449	53	3.502
Outros	4.520	925	5.445
	308.884	15.195	324.079
(-) Passivo não circulante			
Atualização de depósitos judiciais	21.620	105	21.725
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	1.373	156	1.529
Instrumentos financeiros	3.759	(628)	3.131
	26.752	(367)	26.385
Líquido	282.132	15.562	297.694

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Reconhecido no resultado	Saldo em 31.03.2021
Ativo não circulante			
Provisões para litígios	510.680	(9.359)	501.321
Benefícios pós-emprego	507.037	4.066	511.103
<i>Impairment</i>	321.640	(146)	321.494
Provisão para P&D e PEE	152.498	(363)	152.135
Perdas de créditos esperadas	128.953	(1.217)	127.736
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	242.735	31.088	273.823
INSS - liminar sobre depósito judicial	74.540	811	75.351
Provisões por desempenho e participação nos lucros	161.737	23.166	184.903
Amortização do direito de concessão	47.209	1.305	48.514
Contratos de concessão	21.061	(323)	20.738
Provisão para compra de energia	18.039	-	18.039
(-) Reclassificação (a)	(83.742)	(2.077)	(85.819)
Outros	165.893	2.671	168.564
	2.268.280	49.622	2.317.902
(-) Passivo não circulante			
Contratos de concessão	900.505	43.125	943.630
Custo atribuído ao imobilizado	350.491	(6.600)	343.891
Instrumentos financeiros derivativos	117.682	385	118.067
Atualização de depósitos judiciais	63.126	3	63.129
Depreciação acelerada	75.955	-	75.955
Custo de transação - empréstimos e debêntures	24.569	(1.494)	23.075
(-) Reclassificação (a)	(2.765)	149	(2.616)
Outros	31.951	(202)	31.749
	1.561.514	35.366	1.596.880
Líquido	706.766	14.256	721.022
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	1.191.104		1.235.620
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(484.338)		(514.598)

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

13.1.1 Projeção de realização de imposto de renda e contribuição social diferidos:

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2021	162.526	(1.024)	550.326	(83.524)
2022	7.077	(1.635)	244.088	(94.809)
2023	6.522	(1.257)	144.627	(111.587)
2024	6.522	(869)	117.904	(127.711)
2025	6.522	(869)	118.394	(97.870)
2026 a 2028	19.119	(2.607)	211.515	(266.970)
2029 a 2030	115.791	(18.124)	931.048	(814.409)
	324.079	(26.385)	2.317.902	(1.596.880)

13.1.2 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31.03.2021, a UEG Araucária não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 129.955 (R\$ 131.655 em 31.12.2020) por não haver razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

13.2 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2021	31.12.2020	31.03.2021	31.12.2020
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	-	-	85.232	89.942
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	-	-	1.574.941	1.474.119
Outros tributos a compensar	-	-	1.285	1.262
	-	-	1.661.458	1.565.323
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	106.072	84.376
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	88.429	88.318	4.432.650	4.421.403
Outros tributos a compensar	14	13	33.690	33.719
	88.443	88.331	4.572.412	4.539.498
Passivo circulante				
ICMS a recolher	-	-	194.620	201.138
PIS/Pasep e Cofins a recolher	-	-	172.425	179.133
IRRF sobre JSCP	-	-	-	43.950
Programa Especial de Regularização Tributária	-	-	50.754	50.565
Outros tributos	1.137	952	13.060	15.822
	1.137	952	430.859	490.608
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	3.033	2.978	211.384	209.145
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	397.574	408.738
Outros tributos	-	-	4.637	4.600
	3.033	2.978	613.595	622.483

(a) No saldo estão contidos valores referente a crédito de Pis e Cofins sobre ICMS (NE nº 13.2.1)

13.2.1 Crédito de Pis e Cofins sobre ICMS

Em 12.08.2009, a Copel DIS impetrou mandado de segurança nº 5032406-35.2013.404.7000 perante a 3ª Vara Federal de Curitiba requerendo a concessão de ordem para deixar de incluir o ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como para autorizá-la a proceder a compensação administrativa dos valores recolhidos a maior de tais contribuições sociais, dos últimos cinco anos.

Em 16.06.2020, transitou em julgado acórdão no qual a 2ª Turma do Tribunal Regional Federal da 4ª Região reconheceu o direito da Copel DIS de excluir da base de cálculo do PIS e COFINS o valor integral do ICMS destacado nas notas fiscais de saída. O acórdão também reconheceu que a prescrição, neste caso, é quinquenal e que, portanto, a Copel tem o direito a ressarcir-se dos valores pagos à partir dos cinco anos anteriores ao ajuizamento do mandado de segurança até a data da decisão transitada em julgado.

Considerando o trânsito em julgado da ação, com decisão favorável para a Companhia, a entrada de benefícios econômicos se tornou praticamente certa e, portanto, o ativo passou a ser realizável. Diante disso a Copel DIS reconheceu o crédito tributário atualizado no ativo, que deverá ser recuperado utilizando dos seguintes expedientes: pela compensação com tributos a recolher dentro do prazo prescricional de 5 anos, e, se necessário, com recebimento de precatórios do Governo Federal.

Adicionalmente, com a assistência de seus assessores legais, a Companhia decidiu pela contabilização do passivo a restituir para os consumidores dos últimos 10 anos do crédito, a contar da data do trânsito em julgado, considerando a legislação vigente, o prazo prescricional definido no código civil e a jurisprudência dos tribunais. A restituição dos créditos de PIS e Cofins aos consumidores aguarda uma conclusão das discussões junto à Aneel a respeito dos mecanismos e critérios de compensação, a partir da efetiva compensação dos créditos fiscais, os quais atualmente estão em processo de habilitação junto à Receita Federal.

Em 09.02.2021, a Aneel abriu consulta pública voltada a discutir a forma de devolução dos créditos tributários para os consumidores, conforme descrito na NE nº 30.2. A proposta da Aneel colocada em discussão prevê a devolução dos valores por meio de abatimento nos próximos reajustes tarifários, em um prazo de até cinco anos. A Aneel não se manifestou em relação ao período prescricional de devolução do crédito ao consumidor.

Ainda, em relação aos possíveis impactos futuros da modulação dos efeitos, a ser julgada pelo STF no âmbito do RE 574.706/PR, o entendimento da Companhia, baseado na opinião de seus assessores legais, é de ser altamente provável de que as decisões já transitadas em julgado favoravelmente aos contribuintes sejam mantidas.

O quadro a seguir apresenta os impactos destes registros no balanço patrimonial e na demonstração do resultado da Copel:

	31.03.2021
Crédito tributário - principal	3.620.118
Crédito tributário - atualização monetária	2.051.565
Efeito no ativo	5.671.683
PIS/Pasep e Cofins a restituir para consumidores	(3.817.773)
Obrigações fiscais - Pis/Pasep e Cofins a recolher sobre receita financeira	(95.398)
Imposto de renda e contribuição social	(597.894)
Efeito no passivo	(4.511.065)
EFETO NO BALANÇO PATRIMONIAL	1.160.618
Receita financeira, líquida de pis e cofins	3.400
Imposto de renda e contribuição social	(1.156)
EFETO NA DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	2.244

Os valores de Pis e Cofins da Copel DIS dos meses de março a junho de 2020, que ainda não tinham sido pagos quando do desfecho da ação, foram remensurados com os efeitos da decisão judicial e reclassificados para a conta de passivo a restituir para os consumidores. O quadro abaixo apresenta, portanto, o saldo total a devolver aos consumidores registrados no balanço patrimonial:

PIS/Pasep e Cofins a restituir para consumidores		31.03.2021
Apuração até fevereiro de 2020		3.817.773
Apuração de março a junho de 2020		122.440
		3.940.213
	Circulante	122.440
	Não circulante	3.817.773

No saldo também está contido o registro decorrente do trânsito em julgado da ação judicial em que a Compagás discutia a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/Pasep e Cofins. Diante da decisão favorável, a Compagás registrou o ativo de R\$ 107.453, em setembro de 2019. Parte destes créditos já foi recuperada de modo que o saldo atualizado, em 31.03.2021, é de R\$ 82.240.

13.2.2 PIS e Cofins com exigibilidade suspensa

A Copel Telecomunicações S.A. obteve, em 15.05.2020, em decisão liminar, a tutela antecipada favorável a Companhia, suspendendo a exigibilidade de parcela do Pis e Cofins, reconhecendo que o ICMS não deve ser incluído na base de cálculo dessas contribuições. Dessa forma, a Companhia vem suspendendo o pagamento desse valor complementar e provisionando os valores até a decisão final do mérito da ação. Os saldos deste passivo, no total de R\$ 4.181, estão registrados na linha de Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda.

13.3 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2021	31.03.2020	31.03.2021	31.03.2020
Lucro antes do IRPJ e CSLL	736.232	501.669	1.027.088	762.035
IRPJ e CSLL (34%)	(250.319)	(170.567)	(349.210)	(259.092)
Efeitos fiscais sobre:				
Equivalência patrimonial	220.463	171.204	29.490	7.776
Juros sobre o capital próprio	45.625	-	45.625	-
Despesas indedutíveis	(207)	(11)	(6.974)	(3.766)
Incentivos fiscais	-	59	3.023	3.574
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(3.135)	(16.434)
Diferença entre bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	11.557	8.414
Outros	-	6	1.775	2.246
IRPJ e CSLL correntes	-	(3.474)	(282.105)	(257.315)
IRPJ e CSLL diferidos	15.562	4.165	14.256	33
Alíquota efetiva - %	-2,1%	-0,1%	26,1%	33,8%

14 Despesas Antecipadas

Consolidado	31.03.2021	31.12.2020
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa	23.327	22.408
Prêmios de seguros	8.862	14.453
Outros	129	170
	32.318	37.031
	Circulante	36.987
	Não circulante	44
	32.274	44

15 Partes Relacionadas

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2021	31.12.2020	31.03.2021	31.12.2020
Ativo circulante				
Controlador				
Estado do Paraná - Programa Morar Bem	-	-	1.059	-
Controladas				
UEG Araucária - mútuo (15.2)	27.310	33.572	-	-
Compartilhamento de estrutura	5.760	6.726	-	-
Ativo não circulante				
Controladas				
Copel DIS (15.1)	157.217	140.337	-	-
Passivo circulante				
Controladas				
Copel CTE - mútuo (15.3)	285.276	282.817	-	-
Compartilhamento de estrutura	479	833	-	-
Passivo não circulante				
Controladas				
Adiantamento - Elejor	5.851	5.851	-	-

15.1 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.

15.2 UEGA - Contrato de Mútuo

Em 20.02.2020, foi assinado contrato de mútuo entre a Companhia Paranaense de Energia - Copel e UEG Araucária Ltda - UEGA (mutuária), com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de 119% do CDI, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa. O valor da receita financeira no período findo em 31.03.2021 foi de R\$ 168 (R\$ 23 em 31.03.2020). Em 29.04.2021 o mútuo foi quitado.

15.3 Copel Telecomunicações - Contrato de Mútuo

Em 19.06.2020, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel Telecomunicações S.A. (mutuante) e a Companhia Paranaense de Energia - Copel (mutuária), com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de 120% do CDI, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa e vigência até 30.06.2021. O valor da despesa financeira no período findo em 31.03.2021 foi de R\$ 1.646.

16 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2021	31.12.2020	31.03.2021	31.12.2020
Fiscais	124.624	125.227	346.893	346.659
Trabalhistas	444	440	75.099	72.263
Cíveis				
Cíveis	-	-	57.240	57.006
Servidões de passagem	-	-	8.100	7.156
Consumidores	-	-	3.539	3.479
	-	-	68.879	67.641
Outros	58	71	178	183
	125.126	125.738	491.049	486.746

17 Investimentos

17.1 Mutações dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2021	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital ou Afac	Amorti- zação	Reclassifi- cação (a)	Saldo em 31.03.2021
Controladas							
Copel GeT	10.732.734	469.373	-	-	-	-	11.202.107
Copel DIS	7.212.915	173.304	-	-	-	-	7.386.219
Copel TEL	757.799	20.119	-	(25.000)	-	-	752.918
Copel TEL - Reclassificação (a)	(758.742)	-	-	-	-	(2.399)	(761.141)
Copel SER	29.386	82	-	(28.000)	-	-	1.468
Copel Energia	356.922	17.881	2.170	-	-	-	376.973
UEG Araucária (17.2)	48.355	4.756	-	-	-	-	53.111
Compagás (17.2)	252.481	12.136	-	-	-	-	264.617
Elejor (17.2)	9.443	(9.443)	-	-	-	-	-
Elejor - direito de concessão	11.499	-	-	-	(188)	-	11.311
	18.652.792	688.208	2.170	(53.000)	(188)	(2.399)	19.287.583
Empreendimentos controlados em conjunto							
Voltaia São Miguel do Gostoso I (17.3)	107.721	(1.667)	-	-	-	-	106.054
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	9.671	-	-	-	(92)	-	9.579
Solar Paraná	6.831	(38)	100	-	-	-	6.893
	124.223	(1.705)	100	-	(92)	-	122.526
Coligadas							
Dona Francisca Energética (17.4)	28.147	2.243	-	-	-	-	30.390
Outras	1.940	-	-	-	-	-	1.940
	30.087	2.243	-	-	-	-	32.330
	18.807.102	688.746	2.270	(53.000)	(280)	(2.399)	19.442.439

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Saldo em 31.03.2021
Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)						
Voltaia São Miguel do Gostoso I	107.721	(1.667)	-	-	-	106.054
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	9.671	-	-	(92)	-	9.579
Caiuá	95.362	2.906	-	-	-	98.268
Integração Maranhense	148.581	4.760	-	-	-	153.341
Matrinchá	734.503	25.166	-	-	3.085	762.754
Guaraciaba	361.170	8.067	-	-	1.674	370.911
Paranaíba	203.681	9.970	-	-	(6.897)	206.754
Mata de Santa Genebra	661.430	19.858	-	-	-	681.288
Cantareira	359.686	12.337	-	-	-	372.023
Solar Paraná	6.831	(38)	100	-	-	6.893
	2.688.636	81.359	100	(92)	(2.138)	2.767.865
Coligadas						
Dona Francisca Energética (17.4)	28.147	2.243	-	-	-	30.390
Foz do Chopim Energética (17.4)	9.986	3.132	-	-	-	13.118
Outras	1.940	-	-	-	-	1.940
	40.073	5.375	-	-	-	45.448
Propriedades para investimento	808	-	-	(1)	-	807
	2.729.517	86.734	100	(93)	(2.138)	2.814.120

17.2 Controladas com participação de não controladores

17.2.1 Informações financeiras resumidas

Saldos em 31.03.2021	Compagás	Elejor	UEG Araucária
ATIVO	765.098	736.310	593.584
Ativo circulante	260.375	190.636	437.272
Ativo não circulante	504.723	545.674	156.312
PASSIVO	765.098	736.310	593.584
Passivo circulante	160.814	105.132	325.285
Passivo não circulante	85.426	640.143	6.660
Patrimônio líquido	518.858	(8.965)	261.639
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita operacional líquida	159.555	49.755	378.382
Custos e despesas operacionais	(122.592)	(16.087)	(350.241)
Resultado financeiro	(392)	(67.719)	273
Equivalência patrimonial	-	-	-
Tributos	(12.773)	11.596	(4.986)
Lucro (prejuízo) do período	23.798	(22.455)	23.428
Outros resultados abrangentes	-	-	-
Resultado abrangente do período	23.798	(22.455)	23.428
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA			
Fluxo de caixa das atividades operacionais	32.960	48.206	73.777
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(3.853)	(962)	-
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(18.618)	-	(6.527)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	10.489	47.244	67.250
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	110.659	51.616	64.806
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	121.148	98.860	132.056
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	10.489	47.244	67.250

O prejuízo apurado na Elejor é decorrente da atualização monetária sobre o saldo de contas a pagar vinculadas a concessão que aumentou significativamente em decorrência da alta do IGPM, conforme demonstrado na NE nº 27.

17.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participação no capital social	Compagás 49%	Elejor 30%	UEG Araucária 18,8%	Consolidado
Em 1º.01.2021	242.578	4.046	44.783	291.407
Lucro líquido (prejuízo) do período	11.662	(6.737)	4.404	9.329
Em 31.03.2021	254.240	(2.691)	49.187	300.736

17.3 Informações resumidas dos principais empreendimentos controlados em conjunto

	Voltalia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
Saldos em 31.03.2021								
ATIVO	218.644	273.871	495.820	2.415.896	1.293.939	1.724.482	2.727.481	1.610.297
Ativo circulante	3.625	32.628	71.506	298.248	183.011	188.217	346.622	185.036
Caixa e equivalentes de caixa	3.582	8.653	15.873	51.549	29.768	30.807	51.958	36.160
Outros ativos circulantes	43	23.975	55.633	246.699	153.243	157.410	294.664	148.876
Ativo não circulante	215.019	241.243	424.314	2.117.648	1.110.928	1.536.265	2.380.859	1.425.261
PASSIVO	218.644	273.871	495.820	2.415.896	1.293.939	1.724.482	2.727.481	1.610.297
Passivo circulante	2.207	18.816	57.857	185.278	84.445	97.409	157.249	66.276
Passivos financeiros	-	7.384	13.168	82.479	30.849	48.294	107.882	37.662
Outros passivos circulantes	2.207	11.432	44.689	102.799	53.596	49.115	49.367	28.614
Passivo não circulante	-	54.508	125.019	673.975	452.533	783.183	1.210.375	784.789
Passivos financeiros	-	41.049	62.382	605.030	443.828	546.858	1.206.426	483.677
Outros passivos não circulantes	-	13.459	62.637	68.945	8.705	236.325	3.949	301.112
Patrimônio líquido	216.437	200.547	312.944	1.556.643	756.961	843.890	1.359.857	759.232
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	-	9.176	15.649	84.207	41.665	75.077	94.768	50.380
Custos e despesas operacionais	(21)	(1.308)	(1.024)	(31)	(5.763)	(3.266)	(8.029)	(1.300)
Resultado financeiro	17	(732)	(1.120)	(17.144)	(10.905)	(12.668)	(26.587)	(10.940)
Equivalência patrimonial	(3.396)	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	(1)	(1.202)	(3.792)	(15.674)	(8.420)	(18.449)	(20.516)	(12.961)
Lucro (prejuízo) do período	(3.401)	5.934	9.713	51.358	16.577	40.694	39.636	25.179
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	(3.401)	5.934	9.713	51.358	16.577	40.694	39.636	25.179
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	106.054	98.268	153.341	762.754	370.911	206.754	681.288	372.023

Em 31.03.2021, a participação da Copel nos passivos contingentes dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 239.289 (R\$ 227.467 em 31.12.2020).

17.4 Informações resumidas das principais coligadas

	Dona Francisca	Foz do Chopim
Saldos em 31.03.2021		
ATIVO	138.211	39.573
Ativo circulante	26.079	10.619
Ativo não circulante	112.132	28.954
PASSIVO	138.211	39.573
Passivo circulante	4.080	2.897
Passivo não circulante	2.163	-
Patrimônio líquido	131.968	36.676
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO		
Receita operacional líquida	17.067	14.301
Custos e despesas operacionais	(6.825)	(3.056)
Resultado financeiro	72	(1.996)
Provisão para IR e CSLL	(573)	(485)
Lucro líquido do período	9.741	8.764
Outros resultados abrangentes	-	-
Resultado abrangente do período	9.741	8.764
Participação na coligada - %	23,0303	35,77
Valor contábil do investimento	30.390	13.118

Em 31.03.2021, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 1.495 (R\$ 1.428 em 31.12.2020).

