



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 José Izidoro Biazetto, 158, Bloco A, Mossunguê - Curitiba - PR

CEP 81200-240

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
INTERMEDIÁRIAS

Junho/2023

SUMÁRIO

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS.....	3
Balancos Patrimoniais.....	3
Demonstrações de Resultados.....	5
Demonstrações de Resultados – Movimento do Segundo Trimestre.....	6
Demonstrações de Resultados Abrangentes.....	7
Demonstrações de Resultados Abrangentes – Movimento do Segundo Trimestre.....	7
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido.....	8
Demonstrações dos Fluxos de Caixa.....	9
Demonstrações do Valor Adicionado.....	11
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS.....	13
1 Contexto Operacional.....	13
2 Concessões e Autorizações.....	18
3 Base de Preparação.....	21
4 Principais Políticas Contábeis.....	22
5 Caixa e Equivalentes de Caixa.....	22
6 Títulos e Valores Mobiliários.....	23
7 Clientes.....	24
8 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos.....	26
9 Contas a Receber Vinculadas à Concessão.....	26
10 Ativos de contrato.....	28
11 Outros Créditos.....	30
12 Tributos.....	31
13 Despesas Antecipadas.....	37
14 Depósitos Judiciais.....	37
15 Investimentos.....	38
16 Imobilizado.....	41
17 Intangível.....	44
18 Obrigações Sociais e Trabalhistas.....	45
19 Fornecedores.....	46
20 Empréstimos e Financiamentos.....	47
21 Debêntures.....	51
22 Benefícios Pós-emprego.....	53
23 Encargos Setoriais a Recolher.....	55
24 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética.....	55
25 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão.....	56
26 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos.....	56
27 Outras Contas a Pagar.....	58
28 Provisões para Litígios e Passivo Contingente.....	59
29 Patrimônio Líquido.....	62
30 Receita Operacional Líquida.....	64
31 Custos e Despesas Operacionais.....	67
32 Resultado Financeiro.....	71
33 Segmentos Operacionais.....	72
34 Instrumentos Financeiros.....	76
35 Transações com Partes Relacionadas.....	89
36 Compromissos.....	95
37 Seguros.....	95
38 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa.....	95
39 Eventos subsequentes.....	96
COMENTÁRIO DO DESEMPENHO.....	100
1 Novos projetos.....	100
2 Mercado de Energia.....	101
3 Administração.....	105
4 Relações com o Mercado.....	105
5 Tarifas.....	106
6 Resultado Econômico-Financeiro.....	107
COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA.....	111
RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE.....	112
PARECER DO CONSELHO FISCAL.....	114
DECLARAÇÃO.....	115

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS
Balancos Patrimoniais

em 30 de junho de 2023 e 31 de dezembro de 2022

em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		30.06.2023	31.12.2022	30.06.2023	31.12.2022
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	5	37.570	199.877	4.447.484	2.678.457
Títulos e valores mobiliários	6	94	93	94	93
Cauções e depósitos vinculados		-	-	221	157
Clientes	7	-	-	3.315.418	3.342.050
Dividendos a receber		1.570.637	824.143	52.175	138.330
Ativos financeiros setoriais	8	-	-	-	190.699
Contas a receber vinculadas à concessão	9	-	-	9.385	8.603
Ativos de contrato	10	-	-	267.310	220.660
Outros créditos	11	1.332	977	1.064.925	897.380
Estoques		-	-	216.646	194.850
Imposto de renda e contribuição social		120.180	107.523	364.309	355.065
Outros tributos a recuperar	12.2	-	-	1.310.951	1.239.694
Despesas antecipadas	13	1.775	855	58.720	60.076
Partes relacionadas	35	53.815	47.404	871	1.135
		1.785.403	1.180.872	11.108.509	9.327.249
NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	512.147	430.963
Outros investimentos temporários		30.616	25.619	30.616	25.619
Clientes	7	-	-	117.665	109.819
Depósitos judiciais	14	143.857	138.747	641.506	632.458
Ativos financeiros setoriais	8	-	-	77.334	190.699
Contas a receber vinculadas à concessão	9	-	-	2.539.161	2.269.690
Ativos de contrato	10	-	-	7.457.254	7.452.019
Outros créditos	11	19	18	1.359.257	931.452
Imposto de renda e contribuição social		-	-	128.398	127.824
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.1	339.014	333.877	1.617.571	1.644.299
Outros tributos a recuperar	12.2	40.454	39.810	2.218.040	2.627.293
Despesas antecipadas	13	7.263	-	7.446	10
		561.223	538.071	16.706.395	16.442.145
Investimentos	15	20.285.849	20.339.344	3.503.682	3.325.731
Imobilizado	16	7.658	7.948	10.952.699	10.069.468
Intangível	17	5.575	4.724	11.470.674	10.277.727
Direito de uso de ativos	26.1	5.145	4.586	265.115	261.380
		20.865.450	20.894.673	42.898.565	40.376.451
TOTAL DO ATIVO		22.650.853	22.075.545	54.007.074	49.703.700

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

Balanços Patrimoniais

em 30 de junho de 2023 e 31 de dezembro de 2022 (continuação)