18 Imobilizado

18.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	31.03.2021			31.12.2020		
	Custo	Depreciação acumulada		Custo	Depreciação acumulada	
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	8.081.989	(4.646.640)	3.435.349	8.081.989	(4.600.598)	3.481.391
Máquinas e equipamentos	7.644.665	(2.685.727)	4.958.938	7.644.171	(2.619.939)	5.024.232
Edificações	1.968.138	(1.104.982)	863.156	1.968.591	(1.096.016)	872.575
Terrenos	492.333	(40.923)	451.410	490.177	(38.269)	451.908
Veículos e aeronaves	44.647	(42.964)	1.683	44.617	(42.725)	1.892
Móveis e utensílios	22.590	(15.827)	6.763	22.314	(15.498)	6.816
(-) Impairment (18.4)	(926.316)	-	(926.316)	(925.521)	-	(925.521)
(-) Impairment (18.5)	(29.505)	-	(29.505)	(27.928)	-	(27.928)
(-) Obrigações especiais	(332)	94	(238)	(332)	81	(251)
	17.298.209	(8.536.969)	8.761.240	17.298.078	(8.412.964)	8.885.114
Em curso						
Custo	758.797	-	758.797	734.507	-	734.507
(-) Impairment (18.4)	(120.723)	-	(120.723)	(120.308)	-	(120.308)
(-) Impairment (18.5)	(3.958)	-	(3.958)	(3.853)	-	(3.853)
	634.116	-	634.116	610.346	-	610.346
	17.932.325	(8.536.969)	9.395.356	17.908.424	(8.412.964)	9.495.460

18.2 Mutação do imobilizado

Consolidado	Saldo em	Aquisições/	Depreciação	Baixas	Transfe- rências	Saldo em
	1º.01.2021	Impairment				31.03.2021
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	3.481.391	-	(46.042)	-	-	3.435.349
Máquinas e equipamentos	5.647.220	-	(105.932)	(6.920)	31.378	5.565.746
Edificações	872.575	-	(9.758)	(33)	372	863.156
Terrenos	451.908	-	(2.654)	(571)	2.727	451.410
Veículos e aeronaves	1.892	-	(239)	-	30	1.683
Móveis e utensílios	6.816	-	(381)	(20)	348	6.763
(-) Impairment (18.4)	(925.521)	(795)	-	-	-	(926.316)
(-) Impairment (18.5)	(27.928)	(1.577)	-	-	-	(29.505)
(-) Obrigações especiais	(251)	-	13	-	-	(238)
(-) Reclassificação (a)	(622.988)	-	-	-	16.180	(606.808)
	8.885.114	(2.372)	(164.993)	(7.544)	51.035	8.761.240
Em curso						
Custo	795.816	66.357	-	(1.089)	(34.128)	826.956
(-) Impairment (18.4)	(120.308)	(415)	-	-	-	(120.723)
(-) Impairment (18.5)	(3.853)	(105)	-	-	-	(3.958)
(-) Reclassificação (a)	(61.309)	-	-	-	(6.850)	(68.159)
	610.346	65.837	-	(1.089)	(40.978)	634.116
	9.495.460	63.465	(164.993)	(8.633)	10.057	9.395.356

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

18.3 Operações em conjunto - consórcios

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

Empreendimento	Participação (%) Copel GeT	Taxa média anual de depreciação (%)	31.03.2021	31.12.2020			
UHE Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá	51,0						
Consórcio Energético Cruzeiro do Sul							
Em serviço						859.917	859.917
(-) Depreciação Acumulada					3,43	(242.817)	(235.454)
Em curso		23.923	24.827				
			641.023	649.290			
UHE Baixo Iguaçu	30,0						
Em serviço							
(-) Depreciação Acumulada					3,29	(47.502)	(41.803)
Em curso						51.271	50.114
			695.602	700.144			
			1.336.625	1.349.434			

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

Em 31.03.2021, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	<i>Impairment</i>	
UHE Colíder	2.477.051	(190.309)	(683.193)	1.603.549
UEGA	701.524	(447.836)	(139.572)	114.116
Consórcio Tapajós (a)	14.879	-	(14.879)	-
Usinas no Paraná	985.979	(91.719)	(209.395)	684.865
	4.179.433	(729.864)	(1.047.039)	2.402.530

(a) Projeto em desenvolvimento

O quadro a seguir apresenta a movimentação do saldo de *impairment* no período:

Consolidado	1º.01.2021	<i>Impairment</i>	Saldo em 31.03.2021
Em serviço			
UHE Colíder	(683.193)	-	(683.193)
UEGA	(138.777)	(795)	(139.572)
Usinas no Paraná	(103.551)	-	(103.551)
	(925.521)	(795)	(926.316)
Em curso			
Consórcio Tapajós	(14.464)	(415)	(14.879)
Usinas no Paraná	(105.844)	-	(105.844)
	(120.308)	(415)	(120.723)
	(1.045.829)	(1.210)	(1.047.039)

18.5 Imobilizado da Copel Telecomunicações

A Administração da Companhia monitora continuamente o ambiente de negócio do segmento de telecomunicações com especial atenção à alguns fatores como o aumento de competitividade do setor, o alto grau de investimento necessário para preservação da carteira de clientes e o retorno esperado deste segmento. O *impairment* registrado em 31.03.2021 é decorrente da estimativa de perdas por desativação de clientes e compõe o saldo de Ativos classificados como mantidos para venda, devido ao processo de desinvestimento da Copel Telecomunicações e das reclassificações efetuadas em atendimento às normas contábeis, conforme descrito na NE nº 41.

18.6 Empreendimentos em construção

18.6.1 PCH Bela Vista

Com um investimento estimado em R\$ 220.000, o empreendimento, que tem 29,81 MW de capacidade instalada e garantia física de 18,4 MW médios, está sendo construído no Rio Chopim, nos municípios de São João e Verê, localizados no sudoeste do estado do Paraná.

A participação no leilão A-6 realizado em 31.08.2018 vendeu 14,7 MW médios em contratos regulados ao preço original de R\$ 195,70/MWh. O contrato de venda de energia tem início de suprimento em 1º.01.2024, prazo de 30 anos e reajuste anual pelo IPCA.

As obras tiveram seu início no mês de agosto de 2019, sendo que a entrada em operação das três unidades geradoras está prevista para o primeiro semestre de 2021.

18.6.2 Complexo eólico Jandaíra

Com um investimento estimado em R\$ 411.610, o empreendimento, que tem 90,1 MW de capacidade instalada e garantia física de 47,6 MW médios, está sendo construído nos municípios de Pedra Preta e Jandaíra, no estado do Rio Grande do Norte.

A participação no leilão de geração de energia nova A-6, realizado em 18.10.2019 vendeu 14,4 MW médios em contratos regulados ao preço original de R\$ 98,00/MWh. O contrato de venda de energia tem início de suprimento em 1º.01.2025, prazo de 20 anos e reajuste anual pelo IPCA.

Ao todo, serão instalados 26 aerogeradores divididos em quatro parques eólicos e serão construídos também, junto aos parques, uma subestação e uma linha de transmissão de 16 km para escoar a energia elétrica a ser gerada para o Sistema Interligado Nacional - SIN.

De posse de todas as licenças necessárias, as obras civis tiveram início na primeira semana de janeiro de 2021, sendo que a entrada em operação do empreendimento está prevista entre maio e julho de 2022 de forma escalonada por aerogerador.

19 Intangível

Consolidado	31.03.2021	31.12.2020
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (19.1)	6.206.526	6.203.387
Contratos de concessão/autorização de geração (19.2)	545.682	553.840
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (19.3)	122.840	132.366
Outros intangíveis (19.4)	38.924	39.863
	6.913.972	6.929.456

19.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo intangível em serviço	Obrigações especiais em serviço	Total
Em 1º.01.2021	8.953.486	(2.750.099)	6.203.387
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	126.978	(18.758)	108.220
Transferências para outros créditos	(2.635)	-	(2.635)
Quotas de amortização - concessão (a)	(126.866)	35.342	(91.524)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(2.664)	-	(2.664)
Baixas	(8.258)	-	(8.258)
Em 31.03.2021	8.940.041	(2.733.515)	6.206.526

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

Saldo referente à parcela da infraestrutura que será utilizada durante a concessão, 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.

19.2 Contratos de concessão de geração

Consolidado	Contrato de concessão (a) em serviço	Direito de concessão e autorização	Total
Em 1º.01.2021	195.622	358.218	553.840
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(4.412)	(3.746)	(8.158)
Em 31.03.2021	191.210	354.472	545.682

(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	Total
Em 1º.01.2021	132.366
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	243
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	(312)
Quotas de amortização - concessão	(9.457)
Em 31.03.2021	122.840

19.4 Outros intangíveis

Consolidado	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2021	19.209	20.654	39.863
Aquisições	-	2.043	2.043
Transferências do imobilizado	35	(167)	(132)
Capitalizações para intangível em serviço	3.417	(3.417)	-
Quotas de amortização (a)	(2.541)	-	(2.541)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(2)	-	(2)
(-) Reclassificação (b)	(835)	528	(307)
Em 31.03.2021	19.283	19.641	38.924

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

(b) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

20 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2021	31.12.2020	31.03.2021	31.12.2020
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	1.016	1.609	30.534	42.748
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	962	907	30.605	29.742
	1.978	2.516	61.139	72.490
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida	-	-	156	-
Férias	3.124	2.978	102.401	100.175
Provisões por desempenho e participação nos lucros	13.482	11.263	553.128	483.110
Programa de desligamentos voluntários	-	-	26.549	28.071
Outros	-	2	5	200
	16.606	14.243	682.239	611.556
	18.584	16.759	743.378	684.046

21 Fornecedores

Consolidado	31.03.2021	31.12.2020
Energia elétrica	1.086.721	1.393.899
Materiais e serviços	739.407	671.458
Gás para revenda	40.135	38.574
Encargos de uso da rede elétrica	312.875	332.521
	2.179.138	2.436.452
	Circulante	2.036.920
	Não circulante	142.218
		2.291.307
		145.145

22 Empréstimos e Financiamentos

Consolidado												
Contrato	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.03.2021	31.12.2020
MOEDA ESTRANGERA												
Secretaria do Tesouro Nacional - STN												
Par Bond	Copel	Reestruturação da dívida.	Garantias depositadas (22.1).	20.05.1998	1	11.04.2024	Semestral	6,0% + 0,20%	6,0% + 0,20%	17.315	93.272	82.933
Discount Bond				20.05.1998	1	11.04.2024	Semestral	2,0625% + 0,20%	2,0625% + 0,20%	12.082	63.945	57.404
Total moeda estrangeira											157.217	140.337
MOEDA NACIONAL												
CCB 306.401.381 (a)	Copel HOL	Capital de giro.	Cessão de créditos	21.07.2015	2	25.03.2023	Trimestral	135,00% do DI	145,46% do DI	640.005	640.364	640.177
											640.364	640.177
Caixa Econômica Federal												
415.855-22/14	Copel DIS	Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.	Receita própria; emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil.	31.03.2015	120	08.12.2026	Mensal	6,0%	6,0%	16.984	11.017	11.496
3153-352		Aquisição de máquinas, equipamentos, bens de informática e automação.	Cessão fiduciária de duplicatas.	01.11.2016	36	15.12.2021	Mensal	5,5 % acima da TJLP	5,5 % acima da TJLP	1.156	123	165
											11.140	11.661
Banco do Brasil - Repasse BNDES												
21/02000-0	Copel GeT	Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	16.04.2009	179	15.01.2028	Mensal	2,13% acima da TJLP	2,13% acima da TJLP	169.500	80.968	83.936
											80.968	83.936

(a) Dívida renegociada em março de 2021, com alteração nas datas de amortização e no valor dos encargos financeiros.
(continua)

Consolidado														
Contrato	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.03.2021	31.12.2020		
BNDES														
820989.1	Copel GeT	Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	17.03.2009	179	15.01.2028	Mensal	1,63% acima da TJLP	1,63% acima da TJLP	169.500	80.967	83.935		
1120952.1		Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguau e Cascavel Oeste.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; receita proveniente da prestação de serviços de transmissão.	16.12.2011	168	15.04.2026	Mensal	1,82% e 1,42% acima da TJLP	1,82% e 1,42% acima da TJLP	44.723	16.922	17.756		
1220768.1		Implantação da PCH Cavernoso II.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	28.09.2012	192	15.07.2029	Mensal	1,36% acima da TJLP	1,36% acima da TJLP	73.122	40.197	41.405		
13211061		Implantação da UHE Colider.	Cessão fiduciária de direitos creditórios.		04.12.2013	192	15.10.2031	Mensal	0% e 1,49% acima da TJLP	6,43% e 7,68%	1.041.155	730.770	748.083	
13210331		Implantação da subestação Cerquillo III.			03.12.2013	168	15.08.2028	Mensal	1,49% e 1,89% acima da TJLP	1,49% e 1,89% acima da TJLP	17.644	9.740	10.069	
15206041		Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.			28.12.2015	168	15.06.2030	Mensal	2,42% acima da TJLP	9,04%	34.265	19.745	20.280	
15205921		Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim.			28.12.2015	168	15.12.2029	Mensal	2,32% acima da TJLP	8,93%	21.584	11.832	12.171	
18205101		Implantação da UHE Baixo Iguau			22.11.2018	192	15.06.2035	Mensal	1,94% acima da TJLP	8,50%	194.000	180.901	184.087	
19207901- A+B+E+F+G+H		Implantação das instalações de transmissão das linhas: SE Medianeira; SE Curitiba Centro e Curitiba Uberaba e SE Andirá Leste.			03.06.2020	279	15.12.2043	Mensal	IFCA + 4,8165%	IFCA + 4,8570%	206.882	160.983	158.351	
19207901- C+D+H+J		Implantação das instalações de transmissão das linhas: Linha de Transmissão Curitiba Leste - Blumenal e Baixo Iguau - Realeza.			03.06.2020	267	15.12.2043	Mensal	IFCA + 4,8165%	IFCA + 4,8570%	225.230	114.778	110.699	
14205611-A	Copel DIS	Preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão e consolidação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE)			Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.	15.12.2014	72	15.01.2021	Mensal	2,09% acima da TJLP	8,37%	41.583	-	585
14205611-B						15.12.2014	6	15.02.2021	Anual	2,09 acima da TR BNDES	2,09 acima da TR BNDES	17.821	-	4.329
14205611-C						15.12.2014	113	15.06.2024	Mensal	6,0%	6,0%	78.921	25.474	27.434
14205611-D			15.12.2014	57		15.02.2021	Mensal	TJLP	TJLP	750	-	2		
14.2.1271.1	Santa Maria	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas	Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios; cessão fiduciária de receitas.	01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	71.676	40.686	41.665		
14.2.1272.1	Santa Helena			01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	82.973	44.146	45.208		
11211521	GE Farol			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	54.100	36.490	37.470		
11211531	GE Boa Vista			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	40.050	26.977	27.701		
11211541	GE S.B. do Norte			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	90.900	61.181	62.824		
11211551	GE Olho D'Água			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	97.000	65.340	67.096		
18204611	Cutia			Penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios.	10.10.2018	192	15.07.2035	Mensal	2,04% acima da TJLP	8,37%	619.405	581.898	588.169	
13212221 - A	Costa Oeste			Implantação de linha de transmissão entre as subestações Cascavel Oeste e Umuarama Sul e implantação da subestação Umuarama Sul.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	03.12.2013	168	30.11.2028	Mensal	1,95% + TJLP	1,95% + TJLP	27.634	16.506	17.046
13212221 - B						03.12.2013	106	30.09.2023	Mensal	3,5%	3,5%	9.086	1.995	2.194
14205851 - A	Marumbi			Implantação de linha de transmissão entre as subestações Curitiba e Curitiba Leste e implantação da subestação Curitiba Leste.		08.07.2014	168	30.06.2029	Mensal	2,00% + TJLP	2,00% + TJLP	33.460	21.380	22.029
14205851 - B		08.07.2014	106			30.04.2024	Mensal	6,0%	6,0%	21.577	6.983	7.550		
Total moeda nacional											2.295.891	2.338.138		
										Divida bruta	3.185.580	3.214.249		
										(-) Custo de transação	(26.208)	(25.718)		
										Divida líquida	3.159.372	3.188.531		
										Circulante	203.898	717.677		
										Não Circulante	2.955.474	2.470.854		

DI - Depósito interbancário

IFCA - Índice nacional de preços ao consumidor amplo

TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo.

22.1 Cauções e depósitos vinculados – STN

Constituição de garantias, sob a forma de caução em dinheiro, *Par Bond*, no valor de R\$ 87.249 (R\$ 78.764 em 31.12.2020), e *Discount Bond*, no valor de R\$ 60.656 (R\$ 54.757 em 31.12.2020), 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		31.03.2021	%	31.12.2020	%
Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)					
Dólar norte-americano	10,77	157.217	4,98	140.337	4,40
		157.217	4,98	140.337	4,40
Moeda nacional - indexadores ao final do período (%)					
TJLP	4,39	2.045.829	64,75	2.090.340	65,56
CDI	2,65	637.698	20,18	638.431	20,02
IPCA	2,05	273.159	8,65	270.749	8,49
Sem indexador (taxa fixa anual)	-	45.469	1,44	48.674	1,53
		3.002.155	95,02	3.048.194	95,60
		3.159.372	100,00	3.188.531	100,00

22.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.03.2021	Controladora			Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2022	320.003	(1.018)	318.985	470.502	(2.322)	468.180
2023	320.003	(303)	319.700	522.184	(2.035)	520.149
2024	153.979	-	153.979	352.224	(1.738)	350.486
2025	-	-	-	195.795	(1.735)	194.060
2026	-	-	-	195.935	(1.738)	194.197
Após 2026	-	-	-	1.241.972	(13.570)	1.228.402
	793.985	(1.321)	792.664	2.978.612	(23.138)	2.955.474

22.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

Controladora	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2021	140.337	638.431	778.768
Encargos	1.906	5.518	7.424
Variação monetária e cambial	14.974	-	14.974
Pagamento - encargos	-	(6.251)	(6.251)
Em 31.03.2021	157.217	637.698	794.915

Consolidado	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2021	140.337	3.048.194	3.188.531
Encargos	1.906	41.254	43.160
Variação monetária e cambial	14.974	6.779	21.753
Amortização - principal	-	(53.319)	(53.319)
Pagamento - encargos	-	(40.753)	(40.753)
Em 31.03.2021	157.217	3.002.155	3.159.372

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.

Em 31.12.2020, todos os indicadores financeiros medidos apenas anualmente foram integralmente atendidos. Em 31.03.2021, todos os demais indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos.

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 Banco do Brasil nº 21/02000-0 - Mauá	Ebitda / Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
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 (a)	≥ 1,2
Costa Oeste	BNDES Finem nº 13212221	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Marumbi	BNDES Finem nº 14205851	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3

Financiamento a empreendimentos - Finem

(a) indicador calculado com os valores das demonstrações financeiras consolidadas da Cutia Empreendimentos Eólicos S.A.