em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		30.06.2023	31.12.2022	30.06.2023	31.12.2022
CIRCULANTE					
Obrigações sociais e trabalhistas	18	8.055	6.605	280.944	252.789
Partes relacionadas	35	1.636	1.838	-	-
Fornecedores	19	5.869	5.373	2.083.527	2.090.022
Imposto de renda e contribuição social		-	-	121.947	156.191
Outras obrigações fiscais	12.2	2.239	28.690	286.626	303.606
Empréstimos e financiamentos	20	-	-	310.946	278.838
Debêntures	21	-	-	1.977.145	1.346.347
Dividendos a pagar		9.227	344.251	192.836	482.325
Benefícios pós-emprego	22	3.829	2.957	85.814	73.814
Encargos setoriais a recolher	23	-	-	60.966	46.488
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	24	-	-	336.536	370.244
Contas a pagar vinculadas à concessão	25	-	-	100.486	105.003
Passivos financeiros setoriais	8	-	-	971.470	433.914
Passivo de arrendamentos	26.2	450	436	62.239	64.870
Outras contas a pagar	27	729	558	699.747	601.619
PIS e Cofins a restituir para consumidores	12.2.1	-	-	-	550.527
		32.034	390.708	7.571.229	7.156.597
NÃO CIRCULANTE					
Partes relacionadas	35	5.851	5.851	-	-
Fornecedores	19	-	-	134.731	125.448
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.1	-	-	1.778.207	1.517.682
Outras obrigações fiscais	12.2	3.820	3.676	628.191	633.491
Empréstimos e financiamentos	20	-	-	5.147.214	4.371.525
Debêntures	21	-	-	8.872.408	6.457.508
Benefícios pós-emprego	22	22.776	23.890	1.006.133	996.223
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	24	-	-	275.205	244.514
Contas a pagar vinculadas à concessão	25	-	-	790.539	832.539
Passivos financeiros setoriais	8	-	-	26.274	49.341
Passivo de arrendamentos	26.2	4.993	4.373	218.287	208.886
Outras contas a pagar	27	7.942	25.241	1.041.669	645.234
PIS e Cofins a restituir para consumidores	12.2.1	-	-	625.937	1.444.631
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	12.2.1	-	-	1.912.748	1.851.257
Provisões para litígios	28	812.618	804.442	1.967.370	2.037.599
		858.000	867.473	24.424.913	21.415.878
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Atribuível aos acionistas da empresa controladora					
Capital social	29.1	10.800.000	10.800.000	10.800.000	10.800.000
Ajustes de avaliação patrimonial	29.2	575.778	593.382	575.778	593.382
Reserva legal		1.512.687	1.512.687	1.512.687	1.512.687
Reserva de retenção de lucros		7.911.295	7.911.295	7.911.295	7.911.295
Lucros acumulados		961.059	-	961.059	-
		21.760.819	20.817.364	21.760.819	20.817.364
Atribuível aos acionistas não controladores	15.2.2	-	-	250.113	313.861
		21.760.819	20.817.364	22.010.932	21.131.225
TOTAL DO PASSIVO		22.650.853	22.075.545	54.007.074	49.703.700

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

Demonstrações de Resultados

dos períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2023 e de 2022
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		30.06.2023	30.06.2022	30.06.2023	30.06.2022
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE					
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	30	-	-	10.890.393	10.846.315
Custos Operacionais	31	-	-	(8.428.478)	(8.137.797)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		-	-	2.461.915	2.708.518
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	31	-	-	(45.726)	(113.533)
Despesas gerais e administrativas	31	(56.450)	(52.201)	(470.202)	(378.740)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31	16.620	(12.139)	(157.602)	(168.498)
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	12.2.1	-	-	-	(810.563)
Resultado da equivalência patrimonial	15	950.147	257.061	176.833	321.206
		910.317	192.721	(496.697)	(1.150.128)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		910.317	192.721	1.965.218	1.558.390
Resultado Financeiro	32				
Receitas financeiras		33.136	37.125	553.953	530.786
Despesas financeiras		(4.208)	(90.977)	(1.130.551)	(1.011.442)
Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	12.2.1	-	-	-	(1.011.370)
		28.928	(53.852)	(576.598)	(1.492.026)
LUCRO OPERACIONAL		939.245	138.869	1.388.620	66.364
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	12.3				
Imposto de renda e contribuição social		-	(3.978)	(361.932)	(388.271)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		5.137	(7.073)	(83.492)	469.327
		5.137	(11.051)	(445.424)	81.056
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		944.382	127.818	943.196	147.420
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade		-	-	944.382	127.818
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade	15.2.2	-	-	(1.186)	19.602
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO					
ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	29.3				
Ações ordinárias		0,32511	0,04400		
Ações preferenciais classe "A"		0,35762	0,04840		
Ações preferenciais classe "B"		0,35762	0,04840		

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

Demonstrações de Resultados – Movimento do Segundo Trimestre

dos períodos de três meses findos em 30 de junho de 2023 e de 2022

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		1º.04.2023 a 30.06.2023	1º.04.2022 a 30.06.2022	1º.04.2023 a 30.06.2023	1º.04.2022 a 30.06.2022
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE					
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	30	-	-	5.359.727	5.258.566
Custos Operacionais	31	-	-	(4.325.876)	(3.958.993)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		-	-	1.033.851	1.299.573
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	31	-	-	(44.945)	(46.643)
Despesas gerais e administrativas	31	(24.457)	(28.606)	(214.123)	(182.335)
Outras receitas (despesas), líquidas	31	18.806	6.105	(96.550)	(80.547)
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	12.2.1	-	-	-	(810.563)
Resultado da equivalência patrimonial		310.575	(454.678)	72.745	208.425
		304.924	(477.179)	(282.873)	(911.663)
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		304.924	(477.179)	750.978	387.910
Resultado Financeiro					
Receitas financeiras	32	18.212	20.043	313.314	270.911
Despesas financeiras		(3.667)	(53.877)	(556.773)	(538.340)
Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	12.2.1	-	-	-	(1.011.370)
		14.545	(33.834)	(243.459)	(1.278.799)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL		319.469	(511.013)	507.519	(890.889)
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL					
Imposto de renda e contribuição social	12.3	-	(3.978)	(200.109)	(114.422)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(1.677)	(21.532)	296	482.940
		(1.677)	(25.510)	(199.813)	368.518
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO PERÍODO		317.792	(536.523)	307.706	(522.371)
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade		-	-	317.792	(536.523)
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade		-	-	(10.086)	14.152
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO					
ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais					
Ações ordinárias	29.3	0,10940	(0,18470)		
Ações preferenciais classe "A"		0,12034	(0,20317)		
Ações preferenciais classe "B"		0,12034	(0,20317)		

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

Demonstrações de Resultados Abrangentes
 dos períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2023 e de 2022
 em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		30.06.2023	30.06.2022	30.06.2023	30.06.2022
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		944.382	127.818	943.196	147.420
Outros resultados abrangentes					
Itens que não serão reclassificados para o resultado					
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado	29.2				
Perdas com ativos financeiros		-	-	(2.007)	-
Perdas com ativos financeiros - equivalência patrimonial		(927)	-	-	-
Tributos sobre outros resultados abrangentes		-	-	682	-
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		(927)	-	(1.325)	-
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO		943.455	127.818	941.871	147.420
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade				943.455	127.818
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade				(1.584)	19.602

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

Demonstrações de Resultados Abrangentes – Movimento do Segundo Trimestre
 dos períodos de três meses findos em 30 de junho de 2023 e de 2022
 em milhares de reais

	Controladora		Consolidado	
	1º.04.2023	1º.04.2022	1º.04.2023	1º.04.2022
	a 30.06.2023	a 30.06.2022	a 30.06.2023	a 30.06.2022
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	317.792	(536.523)	307.706	(522.371)
Outros resultados abrangentes				
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado				
Perdas com ativos financeiros	-	-	(1.725)	-
Perdas com ativos financeiros - equivalência patrimonial	(797)	-	-	-
Tributos sobre outros resultados abrangentes	-	-	586	-
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos	(797)	-	(1.139)	-
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO	316.995	(536.523)	306.567	(522.371)
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade			316.995	(536.523)
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas			-	-
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade			(10.428)	14.152

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

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido
dos períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2023 e de 2022
em milhares de reais

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora								Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros			Lucros acumulados	Total Controladora		
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Dividendo adicional proposto				
Saldo em 1º de janeiro de 2023		10.800.000	597.276	(3.894)	1.512.687	7.911.295	-	-	20.817.364	313.861	21.131.225
Lucro líquido do período		-	-	-	-	-	-	944.382	944.382	(1.186)	943.196
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas com ativos financeiros	29.2	-	-	(927)	-	-	-	-	(927)	(398)	(1.325)
Resultado abrangente total do período		-	-	(927)	-	-	-	944.382	943.455	(1.584)	941.871
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	29.2	-	(16.677)	-	-	-	-	16.677	-	-	-
Dividendos	15.2.2	-	-	-	-	-	-	-	-	(62.164)	(62.164)
Saldo em 30 de junho de 2023		10.800.000	580.599	(4.821)	1.512.687	7.911.295	-	961.059	21.760.819	250.113	22.010.932

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora								Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros			Lucros acumulados	Total Controladora		
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Dividendo adicional proposto				
Saldo em 1º de janeiro de 2022		10.800.000	633.789	(207.619)	1.457.087	7.785.092	1.368.675	-	21.837.024	338.211	22.175.235
Lucro líquido do período		-	-	-	-	-	-	127.818	127.818	19.602	147.420
Resultado abrangente total do período		-	-	-	-	-	-	127.818	127.818	19.602	147.420
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos		-	(20.315)	-	-	-	-	20.315	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto		-	-	-	-	-	(1.368.675)	-	(1.368.675)	-	(1.368.675)
Juros sobre o capital próprio		-	-	-	-	-	-	-	-	(8.251)	(8.251)
Saldo em 30 de junho de 2022		10.800.000	613.474	(207.619)	1.457.087	7.785.092	-	148.133	20.596.167	349.562	20.945.729

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

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2023 e de 2022
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		30.06.2023	30.06.2022	30.06.2023	30.06.2022
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do período		944.382	127.818	943.196	147.420
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		(29.378)	50.053	808.716	690.867
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	9.2	-	-	(62.359)	(78.146)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	10.3	-	-	(393.015)	(547.268)
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	12.2.1	-	-	-	1.821.933
Imposto de renda e contribuição social	12.3	-	3.978	361.932	388.271
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.3	(5.137)	7.073	83.492	(469.327)
Resultado da equivalência patrimonial	15.1	(950.147)	(257.146)	(176.833)	(321.206)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego	22.4	4.372	3.410	132.804	131.075
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	24.1	-	-	79.849	76.881
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	30.1	-	-	(33.615)	(77.305)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	30.1	-	-	(668.268)	(747.667)
Depreciação e amortização	31	1.482	1.231	710.272	641.872
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	31.4	(11.018)	12.305	214.202	175.837
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	10.3	-	-	(361)	(361)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	30.1 e 31.1	-	-	(28.177)	17.393
Valor justo nas operações com derivativos	32	-	-	-	2.907
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	9.1	-	-	144	26.625
Baixas de ativos de contrato	10.1	-	-	5.147	4.742
Resultado das baixas de imobilizado	16.2	7	-	3.199	874
Resultado das baixas de intangíveis	17.1 e 17.4	-	-	48.138	24.731
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos - líquido	26.1 e 26.2	-	-	216	(54)
		(45.437)	(51.278)	2.028.679	1.910.094
Redução (aumento) dos ativos					
Clientes		-	-	409.638	1.091.748
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		302.248	2.146.655	95.557	52.223
Depósitos judiciais		(1.114)	76	12.688	(10.546)
Ativos financeiros setoriais		-	-	67.123	606.154
Outros créditos		(356)	7.299	(85.971)	113.186
Estoques		-	-	(17.485)	(9.010)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(5.981)	(26.144)	(12.648)	(50.082)
Outros tributos a recuperar		4.917	21.219	128.907	115.107
Despesas antecipadas		(8.183)	(914)	(5.856)	(2.810)
Partes relacionadas		-	155.946	264	(952)
		291.531	2.304.137	592.217	1.905.018
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		1.450	(23.943)	123.222	(183.119)
Partes relacionadas		(202)	(715)	-	-
Fornecedores		496	5.893	(141.719)	(529.029)
Outras obrigações fiscais		(26.307)	(19.156)	327.224	325.078
Benefícios pós-emprego	22.4	(4.614)	(2.660)	(110.894)	(97.848)
Encargos setoriais a recolher		-	-	14.478	(145.853)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	24.1	-	-	(96.911)	(116.075)
Contas a pagar vinculadas à concessão	25.1	-	-	(58.124)	(53.735)
Outras contas a pagar		(368)	(500)	15.945	48.109
Provisões para litígios quitadas	28.1	(137)	(11)	(136.235)	(108.317)
		(29.682)	(41.092)	(63.014)	(860.789)
CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		216.412	2.211.767	2.557.882	2.954.323
Imposto de renda e contribuição social pagos		-	(4.728)	(346.529)	(206.005)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	20.2	-	(48.454)	(271.476)	(166.625)
Encargos de debêntures pagos	21.2	-	(28.351)	(455.091)	(370.660)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos	26.2	(253)	(192)	(12.240)	(9.737)
Encargos de empréstimos concedidos/obtidos de partes relacionadas		9.444	4.895	-	-
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		225.603	2.134.937	1.472.546	2.201.296

(continua)