23 Debêntures

Empresa	Emissão	Características	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.03.2021	31.12.2020
Copel	7ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	19.01.2018	2	19.01.2021	Semestral	119,0% da taxa DI	125,18% do DI	600.000	-	303.101
	8ª		Pagamento da 6ª emissão de debêntures e reforço da estrutura de capital.		14.06.2019	1	14.06.2022	Semestral	106,0% da taxa DI	110,93% do DI	500.000	503.038	500.475
Copel GeT	3ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	20.10.2017	3	20.10.2022	Semestral	126,0% da taxa DI	131,21% da taxa DI	1.000.000	673.890	669.811
	4ª		Resgate antecipado total da 4ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.		23.07.2018	3	23.07.2023	Semestral	126,0% da taxa DI	133,77% da taxa DI	1.000.000	1.004.575	1.010.625
	5ª	Reembolso de gastos da construção das Linhas de Transmissão Araraquara II - Taubaté, Assis - Londrina e Foz do Chopim	25.09.2018		5	15.09.2025	Semestral	IPCA + 7,6475%	IPCA + 8,3295%	290.000	323.945	322.110	
	6ª (série 1)	Resgate antecipado total da 5ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 2ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.	15.07.2019		2	15.07.2024	Semestral	109,0% da taxa DI	111,25% da taxa DI	800.000	803.558	807.793	
	6ª (série 2)	Reembolso de gastos com os projetos UHE Colider e UHE Baixo Iguaçu	15.07.2019		1	15.07.2025	Semestral	IPCA + 3,90%	IPCA + 4,46%	200.000	218.255	215.265	
Copel DIS	3ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	20.10.2017	2	20.10.2022	Semestral	126,0% da taxa DI	130,85% da taxa DI	500.000	505.417	502.358
	4ª		Capital de giro e pagamento da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.		27.09.2018	3	27.09.2023	Semestral	DI + spread 2,70%	CDI + 3,96%	1.000.000	1.000.419	1.011.796
	5ª (série 1)	Investimento para expansão, renovação ou melhoria e reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Emissora vinculada ao contrato de concessão nº 46/1999 da ANEEL.	15.11.2019		3	15.11.2027	Semestral	IPCA + 4,20%	IPCA + 4,61%	500.000	547.532	529.349	
	5ª (série 2)	Reforço do capital de giro e recomposição de caixa pela amortização final da 2ª emissão de debêntures.	15.11.2019		2	15.11.2022	Semestral	DI + spread 1,45%	CDI + 1,65%	350.000	354.410	351.479	
Brisa Potiguar	2ª (série 1)	(d)	Implantação de centrais geradoras eólicas.	Real e fidejussória e penhor de ações da Copel GeT	24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	TJLP + 2,02%	TJLP + 2,02%	147.575	107.302	109.677
	2ª (série 2)				24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	IPCA + 9,87%	IPCA + 10,92%	153.258	130.758	130.449
Cutia	1ª	(b)	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.	Fidejussória	20.03.2019	26	15.12.2031	Semestral	IPCA + 5,8813%	IPCA + 6,83%	360.000	366.715	353.166
Compagás	2ª	(e)	Financiar plano de investimentos da emissora.	Flutuante	15.04.2016	54	15.12.2021	Trimestral	TJLP+2,17% SELIC+2,17%	TJLP+2,17% SELIC+2,17%	33.620	-	3.000
	3ª	(f)	Financiar plano de investimentos da emissora.	Real	17.12.2019	18	28.06.2021	Mensal	DI + spread 0,88%	5,68%	43.000	7.234	14.475
											Dívida bruta	6.551.463	6.837.819
											(-) Custo de transação	(75.093)	(80.338)
											Dívida líquida	6.476.370	6.757.481
											Circulante	1.565.629	1.881.411
											Não Circulante	4.910.741	4.876.070

(a) 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. Interveniente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

(b) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real com garantia adicional fidejussória, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interveniente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

(c) Debêntures simples, duas séries, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interveniente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

(d) Debêntures simples, duas séries, não conversíveis em ações, emissão privada. Empresas: Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus e Ventos de Santo Uriel. Interveniente garantidora: Copel. Não possui agente fiduciário.

(e) Debêntures simples e nominativas, com série única, em emissão privada, com colocação exclusiva para a BNDES/SPAR. Garantidora: Compagás. Agente fiduciário: BNDES Participações S.A - BNDES/SPAR.

(f) Debêntures simples e nominativas, com série única, em emissão privada, com distribuição pública de esforços restritos. Garantidora: Compagás. Agente fiduciário: Simplific Pavarini DTVM Ltda.

23.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.03.2021	Controladora			Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2022	500.000	(308)	499.692	2.032.707	(13.866)	2.018.841
2023	-	-	-	1.175.684	(12.063)	1.163.621
2024	-	-	-	507.055	(6.981)	500.074
2025	-	-	-	511.230	(5.297)	505.933
2026	-	-	-	239.900	(3.756)	236.144
Após 2026	-	-	-	498.549	(12.421)	486.128
	500.000	(308)	499.692	4.965.125	(54.384)	4.910.741

23.2 Mutação das debêntures

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2021	801.289	6.757.481
Encargos e variação monetária	3.396	120.317
Amortização - principal	(300.000)	(314.012)
Pagamento - encargos	(3.474)	(74.786)
Reclassificação (a)	-	(12.630)
Em 31.03.2021	501.211	6.476.370

(a) Reclassificação para Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

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 os órgãos reguladores.

Em 31.12.2020, todos os indicadores financeiros medidos anualmente foram integralmente atendidos, exceto a controlada Ventos de Santo Uriel que não atendeu ao Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD de 1,3. Contudo, a Companhia preventivamente solicitou e recebeu, em 31.12.2020, conforme carta do BNDES, com a referência AE/DEENE2 nº 186/2020, o compromisso da instituição bancária de não declarar o vencimento antecipado da escritura de debêntures, com base no desempenho desse índice no ano de 2020.

Em 31.03.2021, todos os demais indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel	7ª Emissão de Debêntures 8ª Emissão de Debêntures		
Copel GeT	3ª Emissão de Debêntures 4ª Emissão de Debêntures 5ª Emissão de Debêntures 6ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
Copel DIS	3ª Emissão de Debêntures 4ª Emissão de Debêntures 5ª Emissão de Debêntures		
Copel TEL	1ª Emissão de Debêntures 2ª Emissão de Debêntures 3ª Emissão de Debêntures		
Compagás	2ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida / Ebitda	≤ 3,5
		Endividamento Geral	≤ 0,7
	3ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida / Ebitda	≤ 3,5
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
Cutia	1ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≥ 1,2

(a) indicador calculado com os valores das demonstrações financeiras consolidadas da Cutia Empreendimentos Eólicos S.A.

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. A Fundação Copel de Previdência e Assistência é a entidade que administra estes planos.

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.

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 período

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

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2021	31.12.2020	31.03.2021	31.12.2020
Planos previdenciários	1	13	900	1.124
Planos assistenciais	10.298	10.142	1.504.514	1.492.490
	10.299	10.155	1.505.414	1.493.614
Circulante	220	226	69.196	69.231
Não circulante	10.079	9.929	1.436.218	1.424.383

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2021	31.03.2020	31.03.2021	31.03.2020
Empregados				
Planos previdenciários	135	146	14.506	14.654
Plano assistencial - pós-emprego	211	192	29.128	23.589
Plano assistencial - funcionários ativos	263	214	17.842	19.125
	609	552	61.476	57.368
Administradores				
Planos previdenciários	84	99	329	268
Plano assistencial	14	10	33	28
	98	109	362	296
	707	661	61.838	57.664

24.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2021	10.155	1.493.614
Apropriação do cálculo atuarial	211	29.128
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	1.220	31.078
Amortizações	(1.287)	(48.406)
Em 31.03.2021	10.299	1.505.414

25 Encargos Setoriais a Recolher

Consolidado	31.03.2021	31.12.2020
Conta de desenvolvimento energético - CDE	4.389	5.700
Reserva global de reversão - RGR	12.824	12.446
Bandeira tarifária	13.789	15.566
	31.002	33.712

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.

A Medida Provisória nº 998/2020, convertida em Lei nº 14.120/2021, altera a Lei nº 9.991/2000 e prevê a destinação dos recursos não utilizados de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética - PEE, para a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, visando à modicidade tarifária até 2025 como medida de mitigação dos impactos econômicos provenientes da pandemia de Covid-19. O Despacho Aneel nº 904/2021 determinou os recolhimentos para a CDE a partir de abril de 2021.

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 31.03.2021	Saldo em 31.12.2020
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
FNDCT	-	7.022	-	7.022	8.085
MME	-	3.510	-	3.510	4.041
P&D	219.277	6.792	114.560	340.629	332.746
	219.277	17.324	114.560	351.161	344.872
Programa de eficiência energética - PEE					
Procel	-	9.019	-	9.019	5.855
PEE	37.436	46.603	239.701	323.740	314.284
	37.436	55.622	239.701	332.759	320.139
	256.713	72.946	354.261	683.920	665.011
			Circulante	434.698	380.186
			Não circulante	249.222	284.825

Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT

Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel

26.2 Mutação dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1^o.01.2021	8.085	4.041	332.746	5.855	314.284	665.011
Constituições	10.810	5.403	10.811	2.679	10.716	40.419
Contrato de desempenho	-	-	-	-	718	718
Juros (NE n ^o 34)	-	-	569	485	1.340	2.394
Recolhimentos	(11.873)	(5.934)	-	-	-	(17.807)
Conclusões	-	-	(3.497)	-	(3.318)	(6.815)
Em 31.03.2021	7.022	3.510	340.629	9.019	323.740	683.920

27 Contas a Pagar Vinculadas   Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.03.2021	31.12.2020
UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	07.2042	5,65% a.a.	IPCA	17.533	17.213
UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	25.608	25.075
UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	8.015	7.841
UHE Guaricana	Copel GeT	03.03.2020	03.03.2020	03.2025	7,74% a.a.	IPCA	3.210	3.299
UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	10.2036	11,00% a.a.	IGPM	729.907	678.436
							784.273	731.864
						Circulante	96.646	88.951
						Não circulante	687.627	642.913

Taxa de desconto no cáculo 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   União

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

27.1 Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

Em 1^o.01.2021	731.864
Ajuste a valor presente	(1.124)
Variacão monetária	75.200
Pagamentos	(21.667)
Em 31.03.2021	784.273

28 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos

A Companhia reconheceu Ativo de direito de uso e Passivo de arrendamentos conforme segue:

28.1 Direito de uso de ativos

Consolidado	Saldo em 1 ^o .01.2021	Adições	Ajuste por remensuração	Amortização	Baixas	Reclassificação (a)	Saldo em 31.03.2021
Imóveis	23.384	85.556	-	(3.195)	(142)	(10.523)	95.080
Veículos	90.316	-	-	(8.034)	-	573	82.855
Equipamentos	18.821	-	(68)	(1.614)	-	103	17.242
	132.521	85.556	(68)	(12.843)	(142)	(9.847)	195.177

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE n^o 41).

28.2 Passivo de arrendamentos

28.2.1 Mutação do passivo de arrendamentos

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2021	986	138.361
Adições	2.649	85.556
Ajuste por remensuração	(5)	(68)
Encargos	14	2.350
Pagamento - principal	(67)	(13.430)
Pagamento - encargos	(13)	(920)
Baixas	-	(152)
Reclassificação (a)	-	(9.873)
Em 31.03.2021	3.564	201.824
	Circulante	328
	Não circulante	3.236
		41.826
		159.998

(a) Reclassificação para Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

A Companhia define a taxa de desconto com base na taxa de juros praticada na última captação de debêntures, desconsiderando captações subsidiadas ou incentivadas.

28.2.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

2022	36.391
2023	33.531
2024	29.720
2025	7.971
2026	5.531
Após 2026	95.014
Valores não descontados	208.158
Juros embutidos	(48.160)
Saldo do passivo de arrendamento	159.998

28.2.3 Direito potencial de Pis/Cofins a recuperar

Segue quadro indicativo do direito potencial de Pis/Cofins a recuperar embutido na contraprestação de arrendamentos conforme os períodos previstos para pagamento.

Fluxos de caixa	Nominal	Valor Presente
Contraprestação do arrendamento	310.117	201.824
Pis/Cofins potencial	26.811	17.267

28.3 Impacto pela projeção de inflação nos fluxos de caixa descontados

Em conformidade com o CPC 06 (R2) / IFRS 16, na mensuração e na remensuração do passivo de arrendamento e do direito de uso, a Companhia utilizou a técnica de fluxo de caixa descontado sem considerar a inflação futura projetada, conforme vedação imposta pela norma.

No entanto, dada a realidade atual das taxas de juros de longo prazo no ambiente econômico brasileiro, o quadro a seguir apresenta os saldos comparativos entre a informação registrada em conformidade com o CPC 06 (R2) / IFRS 16 e o valor que seria registrado se considerada a inflação projetada:

Consolidado	Saldo conforme o CPC 06 (R2) - IFRS 16	Saldo com projeção da inflação	%
Passivo de arrendamentos	201.824	238.802	18,32%
Direito de uso de ativos	195.177	227.500	16,56%
Despesa Financeira	2.498	2.853	14,21%
Despesa de amortização	11.712	13.032	11,27%

28.4 Compromissos de arrendamentos e aluguéis

Para os arrendamentos de ativos de baixo valor, tais como computadores, impressoras e móveis, arrendamento de curto prazo, bem como para os contratos de arrendamento de terrenos para desenvolvimento de projetos de geração de energia eólica, cujo pagamento é feito com base em remuneração variável, os valores estão reconhecidos na demonstração de resultado como custos e/ou despesas operacionais (NE nº 33.6). O saldo de compromissos de arrendamentos e aluguéis está demonstrado a seguir:

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	31.03.2021
Compromissos de arrendamentos e aluguéis	7.450	31.978	162.310	201.738

28.5 Recebíveis de arrendamentos

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 31.03.2021
Compartilhamento de instalações	2.737	14.598	54.499	71.834

29 Outras Contas a Pagar

Consolidado	31.03.2021	31.12.2020
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 36.2.12)	322.197	343.406
Desvio de geração - empreendimentos eólicos (NE nº 36.2.11)	82.703	94.089
Taxa de iluminação pública arrecadada	50.474	48.188
Consumidores	39.325	44.508
Obrigações junto a clientes nas operações de venda de gás (a)	29.621	29.508
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	30.306	29.174
Cauções em garantia	21.698	16.409
Aquisição de investimentos	14.475	14.169
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	19.466	9.799
Devolução ao consumidor	4.710	4.893
Outras obrigações	71.658	71.143
	686.633	705.286
	Circulante	235.400
	251.661	
	Não circulante	469.886
	434.972	

(a) Refere-se aos valores pagos pela aquisição de volumes de gás contratados e ainda não retirados pelos clientes.

30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente

A Companhia e suas controladas respondem por diversos processos judiciais e administrativos perante diferentes cortes. A Administração, com base na avaliação de seus assessores legais, constitui provisões para as ações cujas perdas são consideradas prováveis quando os critérios de reconhecimento de provisão, descritos na NE nº 4.11 das demonstrações financeiras de 31.12.2020, são atendidos.

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

30.1 Mutação das provisões para litígios

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Resultado			Adições no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros (a)	Saldo em 31.03.2021
		Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições				
Fiscais								
Cofins	107.148	445	-	-	-	-	107.593	
Outras	66.725	367	-	-	-	(7)	67.085	
	173.873	812	-	-	-	(7)	174.678	
Trabalhistas	596.248	28.537	(4.810)	-	-	(28.662)	595.287	
Benefícios a empregados	52.401	1.183	(420)	-	-	(681)	52.407	
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo	387.895	13.310	(18.160)	-	-	(28.788)	354.276	
Servidões de passagem	111.553	382	-	955	3.362	(6)	116.246	
Desapropriações e patrimoniais	133.888	1	(3.265)	2.067	2.785	-	135.476	
Consumidores	3.973	151	-	-	-	-	4.124	
Ambientais	7.174	4.266	-	-	-	(1.300)	10.140	
	644.483	18.110	(21.425)	3.022	6.147	(28.794)	620.262	
Regulatórias	88.699	8.300	-	-	-	-	96.999	
	1.555.704	56.942	(26.655)	3.022	6.147	(58.137)	1.539.633	

(a) Reclassificação principalmente para Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

Controladora	Saldo em 1º.01.2021	Resultado		Saldo em 31.03.2021
		Adições	Quitações	
Fiscais				
Cofins	107.148	445	-	107.593
Outras	29.405	48	-	29.453
	136.553	493	-	137.046
Trabalhistas	2.466	122	(189)	2.399
Cíveis	163.940	5.130	(27.030)	142.040
Regulatórias	21.373	-	-	21.373
	324.332	5.745	(27.219)	302.858

30.2 Detalhamento das provisões para litígios e passivos contingentes

O quadro a seguir apresenta o detalhamento das provisões para litígios registradas e, adicionalmente, os valores de passivos contingentes, os quais são obrigações presentes decorrentes de eventos passados, porém sem provisões reconhecidas por não ser provável uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação.

Natureza	Descrição	Controladora				Consolidado			
		Provisões		Passivo contingente		Provisões		Passivo contingente	
		31.03.2021	31.12.2020	31.03.2021	31.12.2020	31.03.2021	31.12.2020	31.03.2021	31.12.2020
Fiscais									
Cofins	Exigência da Receita Federal relativo ao período 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.	107.593	107.148	6.580	6.554	107.593	107.148	6.580	6.554
INSS	Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.	29.453	29.405	98.160	100.165	29.453	29.405	98.160	100.165
Impostos federais	Exigências e questionamentos administrativos da Receita Federal do Brasil.	-	-	-	-	-	-	84.411	84.027
ICMS	Auto de infração nº 6.587.156-4 lavrado pelo Estado do Paraná por suposta ausência de recolhimento do ICMS sobre a rubrica "demanda medida" destacada em faturas de energia elétrica emitidas pela Copel DIS no período de maio de 2011 a dezembro de 2013. O processo foi encerrado após trânsito em julgado em favor da Companhia.	-	-	-	-	-	-	-	97.404
IPTU	Exigência de Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana - IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica.	-	-	-	-	-	-	103.110	98.459
ISS	Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviços de construção civil prestado por terceiro.	-	-	-	-	-	-	76.192	73.094
Outras	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.	-	-	53.782	53.004	37.632	37.320	124.531	116.920
		137.046	136.553	158.522	159.723	174.678	173.873	492.984	576.623
Trabalhistas	Cobrança de horas-extras, periculosidade, adicional de transferência, equiparação/reenquadramento salarial, entre outras, por empregados e ex-empregados da Copel; cobranças de parcelas indenizatórias e outras, por ex-empregados de empreiteiros e empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária).	2.399	2.466	2.439	2.291	595.287	596.248	362.480	348.463
Benefícios a empregados	Reclamações trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados contra a Fundação Copel, que causarão, conseqüentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.	-	-	-	-	52.407	52.401	6.816	9.210
Regulatórias									
Despacho Aneel nº 288/2002	Ações judiciais contra o Despacho Aneel nº 288/2002 envolvendo as empresas Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE e Dona Francisca Energética S.A.	21.373	21.373	-	-	70.188	70.188	-	-
ESBR	A ESBR moveu a ação ordinária nº 10426-71.2013.4.01.4100 contra a Aneel, 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 Preço de Liquidação das Diferenças - 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.	-	-	-	-	-	-	977.351	942.640
Excludente Colider	Discussão sobre o valor de Tarifa de uso do sistema de transmissão - TUST e atualização monetária sobre valores de energia referente ao período de excludente de responsabilidade. Em decorrência da liminar judicial que excluiu o período de atraso da obra da UHE Colíder da responsabilidade pela entrega de energia contratada no Ambiente de Contratação Regulado - ACR, a CCEE procedeu o crédito, valorado ao PLD, da energia anteriormente lastreada para cumprir os contratos de ACR. Contudo, em caso de insucesso na ação judicial, a Companhia deverá devolver os valores creditados, atualizados pelo IGPM.	-	-	-	-	-	-	241.703	216.353
Outras	Notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias	-	-	-	-	26.811	18.511	12.906	-
		21.373	21.373	-	-	96.999	88.699	1.231.960	1.158.993

(continua)

Natureza	Descrição	Controladora				Consolidado			
		Provisões		Passivo contingente		Provisões		Passivo contingente	
		31.03.2021	31.12.2019	31.03.2021	31.12.2019	31.03.2021	31.12.2019	31.03.2021	31.12.2019
Cíveis									
Fumicultores	Ações que têm como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.	-	-	-	-	55.189	50.330	45.827	41.258
DER	O DER lavrou auto de infração fiscal à Copel Distribuição que, por sua vez, impetrou ação com objeto de impugnar a cobrança 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.	-	-	-	-	-	-	99.868	95.669
Arbitragem	Discussão em arbitragem protegida por sigilo e confidencialidade, em fase de instrução probatória, sem decisão proferida	-	-	-	-	129.025	125.719	523.968	510.543
Crédito PIS/COFINS sobre ICMS	Referente a estimativa de contingência passiva, conforme julgamento da administração e opinião de seus assessores legais, relativa a eventual propositura de demanda pelos consumidores sobre o crédito tributário reconhecido, detalhado na NE nº 13.2.1, referente ao período que exacerbe a regra de neutralidade tributária, compreendido entre o 11º e o 16º ano, de um total de 16 anos considerados na ação. Em 09.02.2021, a Aneel abriu Consulta Pública 005/2021 para obter subsídios até 29.03.2021, com intuito de aprimoramento da proposta de devolução destes créditos tributários aos consumidores. As áreas técnicas da Aneel elaboraram nota técnica à referida Consulta Pública delimitando seu escopo à análise econômico-financeira, porém sem discutir os aspectos jurídicos trazidos no âmbito da Tomada de Subsídio 005/2020 e que permeiam o tema. A Companhia e seus assessores legais avaliaram os documentos disponibilizados na Consulta Pública 005/2021 e estão trabalhando na elaboração de suas contribuições de forma a solidificar seu entendimento e resguardar seus direitos.	-	-	-	-	-	-	1.758.512	1.755.112
Cíveis e direito administrativo	Outras ações que envolvem faturamento, supostos procedimentos irregulares, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica e acidentes com veículos.	142.040	163.940	528.939	515.302	107.036	133.560	308.282	282.794
Indenização a terceiros (cíveis)	Ações de indenização decorrentes de danos causados durante a construção de usinas	-	-	-	-	71.205	82.146	36.388	38.127
Servidões de passagem	Discussão 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); 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.	-	-	-	-	101.660	110.652	26.832	26.001
Desapropriações e patrimoniais	Discussão 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); ações de reintegrações de posse de imóveis de propriedade da concessionária; intervenção no usucapião de terceiros, na qualidade de confrontante, a fim de preservar os limites e confrontações das áreas desapropriadas.	-	-	-	-	93.495	86.207	134.816	138.341
Indenização a terceiros (Desapropriações)	Ações de desapropriação para construção de subestação de energia elétrica e para desapropriação de terreno alagado de Usina	-	-	-	-	47.088	44.775	47.534	45.196
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.	-	-	-	-	4.124	3.920	3.964	3.768
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.	-	-	-	-	11.440	7.174	188.241	180.068
		142.040	163.940	528.939	515.302	620.262	644.483	3.174.232	3.116.877
		302.858	324.332	689.900	677.316	1.539.633	1.555.704	5.268.472	5.210.166

31 Patrimônio Líquido

31.1 Capital social

Em 31.03.2021, o capital social integralizado é de R\$ 10.800.000 (R\$ 10.800.000 em 31.12.2020). Sua composição por ações (sem valor nominal) e os principais acionistas estão demonstrações a seguir, já considerando a quantidade de ações atualizadas após o desdobramento aprovado pela Administração:

Acionistas	Número de ações em unidades							
	Ordinárias		Preferenciais "A"		Preferenciais "B"		Total	
	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%
Estado do Paraná	850.285.980	58,63	-	-	-	-	850.285.980	31,07
BNDESPAR	382.987.750	26,41	-	-	272.820.060	21,26	655.807.810	23,96
Eletrobras	15.307.740	1,06	-	-	-	-	15.307.740	0,56
Custódias em bolsa:								
B3	197.201.200	13,59	767.830	23,50	723.826.525	56,42	921.795.555	33,69
NYSE	1.163.450	0,08	-	-	284.015.195	22,14	285.178.645	10,42
Latibex	-	-	-	-	1.807.910	0,14	1.807.910	0,07
Prefeituras	1.783.930	0,12	93.260	2,85	34.710	-	1.911.900	0,07
Outros	1.580.750	0,11	2.406.430	73,65	471.030	0,04	4.458.210	0,16
	1.450.310.800	100,00	3.267.520	100,00	1.282.975.430	100,00	2.736.553.750	100,00

31.2 Ajustes de avaliação patrimonial

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2021	353.349	353.349
Passivos atuariais		
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(19.411)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	6.600
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos	(12.811)	-
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-
Em 31.03.2021	340.538	340.538

31.3 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.03.2021	Operações continuadas	Operações descontinuadas	Reapresentado 31.03.2020
Numerador básico e diluído						
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:						
Ações ordinárias	380.547	17.236	397.783	254.287	5.017	259.304
Ações preferenciais classe "A"	944	43	987	632	12	644
Ações preferenciais classe "B"	370.303	16.772	387.075	247.441	4.881	252.322
	751.794	34.051	785.845	502.360	9.910	512.270
Denominador básico e diluído						
Média ponderada das ações (em milhares):						
Ações ordinárias	1.450.310.800	1.450.310.800	1.450.310.800	1.450.310.800	1.450.310.800	1.450.310.800
Ações preferenciais classe "A"	3.267.520	3.267.520	3.267.520	3.274.773	3.274.773	3.274.773
Ações preferenciais classe "B"	1.282.975.430	1.282.975.430	1.282.975.430	1.282.968.177	1.282.968.177	1.282.968.177
	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas controladores						
Ações ordinárias	0,26239	0,01188	0,27427	0,17533	0,00346	0,17879
Ações preferenciais classe "A"	0,28863	0,01307	0,30170	0,19287	0,00380	0,19667
Ações preferenciais classe "B"	0,28863	0,01307	0,30170	0,19287	0,00380	0,19667

Os resultados demonstrados foram calculados com base no novo número de ações, após o desdobramento de ações aprovado em Assembleia Geral, conforme descrito na NE nº 3.6.2.

31.4 Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas

Conforme divulgado nas NEs nº 31.4.1 e 42.3 das demonstrações financeiras de 31.12.2020, a Companhia provisionou o valor de dividendo adicional proposto para ser realizado com saldo de reservas de lucros de períodos anteriores não capitalizados. Em 17.03.2021 o Conselho de Administração - CAD aprovou estes dividendos, com base na previsão estatutária que permite esta deliberação pelo CAD.

Em 30.04.2021 ocorreu o pagamento parcial destes valores, conforme divulgado na NE nº 42.3 destas demonstrações financeiras intermediárias.

32 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						31.03.2021	Reapresentado 31.03.2020
Fornecimento de energia elétrica	2.611.796	(192.436)	(531.958)	(136.686)	-	1.750.716	1.758.660
Suprimento de energia elétrica	1.349.931	(173.427)	(5.562)	(18.606)	-	1.152.336	876.751
Disponibilidade da rede elétrica	2.351.874	(169.194)	(572.066)	(485.692)	-	1.124.922	1.042.782
Receita de construção	374.280	-	-	-	-	374.280	241.665
Valor justo do ativo indenizável da concessão	28.870	-	-	-	-	28.870	9.187
Distribuição de gás canalizado	180.524	(14.448)	(31.073)	-	(134)	134.869	138.256
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	397.078	(36.729)	-	-	-	360.349	(58.970)
Outras receitas operacionais	72.000	(11.259)	-	-	(1.290)	59.451	58.356
	7.366.353	(597.493)	(1.140.659)	(640.984)	(1.424)	4.985.793	4.066.687

32.1 Detalhamento da receita por tipo e/ ou classe de consumidores

Consolidado	31.03.2021	Reapresentado 31.03.2020
Fornecimento de energia elétrica	2.611.796	2.596.863
Residencial	842.800	839.157
Industrial	242.507	257.379
Comercial, serviços e outras atividades	459.761	532.614
Rural	186.532	179.153
Poder público	52.126	62.792
Iluminação pública	60.019	59.409
Serviço público	79.593	79.238
Consumidores livres	521.171	404.901
Doações e subvenções	167.287	182.220
Suprimento de energia elétrica	1.349.931	1.013.088
Contratos bilaterais	592.984	557.358
Contratos regulados	255.312	217.721
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	470.840	217.809
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.3)	30.795	20.200
Disponibilidade da rede elétrica	2.351.874	2.221.681
Residencial	740.173	725.261
Industrial	332.728	325.422
Comercial, serviços e outras atividades	432.999	475.334
Rural	161.604	153.837
Poder público	46.000	54.081
Iluminação pública	51.827	51.172
Serviço público	50.523	49.249
Consumidores livres	326.412	257.112
Concessionárias e geradoras	16.602	14.037
Receita de operação e manutenção - O&M e juros efetivos	193.006	116.176
Receita de construção	374.280	241.665
Concessão de distribuição de energia	331.409	204.733
Concessão de distribuição de gás canalizado	2.747	2.827
Concessão de transmissão de energia (a)	40.124	34.105
Valor justo do ativo indenizável da concessão	28.870	9.187
Distribuição de gás canalizado	180.524	190.475
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	397.078	(64.923)
Outras receitas operacionais	72.000	67.363
Arrendamentos e aluguéis (32.2)	53.608	40.318
Valor justo na compra e venda de energia	1.133	3.592
Renda da prestação de serviços	11.088	9.854
Outras receitas	6.171	13.599
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	7.366.353	6.275.399
(-) Pis/Pasep e Cofins	(597.493)	(587.976)
(-) ICMS	(1.140.659)	(1.156.663)
(-) ISSQN	(1.424)	(793)
(-) Encargos setoriais (32.3)	(640.984)	(463.280)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.985.793	4.066.687

(a) No saldo está contido o valor da receita de construção, a margem de construção e o ganho ou perda por eficiência conforme detalhado na NE nº 11.3

32.2 Arrendamentos e aluguéis

32.2.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	Reapresentado	
	31.03.2021	31.03.2020
Equipamentos e estruturas	53.464	40.010
Compartilhamento de instalações	81	268
Imóveis	63	40
	53.608	40.318

32.3 Encargos setoriais

Consolidado		
	31.03.2021	31.03.2020
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (32.3.1)	460.532	382.616
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	114.437	22.994
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	40.419	34.170
Quota para reserva global de reversão - RGR	14.858	14.445
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	8.811	6.297
Taxa de fiscalização	1.927	2.758
	640.984	463.280

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

A CDE, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, tem entre suas fontes de recursos, para cumprir seus objetivos, as quotas pagas pelos agentes que negociam energia com o consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas. A Companhia realiza pagamentos do encargo CDE-Uso, destinada ao custeio dos objetivos da CDE previstos na lei. As quotas anuais para cada distribuidora são definidas pela Aneel por meio das resoluções homologatórias. O saldo é composto da seguinte forma:

Resoluções	Período	31.03.2021
CDE USO		
Resolução Homologatória nº 2.814/2020	Janeiro	163.844
Resolução Homologatória nº 2.833/2021	Fevereiro	157.766
Resolução Homologatória nº 2.834/2021	Março	138.922
		460.532

32.4 Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS

A Aneel homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS por meio da Resolução Homologatória nº 2.704, de 23.06.2020, autorizando o reajuste médio de 0,41% (3,41% em 2019) percebido pelos consumidores e cuja aplicação ocorreu integralmente às tarifas a partir de 24.06.2020.

A recomposição tarifária contempla: 0,79% decorrentes da atualização da Parcela B (custos operacionais, depreciação e remuneração); 7,82% relativos à atualização da Parcela A (energia, transmissão, encargos e receitas irrecuperáveis); 1,81% relativos à inclusão dos componentes financeiros; e -10,01% que refletem a retirada dos componentes financeiros do processo tarifário anterior.

Houve redução para as categorias de clientes: residenciais, de 0,95%; comércio e serviços atendidos em baixa tensão, de 0,83%; e para iluminação pública, de 0,93%. Os clientes atendidos em alta tensão tiveram reajuste médio de 1,13%.

33 Custos e Despesas Operacionais

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.03.2021
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(1.686.296)	-	-	-	(1.686.296)
Encargos de uso da rede elétrica	(560.282)	-	-	-	(560.282)
Pessoal e administradores (33.2)	(209.442)	(3.215)	(96.593)	-	(309.250)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(42.202)	(414)	(19.222)	-	(61.838)
Material	(15.107)	(6)	(1.559)	-	(16.672)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(320.162)	-	-	-	(320.162)
Gás natural e insumos para operação de gás	(95.008)	-	-	-	(95.008)
Serviços de terceiros (33.3)	(123.274)	(1.258)	(42.549)	-	(167.081)
Depreciação e amortização	(240.448)	(1)	(12.689)	(3.838)	(256.976)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	1.394	(41.891)	-	(34.367)	(74.864)
Custo de construção (33.5)	(373.372)	-	-	-	(373.372)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(58.978)	(2.665)	(25.378)	(17.485)	(104.506)
	(3.723.177)	(49.450)	(197.990)	(55.690)	(4.026.307)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	Reapresentado 31.03.2020
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(1.496.751)	-	-	-	(1.496.751)
Encargos de uso da rede elétrica	(310.364)	-	-	-	(310.364)
Pessoal e administradores (33.2)	(199.570)	(2.871)	(76.696)	-	(279.137)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(41.160)	(427)	(16.077)	-	(57.664)
Material	(20.262)	(12)	(1.706)	-	(21.980)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(130.471)	-	-	-	(130.471)
Gás natural e insumos para operação de gás	(101.828)	-	-	-	(101.828)
Serviços de terceiros (33.3)	(95.653)	(1.356)	(39.108)	-	(136.117)
Depreciação e amortização	(235.592)	(1)	(10.480)	(3.837)	(249.910)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	(40.124)	(38.968)	-	(50.510)	(129.602)
Custo de construção (33.5)	(240.204)	-	-	-	(240.204)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(38.510)	(4.980)	(23.803)	(21.350)	(88.643)
	(2.950.489)	(48.615)	(167.870)	(75.697)	(3.242.671)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.03.2021
Pessoal e administradores (33.2)	(5.780)	-	(5.780)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(707)	-	(707)
Material	(130)	-	(130)
Serviços de terceiros	(6.345)	-	(6.345)
Depreciação e amortização	(267)	(280)	(547)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	(11.653)	(11.653)
Outras receitas (despesas) operacionais	(3.719)	(1.863)	(5.582)
	(16.948)	(13.796)	(30.744)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.03.2020
Pessoal e administradores (33.2)	(3.886)	-	(3.886)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(661)	-	(661)
Material	(299)	-	(299)
Serviços de terceiros	(8.197)	-	(8.197)
Depreciação e amortização	(160)	(280)	(440)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	(3.341)	(3.341)
Outras receitas (despesas) operacionais	(6.078)	(4.525)	(10.603)
	(19.281)	(8.146)	(27.427)

33.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.03.2021	31.03.2020
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	843.139	777.957
Itaipu Binacional	447.913	379.627
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	111.538	186.473
Contratos bilaterais	367.749	232.071
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	67.369	55.571
Micro e mini geradores e recompra de clientes	63.528	28.180
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(214.940)	(163.128)
	1.686.296	1.496.751

33.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2021	31.03.2020	31.03.2021	31.03.2020
Pessoal				
Remunerações	1.288	1.000	153.581	153.846
Encargos sociais	473	526	54.603	57.321
Auxílio alimentação e educação	402	323	25.754	27.334
	2.163	1.849	233.938	238.501
Administradores				
Honorários	1.120	1.281	4.043	4.135
Encargos sociais	253	300	920	949
Outros gastos	25	21	73	50
	1.398	1.602	5.036	5.134
Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores	2.219	435	70.276	35.502
	5.780	3.886	309.250	279.137

33.3 Serviços de terceiros

Consolidado	Reapresentado	
	31.03.2021	31.03.2020
Manutenção do sistema elétrico	74.520	44.140
Manutenção de instalações	25.858	25.048
Atendimento ao consumidor	13.240	14.089
Leitura e entrega de faturas	12.882	11.776
Comunicação, processamento e transmissão de dados	16.505	10.952
Consultoria e auditoria	8.315	10.359
Outros serviços	15.761	19.753
	167.081	136.117

33.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2021	31.03.2020	31.03.2021	31.03.2020
Provisão para litígios (a)	5.377	3.341	32.927	52.883
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>				
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (NE nº 10.4)	-	-	(2.604)	-
Imobilizado - segmento de geração (NE nº 18.4)	-	-	1.210	32.155
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	-	-	41.891	38.968
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	1.440	(2.373)
Provisão para perdas em participações societárias	6.276	-	-	7.969
	11.653	3.341	74.864	129.602

(a) A variação de provisões para litígios ocorreu em função da revisão da avaliação dos assessores legais da Companhia principalmente em ações cíveis. O detalhamento das ações está demonstrado na NE nº 30.

33.5 Custo de construção

Consolidado	31.03.2021	31.03.2020
Material	219.603	134.924
Serviços de terceiros	119.656	71.817
Pessoal	34.674	28.143
Outros (a)	(561)	5.320
	373.372	240.204

(a) No saldo está contido o valor de reversão de provisões para litígios, no total de R\$ 6.921.

33.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	Reapresentado	
	31.03.2021	31.03.2020
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	29.231	13.741
Indenizações	24.270	7.675
Perdas na desativação e alienação de bens, líquidas	15.243	10.537
Taxa de arrecadação	12.404	12.351
Tributos	11.265	12.919
Arrendamentos e aluguéis	3.931	3.356
Doações, contribuições, subvenções, incentivos fiscais (a)	31	379
Comunicação corporativa		
Associação das Emissoras de Radiodifusão do Paraná - AERP	2.830	3.823
Talentos Olímpicos Paranaense - TOP	207	-
Patrocínio	128	568
Publicidade	659	2.845
Outras receitas, custos e despesas, líquidos	4.307	20.449
	104.506	88.643

(a) O saldo contempla investimentos sociais da Companhia em educação, cultura, saúde, esporte, dentre outros, incluindo doações incentivadas utilizadas como benefício fiscal.

34 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2021	31.03.2020	31.03.2021	Reapresentado 31.03.2020
Receitas financeiras				
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	127.721	44.232	127.721	44.232
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	-	82.535	54.378
Renda de aplicações financeiras	267	191	14.475	25.236
Variação cambial sobre cauções de empréstimos	-	-	14.383	28.724
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (NE nº 36.2.3 - b)	-	-	3.899	24.607
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	3.766	6.905
Reconhecimento de crédito tributário (NE 13.2.1)	-	-	3.400	-
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	2.464	6.873
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.1)	-	-	1.242	782
Outras receitas financeiras	(3.693)	1.416	14.444	17.333
	124.295	45.839	268.329	209.070
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	9.973	19.258	164.681	204.090
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.1)	-	-	75.318	26.055
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	26.426	38.750
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 26.2)	-	-	2.394	4.437
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	-	1.035
Outras despesas financeiras	2.041	1.029	18.642	19.556
	12.014	20.287	287.461	293.923
Líquido	112.281	25.552	(19.132)	(84.853)

35 Segmentos Operacionais

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

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

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

Até 31.03.2021, todas as vendas foram realizadas em território brasileiro, bem como todos os ativos não correntes estão localizados em território nacional. Não foi identificado cliente da Companhia ou de suas controladas que seja responsável individualmente por mais de 10% da receita líquida total registrada até 31.03.2021.

A Companhia avalia o desempenho de cada segmento, com base em informações derivadas dos registros contábeis. As políticas contábeis dos segmentos operacionais são as mesmas descritas na NE nº 4 das demonstrações financeiras de 31.12.2020.

35.2 Segmentos reportáveis da Companhia

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

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

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

Telecomunicações (TEL) - tem como atribuição a prestação de serviços de telecomunicações e de comunicações em geral. O segmento será descontinuado após finalização do processo de desinvestimento da Copel Telecomunicações, detalhado na NE nº 41.