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2023 e de 2022 (continuação)
 em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		30.06.2023	30.06.2022	30.06.2023	30.06.2022
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		(4.998)	(7.496)	(60.051)	77.638
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		(236.024)	(100.000)	-	-
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas		233.000	100.000	-	-
Aquisições de ativos de contrato		-	-	(958.578)	(1.021.933)
Aquisições de controladas - efeito no caixa	1.2	-	-	(911.450)	-
Aportes em investimentos	15.1	(43.450)	(4.829)	(10.780)	(4.829)
Redução de capital em investidas		-	-	-	61.537
Aquisições de imobilizado		(254)	(1.086)	(123.612)	(353.477)
Aquisições de intangível	17.4	(929)	(742)	(4.710)	(3.468)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(52.655)	(14.153)	(2.069.181)	(1.244.532)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	20.2	-	-	31.303	121.927
Ingressos de debêntures emitidas	21.2	-	-	2.900.000	1.500.000
Custos de transação na emissão de debêntures	21.2	-	-	(18.889)	(14.445)
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	20.2	-	(134.894)	(129.139)	(242.732)
Amortizações de principal de debêntures	21.2	-	(500.000)	(25.321)	(526.655)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	26.2	(231)	(170)	(35.682)	(26.327)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(335.024)	(1.623.198)	(356.610)	(1.623.198)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(335.255)	(2.258.262)	2.365.662	(811.430)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(162.307)	(137.478)	1.769.027	145.334
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	199.877	626.052	2.678.457	3.472.845
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	37.570	488.574	4.447.484	3.618.179
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(162.307)	(137.478)	1.769.027	145.334

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

Demonstrações do Valor Adicionado
 dos períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2023 e de 2022
 em milhares de reais

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
	30.06.2023	30.06.2022	30.06.2023	30.06.2022
Receitas				
Venda de energia e outros serviços	-	-	12.794.243	15.231.394
Receita de construção	-	-	1.207.692	1.115.069
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	33.615	77.305
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	668.268	747.667
Outras receitas	5.075	7.731	29.895	27.848
(Perdas)/Reversão de perdas de crédito esperadas	-	-	(16.484)	(82.407)
	5.075	7.731	14.717.229	17.116.876
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	4.036.997	4.238.007
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER	-	-	1.259.566	951.872
Material, insumos e serviços de terceiros	16.196	19.352	546.159	524.629
Gás natural e insumos para operações de gás	-	-	472.554	561.581
Custo de construção	-	-	1.090.346	993.784
Perda de valores ativos	24	7.658	71.868	62.018
Provisão (reversão) de perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>	-	-	112.149	9.695
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	-	-	-	810.563
Outros insumos	(2.764)	21.857	167.204	180.491
	13.456	48.867	7.756.843	8.332.640
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	(8.381)	(41.136)	6.960.386	8.784.236
(-) Depreciação e amortização	1.482	1.231	710.272	641.872
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	(9.863)	(42.367)	6.250.114	8.142.364
(+) Valor adicionado transferido				
Resultado da equivalência patrimonial	950.147	257.061	176.833	321.206
Receitas financeiras	33.136	37.125	553.953	530.786
Outras receitas	1.123	679	230.495	172.706
	984.406	294.865	961.281	1.024.698
	974.543	252.498	7.211.395	9.167.062

(continua)

Demonstrações do Valor Adicionado

dos períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2023 e de 2022 (continuação)
 em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	30.06.2023	%	30.06.2022	%	30.06.2023	%	30.06.2022	%
Pessoal								
Remunerações e honorários	17.900		14.560		544.697		408.861	
Planos previdenciário e assistencial	4.281		3.227		133.233		134.582	
Auxílio alimentação e educação	843		1.040		56.521		50.333	
Encargos sociais - FGTS	1.073		976		27.022		25.834	
Programa de desligamentos voluntários	-		(2.087)		-		(8.526)	
Provisões por desempenho e participação nos lucros	2.988		376		108.071		46.356	
	27.085	2,8	18.092	7,2	869.544	12,0	657.440	7,2
Governo								
Federal								
Tributos	17		26.919		1.164.623		679.463	
Encargos setoriais	-		-		1.849.593		2.847.113	
Estadual	4		23		1.248.213		2.803.142	
Municipal	2		882		4.263		7.321	
	23	-	27.824	11,0	4.266.692	59,2	6.337.039	69,1
Terceiros								
Juros	2.902		78.598		1.111.664		993.864	
Atualização provisão p/ destinação créditos PIS e Cofins	-		-		-		1.011.370	
Arrendamentos e aluguéis	151		166		18.692		18.496	
Doações, subvenções e contribuições	-		-		1.607		1.433	
	3.053	0,3	78.764	31,2	1.131.963	15,7	2.025.163	22,1
Acionistas								
Lucros retidos	944.382		127.818		944.382		127.818	
Participações de acionistas não controladores	-		-		(1.186)		19.602	
	944.382	96,9	127.818	50,6	943.196	13,1	147.420	1,6
	974.543	100,0	252.498	100,0	7.211.395	100,0	9.167.062	100,0

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

em 30 de junho de 2023

em milhares de reais

1 Contexto Operacional

A Companhia Paranaense de Energia (Copel, Companhia ou Controladora), com sede na Rua José Izidoro Biazzetto, 158, Bloco A, Curitiba - PR, é uma companhia de capital aberto cujas ações são negociadas no Nível 2 de Governança Corporativa dos Segmentos Especiais de Listagem da B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão e nas Bolsas de Valores de Nova Iorque (NYSE) e de Madri, no segmento latino-americano (Latibex). A partir de 11.08.2023, passou a ser uma sociedade de capital disperso e sem acionista controlador.

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 e gás natural.

Em 24.11.2022, a Lei 21.272 do Estado do Paraná autorizou a transformação da Copel em companhia de capital disperso e sem acionista controlador ("Corporação") por meio de oferta pública secundária de ações e/ou Units de emissão da Companhia e propriedade do Controlador. Em 21.12.2022, decorrente da autorização legal, o Conselho de Administração da Copel, aprovou a realização de estudos para viabilizar a renovação integral das Concessões das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto, Governador Ney Braga e Governador José Richa e avaliar alternativas de captação de recursos visando o pagamento dos respectivos bônus de outorga, estipulado em R\$ 3.719.428 conforme Portaria Interministerial dos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda - MME/MF nº 01, de 30.03.2023. A transformação da Copel em "Corporação" possibilitará, nos termos da Lei 9.074/95, a manutenção de 100% de participação da Companhia nas usinas.

Em 10.07.2023 a Assembleia Geral Extraordinária - AGE aprovou a proposta de reforma do estatuto social da Copel e em 11.08.2023 foi efetuada a liquidação da oferta pública de ações, conforme detalhado na NE nº 39.1.

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). Até 30.06.2023 não ocorreram alterações, aquisições e alienações em relação às participações societárias de 31.12.2022, exceto a combinação de negócios descrita na NE 1.2.