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;

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

35.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Reclassificações NE nº 41	Operações inter-segundo	Consolidado
	GET	DIS	COM						
31.03.2021									
ATIVO TOTAL	21.289.989	20.300.417	1.188.794	1.563.672	765.098	4.561.862	(1.227.028)	(1.238.658)	47.204.146
ATIVO CIRCULANTE	3.289.268	5.811.314	508.436	667.124	260.375	2.419.266	(378.632)	(1.143.861)	11.433.290
ATIVO NÃO CIRCULANTE	18.000.721	14.489.103	680.358	896.548	504.723	2.142.596	(848.396)	(94.797)	35.770.856
Realizável a Longo Prazo	5.736.504	8.167.376	675.996	139.112	369.166	1.956.433	(112.011)	(480.345)	16.452.231
Investimentos	2.658.460	806	-	-	-	154.854	-	-	2.814.120
Imobilizado	9.324.711	-	269	720.796	-	24.547	(705.233)	30.266	9.395.356
Intangível	218.843	6.206.526	2.449	15.547	122.840	2.544	(10.059)	355.282	6.913.972
Direito de uso de ativos	62.203	114.395	1.644	21.093	12.717	4.218	(21.093)	-	195.177

ATIVO	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Reclassificações NE nº 41	Operações inter-segundo	Consolidado
	GET	DIS	COM						
31.12.2020									
ATIVO TOTAL	20.945.910	20.407.088	1.053.099	1.565.593	749.434	4.733.847	(1.230.546)	(1.439.761)	46.784.664
ATIVO CIRCULANTE	3.137.219	6.198.414	390.695	666.654	245.028	2.543.995	(380.954)	(1.393.620)	11.407.431
ATIVO NÃO CIRCULANTE	17.808.691	14.208.674	662.404	898.939	504.406	2.189.852	(849.592)	(46.141)	35.377.233
Realizável a Longo Prazo	5.561.545	7.915.662	660.229	136.527	358.719	2.007.064	(110.834)	(438.633)	16.090.279
Investimentos	2.574.402	808	-	-	-	154.307	-	-	2.729.517
Imobilizado	9.420.859	-	224	734.172	-	24.500	(716.924)	32.629	9.495.460
Intangível	223.222	6.203.387	1.833	16.993	132.366	2.379	(10.587)	359.863	6.929.456
Direito de uso de ativos	28.663	88.817	118	11.247	13.321	1.602	(11.247)	-	132.521

35.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				TEL	GÁS	HOL	Reclassificações NE nº 41	Operações inter-segundo	Consolidado
	GET		DIS	COM						
	GER	TRA								
31.03.2021										
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE										
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	1.318.335	300.977	3.074.590	894.499	95.707	159.555	-	(89.300)	(768.570)	4.985.793
Receita operacional líquida com terceiros	719.133	202.101	3.059.878	851.825	89.302	152.854	-	(89.300)	-	4.985.793
Receita operacional líquida entre segmentos	599.202	98.876	14.712	42.674	6.405	6.701	-	-	(768.570)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(813.535)	(98.546)	(2.832.810)	(871.233)	(83.121)	(122.592)	(33.035)	22.644	805.921	(4.026.307)
Energia elétrica comprada para revenda	(49.908)	-	(1.411.519)	(865.348)	-	-	-	-	640.479	(1.686.296)
Encargos de uso da rede elétrica	(124.789)	-	(539.460)	-	-	-	-	-	103.967	(560.282)
Pessoal e administradores	(56.120)	(33.055)	(184.260)	(3.537)	(16.697)	(9.703)	(5.878)	-	-	(309.250)
Planos previdenciário e assistencial	(10.866)	(6.874)	(39.002)	(398)	(2.683)	(1.291)	(724)	-	-	(61.838)
Material	(2.188)	(1.122)	(13.049)	(5)	(560)	(178)	(130)	560	-	(16.672)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(326.375)	-	-	-	-	-	-	-	6.213	(320.162)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	-	(95.008)	-	-	-	(95.008)
Serviços de terceiros	(39.503)	(7.351)	(118.233)	(855)	(14.751)	(2.738)	(6.316)	14.751	7.915	(167.081)
Depreciação e amortização	(141.694)	(2.777)	(100.054)	(27)	(33.546)	(10.061)	(635)	740	31.078	(256.976)
Provisão (reversão) para litígios	(2.648)	(1.715)	(21.221)	(184)	3.005	85	(7.244)	(3.005)	-	(32.927)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	1.394	-	-	-	(1.759)	-	-	1.759	-	1.394
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(1.925)	(1.642)	(39.771)	(223)	340	231	(6.277)	(340)	6.276	(43.331)
Custo de construção	-	(39.216)	(331.409)	-	-	(2.747)	-	-	-	(373.372)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(58.913)	(4.794)	(34.832)	(656)	(16.470)	(1.182)	(5.831)	8.179	9.993	(104.506)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	3.132	83.064	-	-	-	-	538	-	-	86.734
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	507.932	285.495	241.780	23.266	12.586	36.963	(32.497)	(66.656)	37.351	1.046.220
Receitas financeiras	23.906	3.681	111.302	3.834	6.414	2.249	125.172	(6.413)	(1.816)	268.329
Despesas financeiras	(135.372)	(27.818)	(87.582)	(8)	(19.623)	(2.641)	(35.856)	19.623	1.816	(287.461)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	396.466	261.358	265.500	27.092	(623)	36.571	56.819	(53.446)	37.351	1.027.088
Imposto de renda e contribuição social	(125.324)	(51.875)	(92.196)	(9.211)	232	(12.773)	16.352	17.511	(10.565)	(267.849)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	271.142	209.483	173.304	17.881	(391)	23.798	73.171	(35.935)	26.786	759.239
Resultado de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	35.935	-	35.935
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	271.142	209.483	173.304	17.881	(391)	23.798	73.171	-	26.786	795.174

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				TEL	GÁS	HOL	Reclassificações NE nº 41	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM						
	GER	TRA								
Reapresentado										
31.03.2020										
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE										
RECETA OPERACIONAL LÍQUIDA	996.402	193.834	2.628.359	538.841	97.461	147.973	-	(87.254)	(448.929)	4.066.687
Receita operacional líquida com terceiros	642.132	124.070	2.615.349	538.816	87.255	146.319	-	(87.254)	-	4.066.687
Receita operacional líquida entre segmentos	354.270	69.764	13.010	25	10.206	1.654	-	-	(448.929)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(597.956)	(91.552)	(2.294.104)	(526.901)	(92.717)	(126.591)	(28.136)	66.358	448.929	(3.242.670)
Energia elétrica comprada para revenda	(16.199)	-	(1.312.924)	(522.356)	-	-	-	-	354.728	(1.496.751)
Encargos de uso da rede elétrica	(117.295)	-	(268.020)	-	-	-	-	-	74.951	(310.364)
Pessoal e administradores	(50.638)	(30.992)	(166.562)	(2.822)	(15.373)	(8.634)	(4.116)	-	-	(279.137)
Planos previdenciário e assistencial	(9.421)	(5.975)	(37.296)	(376)	(2.899)	(1.020)	(677)	-	-	(57.664)
Material	(1.916)	(933)	(18.863)	(2)	(273)	33	(299)	273	-	(21.980)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(133.443)	-	-	-	-	-	-	-	2.972	(130.471)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	-	(101.828)	-	-	-	(101.828)
Serviços de terceiros	(28.847)	(6.315)	(101.004)	(444)	(15.768)	(3.132)	(8.318)	15.768	11.943	(136.117)
Depreciação e amortização	(146.864)	(2.591)	(88.434)	(11)	(37.241)	(9.849)	(528)	35.608	-	(249.910)
Provisão (reversão) para litígios	(12.752)	(7.232)	(29.521)	(7)	380	(20)	(3.350)	(380)	-	(52.882)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	(32.155)	-	-	-	-	-	-	-	-	(32.155)
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(8.070)	(179)	(38.536)	(224)	(4.179)	2.445	(1)	4.179	-	(44.565)
Custo de construção	-	(32.644)	(204.733)	-	-	(2.827)	-	-	-	(240.204)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(40.356)	(4.691)	(28.211)	(659)	(17.364)	(1.759)	(10.847)	10.910	4.335	(88.642)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	3.071	21.407	-	(34)	-	-	(1.572)	-	-	22.872
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO										
FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	401.517	123.689	334.255	11.906	4.744	21.382	(29.708)	(20.896)	-	846.889
Receitas financeiras	32.587	11.980	110.296	1.885	6.784	4.604	47.724	(6.788)	(2)	209.070
Despesas financeiras	(96.602)	(24.299)	(125.838)	(24)	(16.521)	(6.394)	(40.768)	16.521	2	(293.923)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	337.502	111.370	318.713	13.767	(4.993)	19.592	(22.752)	(11.163)	-	762.036
Imposto de renda e contribuição social	(116.105)	(27.080)	(109.436)	(4.665)	1.767	(6.883)	119	5.000	-	(257.283)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	221.397	84.290	209.277	9.102	(3.226)	12.709	(22.633)	(6.163)	-	504.753
Resultado de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	6.163	-	6.163
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	221.397	84.290	209.277	9.102	(3.226)	12.709	(22.633)	-	-	510.916

35.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.03.2021	Energia elétrica			TEL	GÁS	SER	HOL	Consolidado
	GET	DIS	COM					
Ativos de contrato	-	341.830	-	-	3.334	-	-	345.164
Imobilizado	39.327	-	55	23.910	-	-	173	63.465
Intangível	1.091	-	624	47	-	-	281	2.043
Direito de uso de ativos	36.059	34.599	1.536	10.628	-	85	2.649	85.556

36 Instrumentos Financeiros

36.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE nº	Nível	31.03.2021		31.12.2020	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	2.924.126	2.924.126	3.222.768	3.222.768
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	-	-	751	751
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	304.148	304.148	299.779	299.779
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	10.1 e 10.2	3	1.199.794	1.199.794	1.149.934	1.149.934
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (d)	10.4	3	85.722	85.722	81.202	81.202
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (e)	12	3	27.207	27.207	23.308	23.308
Valor justo na compra e venda de energia (e)	12	3	669.455	669.455	689.531	689.531
Outros investimentos temporários (f)		1	13.779	13.779	14.910	14.910
Outros investimentos temporários (f)		2	6.759	6.759	7.475	7.475
			5.230.990	5.230.990	5.489.658	5.489.658
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)			224	224	197	197
Caução STN (g)	22.1		147.905	115.971	133.521	113.477
Clientes (a)	7		3.681.403	3.681.403	3.819.680	3.819.680
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (h)	8		1.428.025	1.517.980	1.392.624	1.496.016
Ativos financeiros setoriais (a)	9		517.744	517.744	346.930	346.930
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (i)	10.3		684.040	777.086	671.204	763.070
			6.459.341	6.610.408	6.364.156	6.539.370
Total dos ativos financeiros			11.690.331	11.841.398	11.853.814	12.029.028
Passivos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Valor justo na compra e venda de energia (e)	29	3	322.197	322.197	343.406	343.406
			322.197	322.197	343.406	343.406
Custo amortizado						
Passivos financeiros setoriais (a)	9		90.582	90.582	188.709	188.709
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (g)	13.2		448.328	384.832	459.303	377.375
PIS e Cofins a restituir para consumidores (a)	13.2.1		3.940.213	3.940.213	3.927.823	3.927.823
Fornecedores (a)	21		2.179.138	2.179.138	2.436.452	2.436.452
Empréstimos e financiamentos (g)	22		3.185.580	3.031.391	3.214.249	2.956.696
Debêntures (j)	23		6.551.463	6.551.463	6.837.819	6.837.819
Contas a pagar vinculadas à concessão (k)	27		784.273	853.110	731.864	811.329
			17.179.577	17.030.729	17.796.219	17.536.203
Total dos passivos financeiros			17.501.774	17.352.926	18.139.625	17.879.609

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

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

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

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

Apuração dos valores justos

- Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e de seu prazo de realização.
- Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.
- Os critérios estão divulgados na NE nº 4.4 das demonstrações financeiras de 31.12.2020.
- Os ativos de geração têm valores justos similares aos valores contábeis, conforme NE nº 4.4 das demonstrações financeiras de 31.12.2020.

- e) Os ativos e passivos equivalem ao seu respectivo valor contábil conforme NE nº 4.15 das demonstrações financeiras de 31.12.2020.
- f) Investimentos em outras empresas, avaliados ao valor justo, o qual é 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.
- g) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, 135% do CDI, para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- h) 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 15.08.2026, que paga em torno de 3,51% a.a. mais IPCA.
- i) 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%).
- j) Calculado conforme cotação do Preço Unitário - PU em 31.03.2021, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar.
- k) Utilizada a taxa de desconto real e líquida, de 8,64% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.

36.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

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

36.2.1 Risco de crédito

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

Consolidado		
Exposição ao risco de crédito	31.03.2021	31.12.2020
Caixa e equivalentes de caixa (a)	2.924.126	3.222.768
Títulos e valores mobiliários (a)	304.148	300.530
Cauções e depósitos vinculados (a)	148.129	133.718
Clientes (b)	3.681.403	3.819.680
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	1.428.025	1.392.624
Ativos financeiros setoriais (d)	517.744	346.930
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (e)	1.199.794	1.149.934
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (f)	684.040	671.204
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (g)	85.722	81.202
Outros investimentos temporários (h)	20.538	22.385
	10.993.669	11.140.975

- 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 diretamente relacionado a fatores internos e externos à Copel. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gestão de contas a receber, detectando as classes de consumidores com maior possibilidade de inadimplência, implementando políticas específicas de cobrança e/ou exigência de garantias financeiras e suspendendo o fornecimento e/ou o registro de energia e a prestação do serviço, conforme estabelecido em contrato e normas regulamentares.
- 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 aos 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.
- 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.
- h) Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da volatilidade do mercado de ações. Esse tipo de risco envolve fatores externos e vem sendo administrado através de acompanhamento periódico das variações ocorridas no mercado.

36.2.2 Risco de liquidez

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

A Companhia faz a administração do risco de liquidez com um conjunto de metodologias, procedimentos e instrumentos, aplicados 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 os próximos 3 anos. A partir de 2025, repetem-se os indicadores de 2024 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
31.03.2021							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 22	32.358	68.312	314.644	2.118.859	1.811.927	4.346.100
Debêntures	NE nº 23	21.650	55.201	1.771.522	4.948.871	1.026.108	7.823.352
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	7.227	14.454	73.764	450.740	1.632.714	2.178.899
Fornecedores	-	1.731.408	360.133	21.594	66.003	-	2.179.138
PIS e Cofins a restituir para consumidores	-	-	-	122.867	4.069.155	-	4.192.022
Pert	Selic	4.237	8.500	38.889	231.796	261.363	544.785
Passivos financeiros setoriais	Selic	7.566	15.199	69.847	-	-	92.612
		1.804.446	521.799	2.413.127	11.885.424	4.732.112	21.356.908

(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.

36.2.3 Risco de mercado

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

a) Risco cambial - dólar norte-americano

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

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

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

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

Análise de sensibilidade do risco cambial - dólar

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.

A avaliação dos instrumentos financeiros considera 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 na data destas demonstrações financeiras intermediárias, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela abaixo, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras intermediárias e para o cenário provável considerou-se o saldo com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 5,40) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2021 do Relatório Focus do Bacen de 23.04.2021. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Risco cambial	Risco	Base 31.03.2021	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	147.905	(14.061)	(47.522)	(80.983)
		147.905	(14.061)	(47.522)	(80.983)
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos - STN	Alta do dólar	(157.217)	14.946	(20.621)	(56.189)
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(303.143)	28.819	(39.762)	(108.343)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(40.135)	3.816	(5.264)	(14.344)
		(500.495)	47.581	(65.647)	(178.876)

b) Risco cambial - euro

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de flutuações nas taxas de câmbio com reflexos no valor justo das operações com instrumentos financeiros derivativos de compra a termo de moeda sem entrega física (NDF - *Non Deliverable Forward*). Estes derivativos foram contratados tendo em vista que nos contratos de fornecimento dos aerogeradores das empresas do complexo eólico Jandaíra, controladas pela Copel GeT, estão previstas parcelas de desembolso em Euro. Eventuais ganhos e perdas são reconhecidos no resultado da Companhia.

Baseado nos valores nocionais de 15,5 milhões de euros, em aberto na data destas demonstrações financeiras intermediárias, o valor justo foi estimado pela diferença entre os valores contratados nos respectivos termos e as cotações futuras da moeda (taxas referenciais da B3), trazidos a valor presente pela taxa pré na mesma data. O saldo ativo registrado está apresentado na NE nº 12.

Análise de sensibilidade sobre as operações com instrumentos financeiros derivativos

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto da exposição à variação da cotação do Euro (€).

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras intermediárias e para o cenário provável consideraram-se os saldos atualizados com as cotações futuras da moeda (taxas referenciais da B3 em 29.04.2021) trazidos a valor presente pela taxa pré. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram a elevação ou queda de 25% e 50% nas cotações futuras aplicadas sobre o cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Consolidado	Variação na taxa cambial	Base 31.03.2021	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) em operações com instrumentos financeiros derivativos	Elevação	27.207	25.233	50.414	75.596
	Queda	27.207	25.233	51	(25.131)

c) 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.

A avaliação dos instrumentos financeiros considera 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 na data destas demonstrações financeiras intermediárias estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela abaixo, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras intermediárias e para o cenário provável consideraram-se os saldos com a variação dos indicadores (CDI/Selic - 5,50%, IPCA - 5,01%, IGP-DI - 13,17%, IGP-M - 13,15% e TJLP - 6,01%) previstos na mediana das expectativas de mercado para 2021 do Relatório Focus do Bacen de 23.04.2021, exceto o IGP-DI e a TJLP, que consideram a projeção interna da Companhia. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	Base	Cenários projetados		
		31.03.2021	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	304.148	11.336	8.515	5.686
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	224	9	6	4
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Baixa IGP-DI	1.428.025	138.855	104.539	69.964
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	517.744	21.213	15.937	10.642
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	1.883.834	70.351	52.843	35.283
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	85.722	-	-	-
		4.219.697	241.764	181.840	121.579
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(640.364)	(26.237)	(32.743)	(39.227)
BNDES	Alta TJLP	(1.985.678)	(88.848)	(110.862)	(132.798)
BNDES	Alta IPCA	(275.761)	(10.298)	(12.853)	(15.401)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(80.968)	(3.623)	(4.520)	(5.415)
Caixa Econômica Federal	Alta TJLP	(123)	(6)	(7)	(8)
Outros	Sem Risco	(45.469)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(4.856.956)	(199.003)	(248.344)	(297.527)
Debêntures	Alta IPCA	(1.587.205)	(59.273)	(73.980)	(88.644)
Debêntures	Alta TJLP	(107.302)	(4.801)	(5.991)	(7.176)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(90.582)	(3.711)	(4.632)	(5.549)
Pert	Alta Selic	(448.328)	(18.369)	(22.924)	(27.464)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(729.907)	(70.864)	(88.251)	(105.515)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(54.366)	(2.030)	(2.534)	(3.036)
		(10.903.009)	(487.063)	(607.641)	(727.760)

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

36.2.4 Risco quanto à escassez de energia

Aproximadamente 64% da capacidade instalada no país atualmente é proveniente de geração hidrelétrica, conforme informado no Banco de Informações de Geração da Aneel, o que torna o Brasil e a região geográfica em que a Companhia opera sujeitos a condições hidrológicas que são imprevisíveis, devido a desvios não cíclicos da precipitação média. Condições hidrológicas 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.

No ano de 2020 a região Sul sofreu uma severa crise hidrológica, o que demandou das regiões Sudeste e Centro-Oeste um envio significativo de energia para ajudar no atendimento energético do Sul. A situação se reverteu no início de 2021 com o aumento das vazões na região, o que mitiga o risco de escassez de energia no sistema.

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, mediante autorização de despacho de geração térmica fora da ordem de mérito de custo pelo ONS, que por sua vez vem despachando os montantes necessários à uma operação segura ao Sistema Interligado Nacional.

Embora os estoques nos reservatórios não sejam os ideais, sob o ponto de vista dos órgãos responsáveis pelo planejamento da operação do sistema, quando combinados com outras variáveis, como vazões afluentes, geração eólica e solar, são suficientes para manter o risco de déficit dentro da margem de segurança estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE (risco máximo de 5%) em todos os subsistemas.

36.2.5 Risco quanto aos impactos do GSF

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

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

36.2.6 Risco de não prorrogação das concessões de geração e transmissão

A prorrogação das concessões de geração e transmissão de energia, alcançadas pela Lei nº 9.074/1995, era disciplinada pela Lei nº 12.783/2013, a qual foi alterada pela Lei nº 14.052/2020, quanto ao prazo para solicitação de prorrogação de concessões.

De acordo com a nova lei, a concessionária deve solicitar a prorrogação da concessão com antecedência mínima de 36 meses da data final do contrato ou ato de outorga para usinas de geração de energia hidrelétrica e empreendimentos de transmissão de energia elétrica, e de 24 meses, para as usinas de geração termelétrica. O Poder Concedente poderá antecipar os efeitos da prorrogação em até 60 meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga, inclusive, definindo a tarifa ou as receitas iniciais para os empreendimentos de geração (RAG – Receita Anual de Geração) e transmissão (RAP – Receita Anual Permitida).

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

Em 2019 foi publicado o Decreto nº 10.135/2019 que regulamentou a outorga dos contratos de concessão no setor elétrico associada à privatização por meio de alienação do controle de titular de concessão de serviço público de geração de energia elétrica, tendo como um dos condicionantes a alteração do regime de exploração para Produtor Independente de Energia - PIE. De acordo com o Decreto, a manifestação de alienação da concessão deverá ocorrer em até 42 meses do advento do termo contratual e a eventual alienação em até 18 meses do final da concessão. Se não ocorrer a alienação do controle do empreendimento dentro do prazo determinado, a usina deverá ser licitada pelo poder concedente podendo a mesma concessionária participar do leilão, caso reúna as condições de habilitação.