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 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
Eleijor - 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
Brownfield Investment Holding Ltda. (Brownfield)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Ventos de Serra do Mel B S.A. (Serra do Mel)	Serra do Mel/RN	Controle e gestão de participações	68,84	Copel GeT
			31,16	Brownfield
Aventura Holding S.A. (Aventura)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
SRMN Holding S.A. (SRMN)	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.	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.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra II Energias Renováveis S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra III Energias Renováveis S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra IV Energias Renováveis S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Eol Potiguar B61 SPE S.A. (a)	Serra do Mel/RN	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 Potiguar 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
Eol Potiguar B141 SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Eol Potiguar B142 SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Eol Potiguar B143 SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Eol Ventos de Vila Paraíba IV SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Central Eólica Aventura II S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Aventura
Central Eólica Aventura III S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Aventura
Central Eólica Aventura IV S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Aventura
Central Eólica Aventura V S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Aventura
Central Eólica SRMN I S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN
Central Eólica SRMN II S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN
Central Eólica SRMN III S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN
Central Eólica SRMN IV S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN
Central Eólica SRMN V S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN

(a) Empreendimento eólico com 99,99992% da Copel GeT e 0,00008% da Brownfield.

1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

Empreendimento controlado em conjunto	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	São Paulo/SP	Participação em sociedades	49,0	Copel
Solar Paraná GD Participações S.A. (a)	Curitiba/PR	Participação em sociedades	49,0	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
Matrinchá 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) Holding de 5 SPEs que atuam no ramo de geração distribuída (usinas fotovoltaicas): Pharma Solar II, Pharma Solar III, Pharma Solar IV, em operação comercial, e Bandeirantes Solar I e Bandeirantes Solar II, em fase pré-operacional.

1.1.3 Coligadas

Coligada	Sede	Atividade principal	Participação %	
			%	Investidora
Dona Francisca Energética S.A.	Agudo/RS	Geração de energia elétrica	23,03	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)

A Companhia possui participação em algumas operações em conjunto. Os dois empreendimentos relevantes, com valores registrados no imobilizado da Companhia, estão apresentados na NE nº 16.3.

1.2 Aquisição dos complexos eólicos Aventura e Santa Rosa & Mundo Novo

Em 30.01.2023, a Copel GeT concluiu a aquisição de 100% das ações das empresas pertencentes aos Complexos Eólicos Aventura e Santa Rosa & Mundo Novo apresentadas no quadro abaixo, com o pagamento de R\$ 1.005.173 para a vendedora, EDP Renováveis Brasil S.A. Nesta data de fechamento da operação ocorreu a transferência das ações para a Copel GeT bem como a aprovação das indicações e posse dos novos administradores das Companhias.

Complexo Eólico Santa Rosa & Mundo Novo	Complexo Eólico Aventura
SRMN Holding S.A.	Aventura Holding S.A.
Central Eólica SRMN I S.A.	Central Eólica Aventura II S.A.
Central Eólica SRMN II S.A.	Central Eólica Aventura III S.A.
Central Eólica SRMN III S.A.	Central Eólica Aventura IV S.A.
Central Eólica SRMN IV S.A.	Central Eólica Aventura V S.A.
Central Eólica SRMN V S.A.	

A aquisição está alinhada com a estratégia de crescimento sustentável em energia renovável, ampliando a diversificação da matriz de geração alinhada ao Planejamento Estratégico e à Política de Investimentos da Companhia. A transação contempla o mecanismo de *Locked box* em que todo o caixa gerado entre 1º.01.2022 até a data fechamento permanecerá no caixa das Companhia adquiridas.

O fechamento da operação estava sujeito à satisfação de determinadas condições precedentes as quais foram cumpridas na sua integralidade até 30.01.2023, entre elas: obtenção de aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, declarações e garantia, cumprimento de avenças e obrigações, anuência de terceiros, ausência de efeito material adverso.

Ainda, ressalta-se a necessidade de anuência de contrapartes, incondicional e irrestrita, para a alteração do controle das Companhias adquiridas, inclusive com relação aos limites de crédito para manutenção dos contratos de financiamentos pelas Companhias, conforme Resolução CMN nº 4.995 de 24.03.2022, condição que só foi cumprida em janeiro de 2023.

Os complexos estão situados no Rio Grande do Norte, maior centro de energia eólica do país, e possuem 260,4 MW de capacidade instalada com 157,8 MWm de garantia física. As companhias possuem financiamentos de longo prazo (vencimentos até 2043) contratados junto ao Banco do Nordeste - BNB, com taxas de IPCA + 2,19% a.a. (Complexo Aventura) e IPCA + 1,98% a.a. (Complexo Santa Rosa & Mundo Novo).

A vendedora está desenvolvendo projetos nas proximidades dos parques eólicos do Complexo Aventura que, durante a construção e/ou operação, podem, no futuro, potencialmente afetar o volume de eletricidade gerada pelos parques eólicos (efeito esteira). A vendedora estima que a operação comercial destes empreendimentos poderá ocorrer a partir de janeiro de 2027. Caso o efeito esteira se concretize de modo que os parques eólicos adquiridos gerem energia abaixo do que foi acordado entre as partes, a vendedora terá a obrigação de indenizar a Copel. Caso contrário, se a geração de energia for superior, a Copel deverá indenizar a vendedora. O valor desta indenização está limitado a R\$ 4.167 para ambas as situações, corrigidos monetariamente.

As tabelas a seguir demonstram o valor contábil e o valor justo dos ativos líquidos adquiridos mensurados preliminarmente:

Complexo Eólico Aventura	Valor contábil	Ajuste ao valor justo	Valor justo na data da aquisição
Ativos identificados	518.158	254.390	772.548
Caixa e equivalentes	42.671	-	42.671
Clientes	7.150	-	7.150
Tributos a recuperar	3.823	-	3.823
Cauções e depósitos vinculados	9.118	-	9.118
Outros créditos	2.917	-	2.917
Imobilizado	452.475	-	452.475
Intangível	4	254.390	254.394
Passivos assumidos	330.102	92.435	422.537
Fornecedores	6.950	-	6.950
Empréstimos e financiamentos	317.928	-	317.928
Obrigações fiscais	2.879	-	2.879
Outras contas a pagar	2.345	-	2.345
Passivos contingentes	-	9.003	9.003
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	83.432	83.432
Ativos líquidos adquiridos	188.056	161.955	350.011

Complexo Eólico Santa Rosa & Mundo Novo		Ajuste ao	Valor justo na
	Valor contábil	valor justo	data da aquisição
Ativos identificados	840.938	360.568	1.201.506
Caixa e equivalentes	50.363	-	50.363
Clientes	23.961	-	23.961
Tributos a recuperar	5.747	-	5.747
Cauções e depósitos vinculados	17.077	-	17.077
Outros créditos	9.157	-	9.157
Imobilizado	734.633	-	734.633
Intangível	-	360.568	360.568
Passivos assumidos	625.811	125.665	751.476
Fornecedores	56.611	-	56.611
Empréstimos e financiamentos	557.810	-	557.810
Obrigações fiscais	7.579	-	7.579
Outras contas a pagar	3.811	-	3.811
Passivos contingentes	-	4.654	4.654
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	121.011	121.011
Ativos líquidos adquiridos	215.127	234.903	450.030

Os passivos contingentes se referem principalmente a riscos tributários para os quais a Administração acredita ser impraticável fornecer informações a respeito do momento de eventuais saídas de caixa, tendo em vista a imprevisibilidade e a dinâmica dos sistemas judiciário, tributário e regulatório brasileiros, sendo que a resolução final depende das conclusões dos processos judiciais.

O direito de autorização e o passivo fiscal diferido gerados na combinação de negócios foram registrados no investimento da Copel GeT. No balanço consolidado estes valores irão compor os saldos do intangível e de imposto de renda e contribuição social diferidos.

O quadro abaixo apresenta a contraprestação transferida pelos ativos adquiridos e o ágio técnico apurado em decorrência do reconhecimento do passivo fiscal diferido na combinação de negócios:

	Valor contábil	Ajuste ao	Valor justo na
		valor justo	data da aquisição
Total de ativos líquidos adquiridos	403.183	396.858	800.041
Ágio técnico			204.443
Total da contraprestação			1.004.484

O montante pago está suportado pelas projeções dos fluxos de caixa descontados das operações dos empreendimentos adquiridos. Considerando o caixa adquirido no valor de R\$ 93.034, o efeito líquido no caixa da Companhia foi de R\$ 911.450 conforme apresentado nas Demonstrações dos Fluxo de Caixa.

Caso essa combinação de negócio tivesse sido efetivada em 1º.01.2023, a receita operacional líquida consolidada aumentaria em R\$ 13.143, totalizando R\$ 10.903.536, e o lucro líquido consolidado diminuiria em R\$ 1.824, totalizando R\$ 941.372.

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
Elejor	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Fundão	70	11.06.2040
	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Santa Clara PCHs Fundão I e Santa Clara I		10.05.2040 (a)
Dona Francisca Energética	Contrato de concessão nº 188/1998 - UHE Dona Francisca	23	21.09.2037
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	06.07.2054
Usina de Energia Eólica São João S.A. (b)	Portaria MME nº 173 /2012 - EOL São João	49	26.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (b)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas	49	09.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (b)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	16.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (b)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	18.04.2047

(a) Empreendimentos tiveram a conversão da autorização em registro, conforme Resoluções Autorizativas nºs 14.744/2023 e 14.745/2023.

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

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

2.1.1 Compagas

A Compagas tem contrato de concessão firmado com o Poder Concedente, o Estado do Paraná, com vigência de 30 anos a partir de 06.07.1994, prorrogado por igual período contado da data de vencimento do prazo original, com fundamento no artigo 16 da Lei Complementar Estadual nº 205/2017, de modo que a vigência final do contrato passou para 06.07.2054.

Entre os principais quesitos presentes na renovação da concessão estão: adoção do modelo regulatório *price-cap* (tarifa teto); remuneração com base no custo médio ponderado de capital (WACC), inicialmente de 9,125% a.a.; definição da Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) inicial contemplando os bens não amortizados na atual concessão, o bônus de outorga, compensados com passivos regulatórios; Capex total estimado de R\$ 2,5 bilhões a ser realizado ao longo de 30 anos; reajuste tarifário com base nas variações do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.

O novo contrato foi assinado em 26.12.2022 e a prorrogação da concessão foi realizada mediante pagamento de bonificação de outorga no montante de R\$ 508.000 por meio de compensação de créditos da concessionária referentes ao contrato de concessão anterior no valor de R\$ 98.000 e com desembolso financeiro de R\$ 410.000 em dezembro de 2022.

Em decorrência deste processo, o saldo de contas a receber vinculadas a concessão foi transferido para o intangível, onde também foi registrada a contrapartida pela bonificação da outorga.

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

Concessões de geração	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 (a)	51	27.05.2047	
Contrato de Concessão nº 001/2011 - UHE Colíder	100	30.01.2046	
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II	100	06.12.2050	
Contrato de Concessão nº 002/2012 - UHE Baixo Iguçu	30	03.12.2049	
Contrato de Concessão nº 007/2013			
UHE Apucarantina	100	27.01.2027	
UHE Chaminé	100	02.08.2028	
UHE Derivação do Rio Jordão	100	21.06.2032	
UHE Cavernoso	100	23.06.2033	
CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO			
Contrato de Concessão nº 045/1999			
UTE Figueira (NE nº 34.2.6)	100	27.03.2019	
UHE São Jorge (NE nº 34.2.6)	100	24.07.2026	
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	100	25.09.2032	
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	100	20.03.2033	
Contrato de Concessão nº 001/2020			
UHE Guaricana	100	21.07.2028	
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	03.01.2053	
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	15.08.2032
PCH Bela Vista (NE nº 16.5.1)	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 34.2.6)	Contrato de Concessão de Geração nº 002/2020	100	21.12.2024
Jandaíra I Energias Renováveis	Portaria nº 140/2020 - EOL Jandaíra I	100	02.04.2055
Jandaíra II Energias Renováveis	Portaria nº 141/2020 - EOL Jandaíra II	100	02.04.2055
Jandaíra III Energias Renováveis	Portaria nº 142/2020 - EOL Jandaíra III	100	02.04.2055
Jandaíra IV Energias Renováveis	Portaria nº 139/2020 - EOL Jandaíra IV	100	02.04.2055
EOL Potiguar B 141 SPE S.A.	Portaria nº 02/2019 - EOL Vila Maranhão I	100	11.01.2054
EOL Potiguar B 142 SPE S.A.	Portaria nº 12/2019 - EOL Vila Maranhão II	100	14.01.2054
EOL Potiguar B 143 SPE S.A.	Portaria nº 13/2019 - EOL Vila Maranhão III	100	14.01.2054
EOL Potiguar B 61 SPE S.A.	Portaria nº 453/2019 - EOL Ventos de Vila Mato Grosso I	100	06.12.2054
Ventos de Vila Paraíba IV SPE S.A.	Portaria nº 10/2019 - EOL Vila Ceará I	100	14.01.2054
EOL Aventura II	Portaria nº 209/2018 - Aventura II	100	05.06.2053
EOL Aventura III	Portaria nº 220/2018 - Aventura III - REA nº 7.820/2019	100	11.06.2053
EOL Aventura IV	Portaria nº 215/2018 - Aventura IV	100	05.06.2053
EOL Aventura V	Portaria nº 213/2018 - Aventura V	100	05.06.2053
EOL SRMN I S.A.	Portaria nº 196/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo I	100	04.06.2053
EOL SRMN II S.A.	Portaria nº 194/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo II	100	04.06.2053
EOL SRMN III S.A.	Portaria nº 197/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo III	100	04.06.2053
EOL SRMN IV S.A.	Portaria nº 188/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo IV	100	01.06.2053
EOL SRMN V S.A.	Portaria nº 189/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo V - REA 7.783/2019	100	01.06.2053