A Copel possui 5 usinas com o vencimento da concessão nos próximos 5 anos.

Para a Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - UHE GBM (1676 MW), que terá sua concessão vencida em 2023, a Companhia não manifestou interesse pela prorrogação da concessão tendo em vista que estudos internos demonstraram que a prorrogação mediante alteração do regime de exploração antecipado seria desvantajosa econômica e financeiramente em relação a exploração da usina no atual regime, até o seu vencimento. Em 03.03.2020, a Copel GeT transferiu a concessão da UHE GBM para a subsidiária F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. com o objetivo de, caso os estudos realizados pela Copel GeT apontem para a vantagem da operação, alienar o controle desta concessionária e, desta forma, possibilitar uma nova outorga pelo prazo de 30 anos.

Com relação à UHE São Jorge, cuja concessão vence em 2024, a Copel não manifestou interesse na renovação e pretende, ao final da concessão, solicitar à Aneel a conversão da outorga em registro.

Em relação a concessão da UTE Figueira, vencida em março de 2019, a Companhia aguarda a conclusão do processo, que se encontra em trâmite na Aneel e no MME, para celebração de eventual Termo Aditivo. 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.

Conforme a nova lei, a Companhia poderá se manifestar sobre a intenção em prorrogar a concessão da UHE Apucarantina até outubro de 2022 e das UHEs Guaricana e Chaminé até agosto de 2023. Caso a Companhia não manifeste interesse pela prorrogação no atual regime, as concessões, ao seu termo, deverão ser devolvidas ao Poder Concedente.

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

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

O quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 46/1999 da Copel DIS impõe condicionantes de eficiência econômico-financeira e indicadores que consideram a duração e a frequência das interrupções do serviço (DECI e FECi). O descumprimento das condições acarretará a extinção da concessão (cláusula décima oitava, subcláusula primeira), respeitadas as disposições do contrato, particularmente o direito à ampla defesa e ao contraditório.

Indicadores e penalidades

Ano	Indicador	Crítérios	Penalidades
Até 2020	Eficiência econômico-financeira e de qualidade	2 anos consecutivos ou ao final do período de 5 anos (2020)	Extinção da concessão
	Indicadores de qualidade	2 anos consecutivos ou 3 vezes em 5 anos	Limitação de distribuição de dividendos e JCP
	Eficiência econômico-financeira	no ano base	Aporte de capital (a) Limitação de distribuição de dividendos e JCP Regime restritivo de contratos com partes relacionadas
A partir do 6º ano (2021)	Eficiência econômico-financeira	2 anos consecutivos	Extinção da concessão
	Indicadores de qualidade	3 anos consecutivos	

(a) Em até 180 dias contados do término de cada exercício social, na totalidade da insuficiência que ocorrer para o alcance do Parâmetro Mínimo de Sustentabilidade Econômica e Financeira.

Metas definidas à Copel Distribuição nos primeiros cinco anos após a prorrogação do contrato de concessão

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Realizado	Qualidade - limites ^(a)		Qualidade - realizado	
			DECI ^(b)	FECI ^(b)	DECI	FECI
2016			13,61	9,24	10,80	7,14
2017	LAJIDA ≥ 0 ^(c)	661.391	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	LAJIDA (-) QRR ≥ 0 ^(d)	550.675	11,23	8,24	10,29	6,20
2019	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (0,8 * SELIC)$ ^(d)	822.386	10,12	7,74	9,10	6,00
2020	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (1,11 * SELIC)$ ^(e)	1.626.045	9,83	7,24	7,81	5,55

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

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

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

36.2.8 Risco de não prorrogação da concessão de distribuição de gás

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

36.2.9 Risco de sobrecontratação e subcontratação de energia elétrica

No modelo regulatório vigente, o processo de compra de energia elétrica pelas distribuidoras é regulado pela Lei nº 10.484/2014 e pelo Decreto nº 5.163/2004, que determinam que a aquisição de energia deve ser em volume necessário para o atendimento de 100% do mercado da distribuidora.

A diferença entre os custos remunerados pela tarifa e os efetivamente realizados com a compra de energia são integralmente repassados aos consumidores cativos, desde que 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, os quais não permitem gerenciamento por parte do comprador.

Nos últimos anos o segmento de distribuição esteve exposto a um 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, a migração massiva de consumidores para o mercado livre e mais recentemente, em 2020, os efeitos no mercado das medidas governamentais de isolamento social implementadas no combate a pandemia do coronavírus Sars-CoV-2 (Covid-19), que acarretou significativa retração no mercado das concessionárias de distribuição, a Aneel e o MME implementaram uma série de medidas visando a mitigação da sobrecontratação.

Em relação à contratação de 2021, os cenários de oferta e demanda apontam a ocorrência de contratação dentro dos limites regulatórios pela Copel DIS. Neste sentido, considera-se que a Companhia deverá manter preservada a garantia de neutralidade da compra de energia e, no caso de uma eventual sobrecontratação decorrente de eventos alheios à gestão da distribuidora, como a migração em massa de consumidores para o mercado livre, por exemplo, envidará esforços para adequar o nível de contratação e atuará junto à Aneel para que estas adversidades sejam reconhecidas como involuntárias.

36.2.10 Risco quanto à escassez de gás

O mercado de gás natural no Paraná é composto pelos consumidores da Compagás (mercado não termelétrico) e pela Usina Termelétrica de Araucária (UEG Araucária). Este mercado atualmente é suprido por contratos com a Petrobras que utiliza a infraestrutura de transporte do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol). A Compagás, que possui contrato de suprimento de gás natural proveniente da Bolívia até dezembro de 2023, efetuou chamada pública com objetivo de receber propostas de suprimento de gás natural para atender a parte da demanda que ficará descontratada a partir de janeiro de 2022, sendo que o prazo para respostas encerrou em 30.04.2021.. Já a UEG Araucária negocia contratos de gás natural de curta duração por não ter energia elétrica gerada contratada no ambiente regulado.

Na atual conjuntura do setor de gás natural no Brasil, tem-se o programa Novo Mercado de Gás coordenado pelo Ministério de Minas e Energia em conjunto com a Casa Civil da Presidência da República, o Ministério da Economia, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica, a Agência Nacional do Petróleo e a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, cuja finalidade é a abertura do mercado de gás natural de forma a torná-lo dinâmico, competitivo, integrado com o setor elétrico e industrial, com uma regulação aperfeiçoada.

No âmbito do Novo Mercado de Gás, a oferta de gás natural já demonstra crescimento e diversificação, tendo-se como alternativas a importação de gás da Bolívia, importação de gás natural liquefeito (GNL) que possui grande oferta mundial, utilização de gás natural explorado em bacias *onshore* e maior aproveitamento de gás natural do pré-sal o qual possui grandes volumes a serem explorados.

Em relação à malha de transporte, as mudanças na regulação para possibilitar o acesso de novos agentes, as chamadas públicas oportunamente realizadas pela TBG (transportador do Gasbol) que tem como finalidade o estabelecimento de regime de contratação de capacidade no gasoduto e o Plano Indicativo de Gasodutos (PIG) coordenado pela EPE, dão uma visão de melhor estruturação do setor e planejamento adequado para atendimento às demandas atuais e futuras, ainda que para estas últimas sejam necessários investimentos.

Adicionalmente, foi sancionada a nova lei do gás, Lei nº 14.134/2021, que substitui a Lei nº 11.909/2009, representando mais um passo importante na abertura do mercado de gás brasileiro, de forma a torná-lo mais competitivo e com maior potencial de expansão, tendo em vista que traz mais celeridade aos processos de autorização, implantação e ampliação de novos empreendimentos, bem como possibilidade de acesso de terceiros às infraestruturas existentes.

Uma eventual escassez no fornecimento de gás poderia implicar em prejuízos à Copel em razão de redução de receita com o serviço de distribuição de gás natural pela Compagás, bem como de eventual penalização advinda do descumprimento das obrigações constantes no contrato de concessão. Além disso, neste cenário a UEG Araucária provavelmente seria mantida fora de operação. No entanto, considera-se baixo este risco tendo em vista a conjuntura do Novo Mercado de Gás e a promulgação da Lei nº 14.134/2021.

36.2.11 Risco de não performance dos empreendimentos eólicos

Os contratos de compra e venda de energia por fonte eólica estão sujeitos às 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 associados às incertezas da velocidade de vento. O não atendimento do que está disposto no contrato pode comprometer receitas futuras da Companhia. O saldo consolidado registrado no passivo referente a não *performance* está demonstrado na NE nº 29.

36.2.12 Risco relacionado ao preço nas operações de compra e venda de energia

A Companhia opera no mercado de compra e venda de energia com objetivo de 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 futuras 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\$ 6.213.475 para contratos de compra e de R\$ R\$ 6.837.991 para contratos de venda de energia elétrica, em aberto na data destas demonstrações financeiras intermediárias, o valor justo foi estimado utilizando os preços definidos internamente pela Companhia, que representam a melhor estimativa do preço de mercado futuro. A taxa de desconto utilizada tem como referência a taxa de retorno das NTN-Bs divulgadas pela Anbima, ajustada pelo risco de crédito e pelo risco adicional de projeto.

Os saldos patrimoniais referentes à estas transações na data destas demonstrações financeiras intermediárias estão apresentados a seguir.

Consolidado	Ativo	Passivo	Saldo líquido
Circulante	49.276	(34.473)	14.803
Não circulante	620.179	(287.724)	332.455
	669.455	(322.197)	347.258

Análise de sensibilidade sobre as operações de compra e venda de energia

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto de mudanças nos preços futuros. Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras intermediárias e para o cenário provável consideraram-se os saldos atualizados com a curva de preços de mercado e taxa NTN-B em 29.04.2021. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram elevação ou queda de 25% e 50%, aplicadas sobre os preços futuros considerados no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Consolidado	Variação no preço	Base 31.03.2021	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) não realizados em operações de compra e venda de energia	Elevação	347.258	335.785	343.658	351.530
	Queda	347.258	335.785	327.913	320.040

36.2.13 Risco de contraparte no mercado de energia

O mercado livre de energia ainda não possui uma contraparte garantidora de todos os contratos (*clearing house*), de modo que o risco de *default* é bilateral. Desta forma, a Companhia está exposta ao risco de falha na entrega da energia contratada pelo vendedor. Na ocorrência de falha na entrega, a Companhia é obrigada a adquirir energia ao preço do mercado de curto prazo, podendo incorrer ainda em penalidades regulatórias e mesmo em perda do valor pago.

A Companhia possui uma política que impõe limites para as operações possíveis com cada contraparte, após análise de sua capacidade financeira, maturidade e histórico.

Adicionalmente, mesmo que nossa política seja mais restritiva, e as contrapartes apresentem boa situação financeira, a Companhia está exposta a eventos sistêmicos em que o *default* de um agente acabe afetando outras comercializadoras, num "efeito dominó", até chegar a contrapartes da Companhia.

36.3 Gerenciamento de capital

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

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

36.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

Endividamento	Controladora		Consolidado	
	31.03.2021	31.12.2020	31.03.2021	31.12.2020
Empréstimos e financiamentos	797.581	780.514	3.185.580	3.168.710
Debêntures	503.038	803.576	6.551.463	8.540.366
(-) Caixa e equivalentes de caixa	128.678	42.700	2.924.126	3.222.768
(-) Títulos e valores mobiliários	90	90	304.148	300.530
Dívida líquida	1.171.851	1.541.300	6.508.769	8.185.778
Patrimônio líquido	19.237.507	19.959.111	19.538.243	20.250.518
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,06	0,08	0,33	0,40

37 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
	31.03.2021	31.12.2020	31.03.2021	31.12.2020	31.03.2021	31.03.2020	31.03.2021	31.03.2020
Controlador								
Estado do Paraná - dividendos			749.338	749.338	-	-	-	-
Repasse CRC (NE nº 8)	1.428.025	1.392.624	-	-	127.721	44.232	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	-	6.682	-	-	-	-	-	-
Programa Tarifa Rural Noturna (a)	12.790	8.168	-	-	-	-	-	-
Programa Morar Bem Paraná (a)	1.059	1.057	-	-	-	-	-	-
Empregados cedidos (b)	94	87	-	-	-	-	-	-
Serviços de telecomunicações (c)	12.911	13.686	-	-	9.588	10.953	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (c) (d)	2	2	1.143	855	10	13	(2.531)	(570)
Entidades com influência significativa								
BNDES e BNDESPAR - dividendos (e)			568.315	568.315	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 22)	-	-	2.272.349	2.314.166	-	-	(41.009)	(37.845)
Debêntures - Compagás (NE nº 23)	-	-	4.415	5.890	-	-	(139)	(358)
Debêntures - eólicas (NE nº 23) (f)	-	-	237.204	239.249	-	-	(7.785)	(6.751)
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (c) (g)	242	223	493	582	1.204	1.235	(1.790)	(1.722)
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	237	-	-	-	237	-	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso - dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
Caiuá Transmissora de Energia (c) (h) (i) (j)	261	261	1.562	1.401	785	767	(4.149)	(3.993)
Dividendos	4.443	4.443	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (i) (j)	-	-	169	160	-	-	(560)	(504)
Dividendos	3.806	3.806	-	-	-	-	-	-
Matrinchá Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	935	959	-	-	(3.281)	(2.662)
Dividendos	31.375	34.460	-	-	-	-	-	-
Guaraciaba Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	461	436	-	-	(1.521)	(1.336)
Dividendos	14.607	16.281	-	-	-	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	685	649	-	-	(2.263)	(1.995)
Dividendos	6.897	-	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	494	468	-	-	(512)	(857)
Dividendos	6.547	6.547	-	-	-	-	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissão (i) (j) (k)	3.282	4.034	977	990	4.443	4.465	(913)	(320)
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (l)	12	13	1.386	1.436	37	41	(4.079)	(4.214)
Dividendos	97	97	-	-	-	-	-	-
Foz do Chopim Energética Ltda. (c) (m)	222	216	-	-	641	538	-	-
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 33.2)	-	-	-	-	-	-	(5.036)	(5.134)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	-	-	-	-	(362)	(296)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel (c)	42	40	-	-	88	65	-	-
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	85.155	1.836	-	-	(2.677)	(270)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	1.505.414	1.493.614	-	-	-	-
Lactec (c) (n)	5	5	2.410	2.747	158	191	(843)	(473)
Tecpar (c) (o)	11	11	-	-	491	22	-	-
Celepar (c) (p)	5	4	1	2	12	33	(2)	-

- a) O Programa Luz Fraterna, instituído e alterado pelas leis estaduais nºs 491/2003 e 17.639/2013, estabelece o pagamento do consumo de energia elétrica para beneficiar famílias de baixa renda, residentes no Estado do Paraná, cujos imóveis - unidades consumidoras - sejam utilizados exclusivamente para fins residenciais, seja em área urbana ou rural, e preenchem os requisitos estabelecidos nos artigos 3.º e 4.º desta lei.

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, no total de 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, 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.

O Programa Tarifa Rural Noturna, regulamentado pelo Decreto nº 1.288/2019, prevê o pagamento à Copel DIS, pelo Governo Estadual, do valor correspondente a 60% da tarifa de energia elétrica ativa e dos encargos decorrentes desse serviço, inclusive adicional de bandeira tarifária, da propriedade dos consumidores beneficiários, compreendido no período considerado como consumo noturno, conforme especificado no decreto.

O Programa Morar Bem Paraná, instituído pelo Decreto n.º 2845/2011, é um convênio entre o Governo do Estado, a Companhia de Habitação do Paraná - Cohapar e a Copel DIS, cuja gestão é realizada pela Cohapar. A principal atribuição da Copel neste convênio é a construção das redes de distribuição de energia elétrica e das entradas de serviços das unidades consumidoras dos conjuntos habitacionais.

- 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. Os saldos apresentados são líquidos de Perdas de crédito esperadas.
- d)** O Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar é uma unidade complementar do Serviço Social Autônomo Paraná Tecnologia, vinculado à Secretaria de Estado da Ciência, Tecnologia e Ensino Superior. O Simepar mantém contratos com a Companhia de prestação de serviços de previsão do tempo, laudos meteorológicos, análise de ampacidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.
- e)** O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, que possui ações da Copel (NE nº 31.1). 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.
- g)** Saneamento básico prestado pela Sanepar.
- h)** Contrato de prestação de serviços de operação e manutenção prestados pela Copel GeT, com vencimento em 09.05.2021. Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT firmado pela Copel DIS, com vencimento até a extinção da concessão da distribuidora ou da transmissora, o que ocorrer primeiro.

- i)** Encargos de uso do sistema de transmissão devidos pela Copel GeT, UEG Araucária e parques eólicos.
- 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)** Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 1º.02.2023, prestação de serviços de engenharia do proprietário, assessoria e consultoria, encerrado em novembro de 2020, e compartilhamento de instalações com vencimento em 1º.01.2043.
- l)** Contratos de conexão ao sistema de transmissão firmados pela Copel GeT, Costa Oeste e Marumbi, com vencimentos a partir de 17.08.2031 até 21.07.2048. Contrato de compra e venda de energia realizado pela Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.
- m)** Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 23.05.2025, e conexão ao sistema de transmissão, com vencimento em 1º.01.2043.
- n)** 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, UEGA e com a Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel. A Copel COM presta serviços e vende energia ao instituto.
- o)** Contrato de venda de energia firmado entre a Copel COM e o Instituto de Tecnologia do Paraná - Tecpar (empresa pública do Governo do Estado que apoia a inovação e o desenvolvimento econômico e social do Paraná e do Brasil).
- p)** Contratos de prestação de serviços firmados com a Companhia de Tecnologia da Informação do Paraná - Celepar (sociedade de economia mista, integrante da administração indireta do Governo do Estado).

As transações relevantes com partes relacionadas estão demonstradas acima. As transações decorrentes das operações em ambiente regulado são faturadas de acordo com os critérios e definições estabelecidos pelos agentes reguladores e as demais transações são registradas de acordo com os preços de mercado praticados pela Companhia.

As subsidiárias diretas e indiretas da Copel têm contratos de compra e venda de energia de curto e longo prazo firmados entre si, realizados de acordo com os critérios e definições do ambiente regulado. Tanto os saldos das transações existentes quanto os saldos dos compromissos são eliminados entre si quando da elaboração das demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Adicionalmente, a Copel GeT e Copel COM possuem compromissos de compra de energia com suas coligadas, Dona Francisca e Foz do Chopim, no montante de R\$ 78.052, e de compromissos de venda de energia firmados com órgãos e/ou entidades vinculadas ao Governo do Estado do Paraná, no total de R\$ 36.214.

37.1 Avais e garantias concedidos às partes relacionadas

Os avais e garantias concedidos pela Copel às suas controladas na emissão de financiamentos e de debêntures são informados nas NEs nºs 22 e 23.

A Copel forneceu garantias financeiras, na modalidade de carta fiança corporativa, para contratos de compra e transporte de energia elétrica efetuados pela Copel GeT e suas subsidiárias, no total de R\$ 4.307 (R\$ 4.307 em 31.12.2020) e efetuados pela Copel Energia, no total de R\$ 164.020 (R\$ 112.069 em 31.12.2020).

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

Empresa	Operação	Data da emissão	Vencimento final	Valor aprovado	Saldo 31.03.2021	% participação	Valor aval/fiança
(1) Caiuá Transmissora (a)	Financiamento	23.12.2013	15.02.2029	84.600	48.433	49,0	5.956
(2) Guaraciaba Transmissora	Financiamento	28.09.2016	15.01.2031	440.000	345.379	49,0	169.236
(3) Guaraciaba Transmissora	Debêntures	15.07.2018	15.12.2030	118.000	129.298	49,0	63.356
(4) Mata de Santa Genebra	Financiamento	30.11.2017	15.07.2033	1.018.500	1.097.725	50,1	549.960
(5) Mata de Santa Genebra	Debêntures	15.04.2019	15.11.2030	210.000	216.583	50,1	108.508
(6) Cantareira Transmissora de Energia (a)	Financiamento	28.12.2016	15.09.2032	426.834	425.147	49,0	28.175
(7) Cantareira Transmissora de Energia	Debêntures	09.01.2018	15.08.2032	100.000	96.192	49,0	47.134
							972.325

(a) Instrumento de garantia com valor fixo, conforme previsão contratual e manifestação formal da instituição financeira.

Instituição financeira financiadora: BNDES: (1) (2) (4) (6)

Destinação: programa de investimentos

Aval / Fiança: prestado pela Copel GeT: (1); prestado pela Copel: (2) (3) (4) (5) (6) (7).

Garantias da operação: penhor das ações de propriedade da Copel GeT nos empreendimentos.

Seguro Garantia de Fiel Cumprimento Empresa	Término da vigência	Importância segurada	% aval Copel GeT	Valor do aval
Mata de Santa Genebra	28.02.2022	78.300	50,1	39.228
				39.228

38 Compromissos

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

Consolidado	31.03.2021	31.12.2020
Contratos de compra e transporte de energia	131.643.923	132.879.053
Aquisição de ativo imobilizado		
Construção de linhas de transmissão e subestações	6.771	12.062
Construção das usinas do empreendimento eólico Jandaíra	321.926	330.257
Construção da PCH Bela Vista	13.098	23.717
Obras de telecomunicações	128.569	132.430
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	1.089.893	978.189
Obrigações de compra de gás	589.121	655.422

39 Seguros

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

Consolidado	Término	Importância
Apólice	da vigência	segurada
Riscos Operacionais - UHE Baixo Iguaçu	30.05.2021	2.250.207
Riscos Operacionais - UHE Colíder	10.11.2021	2.166.984
Riscos Operacionais - Cutia e Bento Miguel	29.03.2022	2.016.287
Riscos Nomeados	24.08.2021	2.005.408
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2021	914.610
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	31.05.2021	967.002
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2021	800.636
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	23.11.2021	799.290
Riscos Operacionais - Elejor	11.03.2022	763.007
Riscos Operacionais - São Bento	27.06.2021	571.848

(a) O valor da importância segurada de Riscos Operacionais - UEG Araucária foi convertido de dólar para real com a taxa do dia 31.03.2021, de R\$ 5,6973.

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 judicial e de pagamento, riscos diversos, 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.

40 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

40.1 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\$ 369.648 (R\$ 218.580 em 31.03.2020). Deste valor, R\$ 110.693 (R\$ 73.308 em 31.03.2020) correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

De acordo com as informações constantes na NE nº 18.2, as aquisições de imobilizado totalizaram R\$ 66.357 (R\$ 62.186 em 31.03.2020). Deste valor, R\$ 10.611 (R\$ 9.073 em 31.03.2020) correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

Conforme a NE nº 28.1, as adições e ajustes por remuneração ocorridos no direito de uso de ativos totalizaram R\$ 85.488 (R\$ 18.318 em 31.03.2020), sendo que tal reconhecimento teve como contrapartida a rubrica de passivo de arrendamentos.

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

41 Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas

Em 15.07.2020, por meio do Fato Relevante 07/2020, a Copel comunicou a aprovação do desinvestimento de 100% da participação na Copel Telecomunicações pelo Conselho de Administração. Nesta ocasião também foi aprovado o início da etapa externa que englobou: (i) a abertura de um Virtual Data-Room (“VDR”) com informações detalhadas do desinvestimento; (ii) o envio do processo completo para análise pelo Tribunal de Contas do Estado do Paraná - TCE-PR; e (iii) o agendamento e realização de uma audiência pública virtual sobre o desinvestimento, a ser operacionalizada em conjunto com a B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão.

Em 16.09.2020, o Fato Relevante 10/2020 comunicou que o Conselho de Administração da Companhia autorizou a publicação do Edital do Leilão de Desinvestimento da Copel Telecomunicações com o preço mínimo do desinvestimento de R\$ 1.401.090 para o *Equity Value*. Nesta data a Administração entendeu que foram atendidos os critérios determinados pelo Pronunciamento Técnico CPC 31/ IFRS 5 para classificar o ativo como mantido para venda e para a divulgação de uma operação como descontinuada.

Em 09.11.2020, ocorreu a sessão pública de Leilão relativa à alienação de 100% das ações de emissão da Copel Telecomunicações de titularidade da Companhia. O Bordeaux Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia foi declarado vencedor do certame, após apresentar a maior oferta, no valor de R\$ 2.395.000, representando um ágio de 70,94% em relação ao valor mínimo de arrematação.

Em 14.01.2021 foi celebrado o Contrato de Compra e Venda de Ações - CCVA com a Bordeaux Participações S.A., sociedade do grupo econômico do Bordeaux Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, vencedora do leilão. Conforme divulgado no Fato Relevante 02/21, a conclusão da operação de alienação está sujeita ao cumprimento das condições definidas no Edital e no CCVA que contemplam, dentre outras, as aprovações do Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE e da Agência Nacional de Telecomunicações - Anatel, processos estes que se encontram em andamento.

Destacamos que durante a realização dos estudos para alienação da Copel Telecomunicações foram identificados alguns ativos considerados estratégicos para a Copel Distribuição e para a Copel Geração e Transmissão, subsidiárias integrais da Copel, além de alguns outros ativos administrativos que serão mantidos na Copel, dentro da própria Copel ou de suas outras subsidiárias. Além disso, no processo de desinvestimento a Administração definiu que todos os empregados registrados na Copel Telecom serão realocados para as demais subsidiárias da Copel. Diante destas definições, tanto os saldos dos ativos que serão mantidos na Companhia quanto o total das obrigações com empregados e administradores, incluindo obrigações de benefício pós emprego e tributos diferidos associados, não foram reclassificados para as contas de ativos e os passivos associados classificados como mantidos para venda.

Apresentamos a seguir os saldos dos demais ativos e passivos que foram reclassificados, os quais são apresentados em linha específica do balanço patrimonial. Em atendimento à norma contábil, os saldos são mensurados pelos valores contábeis, tendo em vista que são inferiores aos valores justos menos as despesas de venda.

31.03.2021	Controladora	Consolidado
Ativos classificados como mantidos para venda		
Caixa e equivalentes de caixa	-	281.520
Clientes	-	58.629
Estoques	-	5.946
Tributos a recuperar e tributos diferidos	-	122.908
Depósitos judiciais	-	15.505
Imobilizado	-	737.860
Intangível	-	11.703
Direito de uso de ativos	-	21.093
Investimentos	761.141	-
Outros créditos	-	6.135
	761.141	1.261.299
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda		
Fornecedores	-	16.577
Obrigações fiscais	-	47.631
Debêntures	-	670.220
Passivo de arrendamentos	-	21.613
Provisões para litígios	-	29.237
Outras contas a pagar	-	1.614
	-	786.892

Os ativos e passivos reclassificados fazem parte do segmento de telecomunicações que, com o desinvestimento da Copel Telecomunicações, será descontinuado na Copel.

Adicionalmente, o total de R\$ 76.701, referente aos passivos contingentes da Copel Telecomunicações, foi desconsiderado na NE nº 30.2.

As receitas, custos e despesas bem como a movimentação de fluxo de caixa resultantes desses ativos e passivos foram apresentados em linhas separadas, como operação descontinuada, tanto na Demonstração de Resultados como na Demonstração dos Fluxos de Caixa e na Demonstração do Valor Adicionado.

Ressalta-se, ainda, que a partir de 1º.10.2020 foram cessadas a depreciação e amortização dos ativos que serão vendidos, após a sua reclassificação para o ativo circulante, na linha de Ativos classificados como mantidos para venda, em atendimento ao que determina o item 25 do CPC 31 / IFRS 5.

O detalhamento destes valores está apresentado nos quadros a seguir:

Demonstração de Resultados das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	31.03.2021	31.03.2020	31.03.2021	31.03.2020
Receita operacional líquida	-	-	89.300	87.254
Custos Operacionais	-	-	(11.809)	(46.902)
Lucro operacional bruto	-	-	77.491	40.352
Despesas com vendas	-	-	(2.204)	(6.298)
Despesas gerais e administrativas	-	-	(6.705)	(6.013)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	-	-	(1.926)	(7.144)
Resultado da equivalência patrimonial	34.051	9.910	-	-
	34.051	9.910	(10.835)	(19.455)
Lucro (prejuízo) antes do res. financeiro e tributos	34.051	9.910	66.656	20.897
Resultado Financeiro	-	-	(13.210)	(9.733)
Lucro (prejuízo) operacional	34.051	9.910	53.446	11.164
Imposto de renda e contribuição social	-	-	(17.511)	(5.001)
Lucro líquido (prejuízo) do período	34.051	9.910	35.935	6.163

Demonstração dos Fluxos de Caixa das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	31.03.2021	31.03.2020	31.03.2021	31.03.2020
Lucro líquido do período	34.051	9.910	35.935	6.163
Ajustes ao lucro	(34.051)	(9.910)	62.711	71.038
Variações de ativos e passivos	-	-	4.234	1.506
Impostos e encargos pagos	-	-	(13.031)	(15.832)
Fluxo de caixa das atividades operacionais	-	-	89.849	62.875
Aquisições de imobilizado e intangível	-	-	(23.474)	(22.471)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	-	-	(23.474)	(22.471)
Amortizações empréstimos, debêntures e arrendamentos	-	-	(754)	(2.377)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	-	-	(754)	(2.377)
Variação no caixa e equivalentes de caixa	-	-	65.621	38.027

Demonstração do Valor Adicionado das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	31.03.2021	31.03.2020	31.03.2021	31.03.2020
Valor Adicionado a Distribuir				
Receitas	-	-	140.481	134.427
(-) Insumos adquiridos de terceiros	-	-	(34.073)	(39.164)
(-) Depreciação e amortização	-	-	-	(35.608)
(+) Valor adicionado transferido	34.051	9.910	7.620	7.674
	34.051	9.910	114.028	67.329
Distribuição do Valor Adicionado				
Pessoal	-	-	-	-
Governo	-	-	57.169	44.740
Terceiros	-	-	20.435	16.426
Acionistas	34.051	9.910	36.424	6.163
	34.051	9.910	114.028	67.329

42 Eventos subsequentes

42.1 Indenização de ativos RBSE

Em 22.04.2021 a Aneel anunciou a reprogramação de pagamentos de indenizações dos ativos da rede básica existente - RBSE, não amortizados ou depreciados, das transmissoras com contratos renovados em 2013, para reduzir pressões tarifárias resultantes dos efeitos da pandemia de coronavírus. Os pagamentos ocorrerão no período de oito anos e de forma gradativa e serão menores nos ciclos 2021/2022 e 2022/2023.

A Aneel considera como primeiro ano da reprogramação o ciclo tarifário atual (2020/2021), que termina no dia 30.06.2021. Neste ciclo serão pagos R\$ 8,3 bilhões às transmissoras, equivalentes a 16,45% de amortização. No próximo ciclo (2021/2022) será adotado um patamar mínimo de pagamento que não aumenta o saldo devedor, mas tem amortização nula. No ciclo 2022/2023, a taxa de amortização da dívida será de 3% e do quarto ao oitavo ano (ciclos 2023/2024 a 2027/2028) o valor deve ser constante, com taxas de amortização de 16,11% ao ano e com estabilidade de fluxo de caixa.

De acordo com a Aneel, os valores homologados sofrerão apenas atualizações monetárias pelo índice estabelecido no contrato de concessão, e não devem entrar na revisão periódica de 2023.

42.2 Programa de UNITs

Em 23.04.2021, o Conselho de Administração homologou a conversão de ações e a formação de certificados de depósito de ações (“UNITs”) no âmbito do 1º Programa de Conversão de Ações e Formação de Certificados de Depósito de Ações. Durante o período de solicitação, os acionistas não controladores pediram a conversão de 362.580.947 ações ordinárias em ações preferenciais classe “B”, a conversão de 139.520 ações preferenciais classe “A” em ações preferenciais classe “B”, a conversão total de 82.330.391 ações preferenciais classe “B” em ações ordinárias; e a formação de 248.134.108 UNITs, na central depositária de ativos. Adicionalmente, o Estado do Paraná, na qualidade de acionista controlador, requereu a conversão de 115.969.784 ações ordinárias em ações preferenciais classe “B” e a formação de 28.992.446 “UNITs”, no ambiente escritural. Conseqüentemente, após as conversões, o Estado mantém sua participação de 31,1% no capital total da Companhia, sendo 5,3% em “UNITs”.

Desse modo, o Conselho de Administração aprovou a homologação do capital social, totalmente subscrito e integralizado, no montante de R\$10.800.000 que, depois da conversão de ações, passou a ser representado por 2.736.553.750 ações, sem valor nominal, sendo 1.054.090.460 ações ordinárias, 3.128.000 ações preferenciais classe “A”, e 1.679.335.290 ações preferenciais classe “B”; e a formação total de 277.126.554 “UNITs”.

As “UNITs” foram creditadas aos acionistas no dia 26.04.2021, data em que passaram a ser efetivamente negociadas no mercado de bolsa da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão sob o código CPLE11.

42.3 Pagamento de dividendos

Em 30.04.2021 ocorreu o pagamento de dividendos aos acionistas, no total de R\$ 1.250.000. O saldo remanescente dos proventos aprovados na Assembleia Geral de 29.04.2021 serão creditados aos acionistas até o final do exercício de 2021.

COMENTÁRIO DO DESEMPENHO

em 31 de março de 2021

em milhares de reais

1 Linhas de Distribuição

Redes Compactas - A Copel Distribuição S.A. vem implantando redes compactas em áreas urbanas com elevado grau de arborização nas proximidades das redes de distribuição. Essa tecnologia evita cortes e podas de árvores e melhora a qualidade do fornecimento, pois reduz o número de desligamentos. Ao final de março de 2021, a extensão das redes compactas instaladas era de 14.720 km, ante 11.823 km em março de 2020, um acréscimo de 2.897 km, ou 24,5% em doze meses.

Rede Secundária Isolada - A Copel Distribuição também investe em redes secundárias isoladas em baixa tensão (127/220 V), que apresentam vantagens significativas em relação à rede aérea convencional, tais como: melhorar os indicadores Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC; dificultar o roubo de energia; melhorar as condições do meio ambiente; reduzir as áreas de podas; aumentar a segurança; reduzir a queda de tensão ao longo da rede; aumentar a vida útil dos transformadores pela redução do número de curtos-circuitos na rede, entre outras. Ao final de março de 2021, a extensão das redes de distribuição secundárias isoladas instaladas era de 20.035 km, ante 19.402 km em março de 2020, um acréscimo de 633km, ou 3,3% em doze meses.

2 Mercado de Energia

Comportamento do mercado - A geração de energia da Copel Geração e Transmissão S.A. e parques eólicos nos 3 primeiros meses de 2021 foi de 5.410GWh, contra 2.475GWh no mesmo período de 2020. Essa diferença demonstra uma recuperação nos níveis dos reservatórios em relação a 2020, quando um longo período de estiagem atingiu a região Sul do país. O montante de energia comprado por meio de CCEAR (leilão) por parte da Copel Distribuição foi de 2.983GWh (2.904GWh no mesmo período de 2020) e de Itaipu foi de 1.340GWh (1.367GWh no mesmo período de 2020), conforme demonstrado no fluxo a seguir:

Fluxo de energia (GWh)

janeiro a março de 2021

Geração própria		Disponibilidade	Mercado Cativo	
5.410	39,9%		5.051	37,2%
Energia comprada		13.573	Concessionárias²	
8.163	60,1%		20	0,1%
CCEAR	2.983		Suprimento concessionária CCEE³	
Itaipu	1.340		41	0,3%
Dona Francisca	34		Cessões MCSD EN⁴	
CCEE (MCP)	-		174	1,3%
Angra	241		Consumidores livres	
CCGF	1.493		2.295	16,9%
MRE	-		Energia suprida	
Elejor	-		5.220	38,5%
Proinfa	99		Contratos bilaterais	
Outros ¹	1.973		3.038	
			CCEAR	
			906	
			CER	
			226	
			CCEE (MVE)	
			102	
			CCEE(MCP)	
			153	
			MRE	
			795	
			Perdas e diferenças	
			772	5,7%
			Perdas rede básica	
			141	
			Perdas distribuição	
			592	
			Alocação de contratos no CG	
			39	

CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

CER: Contrato de Energia de Reserva.

CCEE (MVE): Liquidação financeira de excedentes de energia da distribuidora ao mercado livre através do Mecanismo de Venda de Excedentes.

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

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia.

CG: Centro de Gravidade do Submercado (diferença entre a energia faturada e a recebida no CG).

¹Outros: Energia comprada pela Copel Comercialização e Copel Distribuição.

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

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

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

Venda de energia - Na tabela a seguir são apresentadas as vendas totais de energia da Copel:

Classe	Em GWh		
	jan a mar 2021	jan a mar 2020	Variação
Copel Distribuição			
Mercado cativo	5.051	5.180	-2,5%
Residencial	2.108	2.023	4,2%
Industrial	560	596	-6,0%
Comercial	1.101	1.243	-11,4%
Rural	689	695	-0,9%
Outras	593	623	-4,8%
Concessionárias e permissionária	20	19	5,3%
CCEE (Cessões MCSD EN)	174	172	1,2%
CCEE (MVE)	102	109	-6,4%
CCEE (MCP) (a)	126	82	53,7%
Total da Copel Distribuição	5.473	5.562	-1,6%
Copel Geração e Transmissão (com FDA)			
CCEAR (Copel Distribuição)	31	32	-3,1%
CCEAR (outras concessionárias)	588	568	3,5%
Consumidores livres	328	832	-60,6%
Contratos bilaterais (Copel Comercialização)	3.314	1.782	86,0%
Contratos bilaterais ¹	194	721	-73,1%
CCEE (MCP) ²	-	422	-100,0%
Total da Copel Geração e Transmissão	4.455	4.357	2,2%
Parques Eólicos			
CCEAR (Copel DIS)	8	8	0,0%
CCEAR (outras concessionárias)	318	320	-0,6%
CER	226	228	-0,9%
CCEE (MCP) ²	104	-	
Total dos Parques Eólicos	656	556	18,0%
Copel Comercialização			
Consumidores Livres	1.967	1.110	77,2%
Contratos Bilaterais (empresas do grupo)	311	-	
Contratos Bilaterais	2.885	1.787	61,4%
CCEE (MCP)	36	9	300,0%
Total Copel Comercialização	5.199	2.906	78,9%
Total	15.783	13.381	18,0%

Observação: Não considera a energia disponibilizada através do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) e a energia da UTE Araucária vendida no mercado de curto prazo (MCP) ou através de contratos bilaterais.

¹ Inclui Contratos de Venda no Curto Prazo.

² Garantia Física alocada no período, após impacto do GSF.

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

Mercado fio da Copel Distribuição (TUSD) - O mercado fio da Copel Distribuição, composto pelo mercado cativo, pelo suprimento a concessionárias e permissionárias dentro do Estado do Paraná e pela totalidade dos consumidores livres existentes na sua área de concessão, apresentou crescimento de 2,6% no consumo de energia nos 3 primeiros meses de 2021. Este resultado decorre, principalmente, da recuperação da atividade econômica no primeiro trimestre do ano, em diversas áreas. A produção industrial do Paraná, por exemplo, teve aumento de 7,1% no acumulado dos meses de janeiro e fevereiro de 2021.

Mercado cativo da Copel Distribuição - A venda de energia para o mercado cativo da Copel Distribuição totalizou 5.051GWh nos 3 primeiros meses de 2021, uma redução de 2,5%. A seguir, o consumo por classe de consumidores:

- A classe residencial consumiu 2.108GWh nos 3 primeiros meses de 2021, um crescimento de 4,2% em relação ao mesmo período de 2020, reflexo do aumento do consumo médio mensal, influenciado, principalmente, pelas medidas de isolamento social em decorrência da pandemia de Covid-19, que motivou as pessoas a permanecerem em suas casas. Ao final de março de 2021, a classe residencial representou 41,7% do consumo do mercado cativo, com 3.972.255 consumidores.

- A classe industrial consumiu 560GWh nos 3 primeiros meses de 2021, uma redução de 6,0% em relação ao mesmo período do ano anterior, reflexo, principalmente, da migração de clientes para o mercado livre de energia. Ao final de março de 2021, a classe industrial representou 11,1% do consumo do mercado cativo, com 71.020 consumidores.