(a) Em 02.05.2023 foi deferido, por meio da Resolução Autorizativa nº 14.435, o pleito de recomposição do prazo de outorga para exploração da usina em 469 dias (processo de excludente de responsabilidade). A Companhia aguarda o recálculo do prazo da concessão pela CCEE.

Concessões de transmissão	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 (b)
Contrato nº 075/2001 - LT 230 kV Bateias - Jaguariaíva	100	17.08.2031	(a)
Contrato nº 006/2008 - LT 230 kV Bateias - Pilarzinho	100	17.03.2038	2023 (c)
Contrato nº 027/2009 - LT 525 kV Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	100	19.11.2039	2025
Contrato nº 010/2010 - LT 500 kV Araraquara II - Taubaté	100	06.10.2040	2026
Contrato nº 015/2010 - SE Cerquillo III 230/138 kV	100	06.10.2040	2026
Contrato nº 022/2012 - LT 230 kV Londrina - Figueira e LT 230 kV Foz do Chopim - Salto Osório	100	27.08.2042	2023 (c)
Contrato nº 002/2013 - LT 230 kV Assis - Paraguaçu Paulista II e SE Paraguaçu Paulista II 230 kV	100	25.02.2043	2023 (c)
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	100	07.04.2046	2026
LT 230 kV Baixo Iguaçu - Realeza			
LT 230 kV Curitiba Centro - Uberaba			
SE Medianeira 230/138 kV			
SE Curitiba Centro 230/138 kV			
SE Andirá Leste 230/138 kV			
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
Costa Oeste Transmissora	Contrato nº 001/2012:	100	12.01.2042
	LT 230 kV Cascavel Oeste - Umuarama		
	SE Umuarama 230/138 kV		
Caiuá Transmissora	Contrato nº 007/2012:	49	10.05.2042
	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		
Marumbi Transmissora	Contrato nº 008/2012:	100	10.05.2042
	LT 525 kV Curitiba - Curitiba Leste		
	SE Curitiba Leste 525/230 kV		
Integração Maranhense	Contrato nº 011/2012: LT 500 kV Açailândia - Miranda II	49	10.05.2042
Matrinchã Transmissora	Contrato nº 012/2012:	49	10.05.2042
	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		
Guaraciaba Transmissora	Contrato nº 013/2012:	49	10.05.2042
	LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte		
	LT 500 kV Rio Verde Norte - Marimbondo II		
	SE Marimbondo II 500 kV		
Paranaíba Transmissora	Contrato nº 007/2013:	24,5	02.05.2043
	LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas		
	LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia		
	LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2		
Mata de Santa Genebra	Contrato nº 001/2014:	50,1	14.05.2044
	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		
Cantareira Transmissora	Contrato nº 019/2014: LT 500 kV Estreito - Fernão Dias	49	05.09.2044
Uirapuru Transmissora	Contrato nº 002/2005: LT 525 kV Ivaiporã - Londrina	100	04.03.2035

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

(b) Revisão postergada para 2024 (porém referente a 2023), nos termos do despacho nº 402/2023.

(c) A Resolução Homologatória nº 3.205/2023 reposicionou a RAP das transmissoras. No entanto, os efeitos foram desconsiderados na Resolução Homologatória 3.216/2023 para o ciclo da RAP 2023/2024. A Companhia entrou com recurso administrativo junto a Aneel pleiteando a consideração do reposicionamento tarifário.

3 Base de Preparação

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

A emissão destas demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas foi autorizada pelo Conselho de Administração em 14.08.2023.

3.1 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.

3.2 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.

3.3 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 quais 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 3.3 das demonstrações financeiras de 31.12.2022.

3.4 Julgamento da Administração quanto à continuidade operacional

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

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

4 Principais Políticas Contábeis

As políticas contábeis da Companhia são consistentes com aquelas apresentadas nas demonstrações financeiras de 31.12.2022.

4.1 Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1°.01.2023

A partir de 1°.01.2023 estão vigentes as alterações a seguir, sem impactos significativos nas demonstrações contábeis da Companhia:

- (i) CPC 26 / IAS 1 e expediente prático 2 do IFRS: classificação de passivos como circulantes ou não circulantes e alteração nas divulgações de políticas contábeis;
- (ii) CPC 50 / IFRS 17: novo pronunciamento para contratos de seguros, em substituição ao CPC 11 / IFRS 4;
- (iii) CPC 23 / IAS 8: atualização das definições de estimativas contábeis;
- (iv) CPC 32 / IAS 12: alterações no tratamento do imposto diferido relacionado a ativos e passivos resultantes de uma única transação.

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2023	31.12.2022	30.06.2023	31.12.2022
Caixa e bancos conta movimento	264	173	263.626	222.641
Aplicações financeiras de liquidez imediata	37.306	199.704	4.183.858	2.455.816
	37.570	199.877	4.447.484	2.678.457

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 líquidos de imposto de renda 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, dependendo da incidência de IOF e do prazo de liquidez negociado no momento da contratação, são remuneradas entre 92,0% e 101% 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 1 a 58 meses a partir do final do período, porém, a maior parte do saldo está registrada no ativo não circulante pois se refere a recursos vinculados à garantia financeira de contratos de longo prazo.