- A classe comercial consumiu 1.101GWh nos 3 primeiros meses de 2021, uma redução de 11,4% em relação ao mesmo período do ano anterior, reflexo da redução do nível de atividade econômica após o início das medidas de restrição da Covid-19, cujo consumo ainda não retornou aos patamares pré-pandemia. Ao final de março de 2021, essa classe representava 21,8% do consumo do mercado cativo, com 415.231 consumidores.

- A classe rural consumiu 689GWh nos 3 primeiros meses de 2021, uma redução de 0,9% em relação ao mesmo período do ano anterior. Ao final de março de 2020, a classe representou 13,6% do consumo do mercado cativo da Copel com 347.169 consumidores.

- As outras classes (poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio) totalizaram 593GWh nos 3 primeiros meses de 2021, uma queda de 4,8% em relação ao mesmo período do ano anterior, em decorrência, principalmente, da redução na classe “poderes públicos”, o que também foi motivado pelos efeitos da pandemia da Covid-19. Em conjunto, essas classes representaram 11,7% do consumo do mercado cativo, com 60.298 consumidores.

Número de consumidores - O número de consumidores finais (cativos da Copel Distribuição e consumidores livres atendidos pela Copel GeT, Copel Comercialização e por outros fornecedores dentro da área de concessão da Copel Distribuição) faturados em março de 2021 foi de 4.867.993, representando um crescimento de 2,7% sobre o mesmo mês de 2020.

Classe	mar 2021	mar 2020	Varição
Residencial	3.972.255	3.850.721	3,2%
Industrial	71.020	71.586	-0,8%
Comercial	415.231	407.554	1,9%
Rural	347.169	349.237	-0,6%
Outras	60.298	58.870	2,4%
Total cativo	4.865.973	4.737.968	2,7%
Suprimento Fio (a)	7	7	0,0%
Consumidores livres (b)	2.013	1.492	34,9%
Total geral	4.867.993	4.739.467	2,7%

(a) Total do suprimento fio no mercado cativo (concessionárias e permissionárias) e livre.

(b) Total de consumidores livres atendidos dentro da área de concessão da Copel Distribuição.

3 Administração

Quadro de empregados

Empregados	mar 2021	mar 2020
Copel e subsidiárias integrais		
Copel	97	100
Copel Geração e Transmissão	1.522	1.603
Copel Distribuição	4.610	4.939
Copel Telecomunicações	354	383
Copel Comercialização	42	40
	6.625	7.065
Controladas		
Compagás	142	143
Elejor	7	7
UEG Araucária	15	16
	164	166

4 Relações com o Mercado

De janeiro a março de 2021, as ações ordinárias nominativas (ON - código CPLE3) e as ações preferenciais nominativas classe B (PNB - código CPLE6) da Copel estiveram presentes em 100% dos pregões da Brasil Bolsa Balcão (B3). As ações em circulação totalizaram 68,93% do capital da Companhia. Ao final de março de 2021, o valor de mercado da Copel, considerando as cotações de todos os mercados, ficou em R\$ 17.822,9 milhões.

Na B3, as ações ON fecharam o período cotadas a R\$ 6,47 com variação negativa de 7,52%; as ações PNB fecharam o período cotadas a R\$ 6,55 com variação negativa de 12,58%. No mesmo período o IBOVESPA teve variação negativa de 2,0%.

Na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE), as ações ON são negociadas no “Nível 1” na forma de ADR’s, sob o código ELPVY, estiveram presentes em 33% dos pregões, fechando o período cotadas a US\$ 1,20 com variação negativa de 13,67%; as ações PNB são negociadas no “Nível 3” na forma de ADS’s, sob o código ELP, estiveram presentes em 100% dos pregões, fechando o período cotadas a US\$ 1,15 com variação negativa de 19,26%. Neste mesmo período o índice DOW JONES teve variação positiva de 7,76%.

No LATIBEX (Mercado de Valores Latino-Americano em Euros), vinculado à Bolsa de Valores de Madri, as ações PNB da Companhia são negociadas sob o código XCOP, estiveram presentes em 18% dos pregões, fechando o período cotadas a € 1,05 com variação positiva de 10,53%. No mesmo período o índice LATIBEX All Shares teve variação positiva de 2,15%.

A tabela a seguir sintetiza o comportamento das ações da Copel nos 3 primeiros meses de 2021:

Negociação das ações - jan a mar 2021	ON		PNB	
	Total	Média diária	Total	Média diária
B3				
Negócios	125.369	2.089	720.036	12.001
Quantidade	133.350.800	2.222.513	856.542.300	14.275.705
Volume (R\$ mil)	844.276	14.071	5.658.846	94.314
Presença nos pregões	60	100%	60	100%
Nyse				
Quantidade	111.756	5.588	611.763.208	10.028.905
Volume (US\$ mil)	134	7	742.194	12.167
Presença nos pregões	20	33%	61	100%
Latibex				
Quantidade	0	0	109.809	6.101
Volume (€ mil)	0	0	108	6
Presença nos pregões	0	0%	18	29%

5 Tarifas

Tarifas de fornecimento de energia

Tarifas médias de fornecimento (a) - R\$/MWh	mar 2021	mar 2020	Variação
Industrial	497,28	491,54	1,2%
Residencial	485,83	504,68	-3,7%
Comercial	577,18	573,95	0,6%
Rural	500,75	469,21	6,7%
Outros	356,05	364,09	-2,2%
Tarifa média de fornecimento e disponibilidade (R\$ / MWh)	538,08	536,70	0,3%
Tarifa média de demanda (R\$ / KW)	26,52	23,85	11,2%

(a) Não considera bandeiras tarifárias, sem pis/cofins, líquido de ICMS.

Tarifas de compra de energia

Tarifas de compra de energia* - R\$/MWh	mar 2021	mar 2020	Variação
Itaipu (a)	362,60	358,59	1,1%
Leilão 2010 - H30	240,18	235,73	1,9%
Leilão 2010 - T15 (b)	58,45	153,71	-62,0%
Leilão 2011 - H30	247,62	242,87	2,0%
Leilão 2011 - T15 (b)	435,81	192,46	126,4%
Leilão 2012 - T15 (b)	154,46	163,19	-5,3%
Leilão 2016 - T20 (b)	186,86	169,67	10,1%
Angra	225,84	273,25	-17,4%
Contrato de cotas de garantia física - CCGF (c)	105,64	99,88	5,8%
Santo Antonio	153,67	150,84	1,9%
Jirau	135,21	132,72	1,9%
Demais Leilões (d)	210,28	176,51	19,1%
Média	207,43	195,81	5,9%

(a) Transporte de Furnas não incluído.

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

(c) Contrato de cotas de garantia física das UHEs que tiveram suas concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/13.

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

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

Tarifas de suprimento de energia

Tarifas de suprimento de energia (a) - R\$/MWh	mar 2021	mar 2020	Variação
Leilão - CCEAR 2011-2040 (UHE Mauá)	233,73	226,98	3,0%
Leilão - CCEAR 2013-2042 (Cavernoso II)	253,90	246,37	3,1%
Leilão - CCEAR 2015 - 2044 (Colíder)	178,30	180,76	-1,4%
Leilão - CCEAR 2018 - 2048 (Baixo Iguaçu)	186,70	173,10	7,9%
Concessionárias dentro do Estado do Paraná	217,59	213,58	1,9%

(a) Com PIS/COFINS. Líquida de ICMS.

6 Resultado Econômico-Financeiro

Receitas (NE nº 32)

A Receita operacional líquida acumulada até março de 2021, de R\$ 4.985.793, foi 22,6% superior aos R\$ 4.066.687 registrados no mesmo período de 2020.

Essa variação decorreu, principalmente, dos seguintes fatos:

- a) aumento de 31,4% na Receita de suprimento de energia elétrica, sobretudo pelo despacho da UEGA que gerou 687 GWh devido às restrições hídricas, quantidade superior em 95,2% em relação ao primeiro trimestre de 2020, bem como devido ao incremento de 8% no volume total de energia vendida, compensado pelo menor PLD médio de R\$ 171,68 no primeiro trimestre de 2020, inferior em 21% ao PLD médio de R\$ 217,57 para o mesmo período do ano anterior;
- b) aumento de 7,9% na Receita de disponibilidade da rede elétrica, devido essencialmente ao resultado da remuneração sobre os contratos de transmissão de energia superior em relação ao mesmo período do ano anterior, em decorrência do aumento dos indexadores contratuais (IGPM e IPCA) aplicados sobre o saldo do ativo, que também, foi acrescido com novas obras. Além disso, houve aumento na remuneração dos contratos de transmissão decorrente da revisão/reajuste tarifário ocorrido a partir de junho de 2020;
- c) redução de 7,1% na receita da parcela B da distribuidora, apesar da recuperação no mês de março de 2021 em relação ao mês anterior, bem como a retomada do crescimento do mercado fio que apresentou um aumento de 2,6% no trimestre, sendo que 2,3% no mês de março de 2021;
- d) aumento de 54,9% na receita de construção decorrente, principalmente, dos maiores investimentos no segmento de distribuição de energia;
- e) resultado positivo de ativos e passivos financeiros setoriais no montante de R\$ 360.349, comparado com o resultado negativo de R\$ 58.970 no primeiro trimestre de 2020, em decorrência de menor amortização de ativos líquidos e do aumento na constituição de ativos setoriais, tendo em vista que os custos de compra de energia e encargos de uso da rede têm sido superiores aos considerados no cálculo da tarifa de energia elétrica aprovada pela Aneel para o ciclo tarifário anual que se encerra em junho de 2021.

Custos e Despesas Operacionais (NE nº 33)

O total de custos e despesas operacionais atingiu R\$ 4.026.307 nos três primeiros meses de 2021, sendo 24,2% superior aos R\$ 3.242.671 registrados no mesmo período de 2020. Os principais destaques foram:

- a) aumento de 12,7% em Energia elétrica comprada para revenda decorrente sobretudo da alta do dólar que afetou a compra de energia de Itaipu na distribuidora e pela maior compra para fazer frente ao maior volume de energia vendida no período;

- b) aumento de 80,5% em Encargos de uso da rede elétrica principalmente pelo maior valor de ESS e encargos pagos na operação de distribuição pelo despacho térmico fora da ordem de mérito que elevou os encargos do sistema;
- c) aumento de 10,8% na remuneração de Pessoal e administradores em virtude, principalmente, do acréscimo em provisão por desempenho e participação nos lucros, compensado parcialmente pela redução de 2% na remuneração decorrente da redução do quadro de empregados e política de redução de custos;
- d) aumento de 145,4% em matéria prima e insumos para produção de energia, para fazer frente ao despacho de usina térmica (UEGA);
- e) aumento de 22,7% nos custos com manutenção do sistema elétrico, principalmente pelas ações para redução das interrupções aos consumidores (DEC/FEC);
- f) redução de 42,2% em Perdas de crédito, provisões e reversões decorrente do *impairment* no segmento de geração registrado no primeiro trimestre de 2020, não recorrente em 2021, e do decréscimo em provisões para litígios;
- g) aumento de 55,4% nos custos de construção decorrente, principalmente, dos investimentos no segmento de distribuição de energia;
- h) aumento de 17,9% em Outros custos e despesas operacionais devido ao maior valor de compensação financeira pela utilização de recursos hídricos e ao gasto com indenizações decorrentes de processo arbitral.

Resultado da Equivalência Patrimonial

Aumento de 279,2% ao comparar o resultado do primeiro trimestre de 2021 com o mesmo período de 2020, decorrente, principalmente, do resultado positivo da equivalência patrimonial nas controladas em conjunto de transmissão de energia elétrica em decorrência principalmente da redução de custos.

Resultado Financeiro (NE nº 34)

O acréscimo de R\$ 65.721 no resultado financeiro, corresponde a 77,5% comparado com o mesmo período de 2020. Os principais destaques foram o aumento de juros e variação monetária sobre repasse CRC em decorrência do maior IGP-DI, o crescimento dos ganhos com acréscimos moratórios sobre faturas e a diminuição da variação monetária e encargos da dívida, resultados estes positivos que foram compensados pelo resultado negativo do aumento da variação monetária sobre o saldo de contas a pagar vinculadas à concessão.

Lucro Líquido

O lucro líquido do período foi de R\$ 795.174, incremento de 55,6% superior ao apurado no mesmo período do ano anterior, que foi de R\$ 510.916, refletindo a maior Receita Operacional Líquida, a Equivalência Patrimonial e o acréscimo do Resultado Financeiro, compensado pelo aumento nos Custos e Despesas Operacionais, decorrente principalmente dos custos da parcela A relativos à alta do dólar, que afetou a compra de energia de Itaipu, e do despacho térmico fora da ordem de mérito que elevou os encargos do sistema.

Lajida

O lucro antes dos juros, imposto de renda, depreciação e amortização - Lajida (*earnings before interest, taxes, depreciation and amortization - Ebitda*) é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, conciliada com suas demonstrações financeiras, observando as disposições do Ofício-Circular/CVM/SNC/SEP nº 01/2007 e da Instrução CVM nº 527/2012. Não é uma medida reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil ou pelas normas internacionais de contabilidade, não possui um significado padrão e pode não ser comparável a medidas com títulos semelhantes fornecidos por outras companhias. A Companhia o divulga porque o utiliza para medir o seu desempenho.

Consolidado	31.03.2021	31.03.2020	Varição	31.12.2020
Cálculo do Lajida/Ebitda - operações em continuidade				
Lucro líquido do período - operações em continuidade	759.239	504.753	50,42%	3.834.172
IRPJ e CSLL diferidos	(14.256)	(33)	43100,00%	24.896
Provisão para IRPJ e CSLL	282.105	257.315	9,63%	1.260.469
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	19.132	84.853	-77,45%	(866.271)
Lajir/Ebit	1.046.220	846.888	23,54%	4.253.266
Depreciação e Amortização	256.976	249.910	2,83%	1.009.913
Lajida/Ebitda	1.303.196	1.096.798	18,82%	5.263.179
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	1.261.539	1.078.128	17,01%	5.166.938
Atribuído aos acionistas não controladores	41.657	18.670	123,12%	96.241
Cálculo da Margem do Ebitda				
Ebitda	1.303.196	1.096.798	18,82%	5.263.179
Receita Operacional Líquida - ROL	4.985.793	4.066.687	22,60%	18.633.249
Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)	26,1%	27,0%	-3,3%	28,2%

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

COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Presidente MARCEL MARTINS MALCZEWSKI
Membros DANIEL PIMENTEL SLAVIERO
MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO
CARLOS BIEDERMANN
GUSTAVO BONINI GUEDES
FAUSTO AUGUSTO DE SOUZA
ANDRIEI JOSÉ BEBER
LEILA ABRAHAM LORIA
MARCO ANTONIO BOLOGNA

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

Presidente MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO
Membros CARLOS BIEDERMANN
LUIZ CLAUDIO MAIA VIEIRA

CONSELHO FISCAL

Presidente DEMETRIUS NICHELE MACEI
Membros Titulares HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR
JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO
EDUARDO BADYR DONNI
RAPHAEL MANHÃES MARTINS

Membros Suplentes JOÃO LUIZ GIONA JUNIOR
OTAMIR CESAR MARTINS
VERÔNICA PEIXOTO COELHO
ESTEVÃO DE ALMEIDA ACCIOLY
CRISTIANE DO AMARAL MENDONÇA

DIRETORIA

Diretor Presidente DANIEL PIMENTEL SLAVIERO
Diretora de Gestão Empresarial ANA LETÍCIA FELLER
Diretor de Finanças e de Relações com Investidores ADRIANO RUDEK DE MOURA
Diretor de Desenvolvimento de Negócios CASSIO SANTANA DA SILVA
Diretor Jurídico e Regulatório EDUARDO VIEIRA DE SOUZA BARBOSA
Diretor de Governança, Risco e Compliance VICENTE LOIÁCONO NETO
Diretor Adjunto de Comunicação DAVID CAMPOS

CONTADOR

CRC-PR-043819/O-0 RONALDO BOSCO SOARES

Informações sobre este relatório:

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

RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Companhia Paranaense de Energia – COPEL

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas da Companhia Paranaense de Energia - COPEL (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 31 de março de 2021, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2021 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração é responsável pela elaboração das informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 - “Interim Financial Reporting”, emitida pelo “International Accounting Standards Board - IASB”, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações financeiras intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - “Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity”, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis, e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão sobre as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas incluídas nas informações trimestrais anteriormente referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) e com a norma internacional IAS 34, aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR, e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

Ênfases

Assuntos relacionados à COVID-19

Sem modificar a nossa conclusão, chamamos atenção para a nota explicativa nº 1 às informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas, na qual a Companhia descreve os efeitos e potenciais efeitos da COVID-19 em suas operações, bem como as ações planejadas e as ações tomadas até o momento.

Operações descontinuadas

Sem modificar a nossa conclusão, chamamos atenção para a nota explicativa nº 3.6.1 às informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas, que apresenta os efeitos das rerepresentações efetuadas pela Companhia em decorrência da classificação dos ativos da subsidiária Copel Telecomunicações S.A. como operação descontinuada como previsto no Pronunciamento Técnico CPC 31 e na IFRS 5.

Desdobramento de ações

Sem modificar a nossa conclusão, chamamos atenção para a nota explicativa nº 3.6.2 às informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas, na qual a Companhia divulga a rerepresentação dos valores do lucro líquido por ação devido ao desdobramento de ações da Companhia aprovado em 11 de março de 2021, sendo apresentados conforme previsto no Pronunciamento Técnico CPC 41 e na IAS 33..

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As financeiras intermediárias anteriormente referidas incluem as demonstrações do valor adicionado - DVA, individuais e consolidadas, referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2021, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins da norma internacional IAS 34. Essas demonstrações foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das Informações Trimestrais - ITR, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as informações financeiras intermediárias e os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essas demonstrações do valor adicionado não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse pronunciamento técnico e de forma consistente em relação às informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Curitiba, 5 de maio de 2021

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

Jonas Dal Ponte
Contador
CRC nº RS 058908/O-1

**PARECER DO CONSELHO FISCAL
SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS REFERENTES AO
PRIMEIRO TRIMESTRE DO EXERCÍCIO DE 2021**

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel, abaixo assinados, dentro de suas atribuições e responsabilidades legais e estatutárias, procederam à revisão das Demonstrações Financeiras Intermediárias referentes ao 1º trimestre de 2021 aprovadas pelo Conselho de Administração da Companhia em reunião desta data. As minutas foram recebidas e analisadas individualmente pelos conselheiros antecipadamente à reunião e discutidas previamente com a Administração e com a auditoria independente. Com base nos trabalhos desenvolvidos ao longo do trimestre, nas análises efetuadas, no acompanhamento das discussões sobre os controles internos e nos esclarecimentos prestados pela Administração e pela auditoria independente, considerando ainda o “Relatório sobre a Revisão de Informações Financeiras Intermediárias do Período de três meses findo em 31 de março de 2021”, da auditoria independente, Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, emitido sem ressalvas, os Conselheiros Fiscais registram que não tiveram conhecimento de nenhum fato ou evidência que não estejam refletidos nas Demonstrações Financeiras Intermediárias relativas ao trimestre encerrado em 31 de março de 2021 e opinam que tais demonstrações podem ser divulgadas.

Curitiba, 05 de maio de 2021

DEMETRIUS NICHELE MACEI
Presidente

EDUARDO BADYR DONNI

HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR

JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO

RAPHAEL MANHÃES MARTINS

DECLARAÇÃO

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

- (I) revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório de auditoria da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, relativamente às demonstrações financeiras intermediárias da Copel, do período findo em 31.03.2021; e
- (II) revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras intermediárias da Copel, relativas ao período findo em 31.03.2021.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 05 de maio de 2021

Daniel Pimentel Slaviero
Diretor Presidente

Ana Letícia Feller
Diretora de Gestão Empresarial

Adriano Rudek de Moura
Diretor de Finanças e de
Relações com Investidores

Cassio Santana da Silva
Diretor de Desenvolvimento de
Negócios

Eduardo Vieira de Souza Barbosa
Diretor Jurídico e Regulatório

Vicente Loíacono Neto
Diretor de Governança, Risco e
Compliance