Categoria	Indexador	Controladora		Consolidado	
		30.06.2023	31.12.2022	30.06.2023	31.12.2022
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	94	93	430.281	353.454
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	96% a 101% do CDI	-	-	81.960	77.602
		94	93	512.241	431.056
	Circulante	94	93	94	93
	Não circulante	-	-	512.147	430.963

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

(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 30.06.2023	Saldo 31.12.2022
Consumidores					
Residencial	331.604	179.225	22.259	533.088	513.096
Industrial	159.774	14.875	37.197	211.846	178.856
Comercial	204.947	42.038	22.826	269.811	260.260
Rural	81.273	19.904	2.490	103.667	101.645
Poder público	35.528	2.271	1.038	38.837	39.107
Iluminação pública	30.023	-	-	30.023	28.328
Serviço público	42.060	233	810	43.103	39.293
Fornecimento não faturado - cativos	524.334	-	-	524.334	462.426
Parcelamento de débitos - cativos (7.1)	272.736	36.510	70.223	379.469	403.518
Subsídio baixa renda	29.391	-	-	29.391	28.342
Consumidores livres	203.031	3.551	5.315	211.897	208.631
Outros créditos	93.207	27.155	31.231	151.593	111.436
	2.007.908	325.762	193.389	2.527.059	2.374.938
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras					
Contratos bilaterais	152.093	826	781	153.700	278.148
Contratos regulados	286.709	37	7.423	294.169	205.070
CCEE (7.2)	76.771	464	119.665	196.900	196.627
Suprimento de energia elétrica	515.573	1.327	127.869	644.769	679.845
Encargos de uso da rede elétrica	383.004	3.271	12.828	399.103	530.259
Distribuição de gás	109.124	2.640	12.203	123.967	138.770
(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)	(15.712)	(15.227)	(230.876)	(261.815)	(271.943)
	2.999.897	317.773	115.413	3.433.083	3.451.869
				Circulante	3.315.418
				Não circulante	117.665
					3.342.050
					109.819

7.1 Parcelamento de débitos – consumidores cativos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, em 30.06.2023, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto de 1,20% a.m. (1,10% a.m. em 31.12.2022).

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 moveu ação judicial em 2018 em face da Aneel com o intuito de impugnar as deliberações que rejeitaram o pedido de reconhecimento de excludentes de responsabilidade pelo deslocamento do cronograma de implantação da UHE Colíder constante do Contrato de Concessão nº 01/2011-MME-UHE Colíder, de que é titular, mantido também o cronograma de suprimento nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Foi concedida decisão liminar provisória favorável à Companhia junto ao Tribunal Regional Federal da 1ª Região ("TRF1") para suspender os efeitos sancionatórios e contratuais das deliberações questionadas. Em maio de 2023 foi proferida sentença pelo Juízo Federal competente, em que se reconheceu os períodos de 95 dias (relativos à destruição de canteiros de obras) e de 156 dias (de atraso na celebração de contratos de concessão e CCEARs), acolhendo os pleitos de ressarcimento de custos e desoneração de encargos, tarifas e multas, na proporção das excludentes reconhecidas. A Copel GeT interpôs recurso de apelação ao TRF1 defendendo a extensão do reconhecimento das excludentes para todo período, e renovou o pedido de tutela recursal para manter a sustação dos efeitos das deliberações da Aneel, até o julgamento do recurso, o que foi novamente concedido em agosto de 2023 pelo Desembargador Relator. Aguarda-se o processamento e o julgamento do recurso.

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.01.2023	Adições / (reversões)	Perdas(a)	Saldo em 30.06.2023
Consumidores				
Residencial	62.526	(602)	(9.462)	52.462
Industrial	32.836	600	(4.465)	28.971
Comercial	32.040	20.299	(12.662)	39.677
Rural	3.827	(1.962)	781	2.646
Poder público	536	(540)	298	294
Iluminação pública	18	2	-	20
Serviço público	1.950	(49)	(304)	1.597
Não faturado - cativos	987	(654)	-	333
Ajuste a valor presente	(2.650)	(1.466)	-	(4.116)
	132.070	15.628	(25.814)	121.884
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras				
CCEE (7.2)	119.665	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	9.827	(261)	(25)	9.541
	129.492	(261)	(25)	129.206
Distribuição de gás	10.381	477	(133)	10.725
	271.943	15.844	(25.972)	261.815

(a) Perdas líquidas de saldo de faturas recuperadas.

8 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

Os Ativos e Passivos Financeiros Setoriais compreendem as diferenças apuradas entre os saldos considerados na cobertura tarifária para cobrir os custos de energia, encargos e outros componentes financeiros, e os custos reais incorridos, resultando em um saldo a receber pela distribuidora ou a ressarcir para os consumidores. O saldo atual é constituído por valores homologados pela Aneel no último reajuste tarifário e por valores que serão homologados nos próximos eventos tarifários.

Consolidado	Saldo em 1°.01.2023	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Balanço Patrimonial	Saldo em 30.06.2023
		Constituição	Amortização	Atualização		Constituição	
Parcela A							
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	819.649	(50.031)	(553.365)	50.793	-	-	267.046
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	(582.059)	(191.052)	289.094	(59.260)	-	-	(543.277)
Transporte de energia pela rede básica	253.766	256.920	(4.794)	22.783	-	-	528.675
Transporte de energia comprada de Itaipu	10.706	16.283	3.534	1.329	-	-	31.852
ESS	227.329	198.243	(278.701)	18.049	(27.631)	-	137.289
CDE	200.493	(53.712)	(151.230)	5.408	-	-	959
Proinfra	42.078	(32.582)	(38.550)	(274)	-	-	(29.328)
Outros componentes financeiros							
Devolução Pis e Cofins	(765.573)	-	794.014	-	-	(1.462.674)	(1.434.233)
Neutralidade	98.598	19.624	(45.434)	1.524	-	-	74.312
Compensação acordos bilaterais CCEAR	(186)	-	186	-	-	-	-
Risco hidrológico	(524.806)	(188.267)	316.213	(12.378)	-	-	(409.238)
Devoluções tarifárias	(175.460)	(25.325)	45.085	(6.230)	-	-	(161.930)
Sobrecontratação	436.324	170.315	82.249	31.480	(297)	-	720.071
Bônus Itaipu	4.943	(68)	(8.029)	(1.076)	-	-	(4.230)
Conta escassez hídrica	(71.188)	-	71.188	-	-	-	-
CDE Eletrobras	(184.100)	145.570	920	(6.727)	-	(39.195)	(83.532)
Outros	107.629	(5.605)	(114.425)	(2.445)	-	-	(14.846)
	(101.857)	260.313	407.955	42.976	(27.928)	(1.501.869)	(920.410)
Ativo circulante	190.699						-
Ativo não circulante	190.699						77.334
Passivo circulante	(433.914)						(971.470)
Passivo não circulante	(49.341)						(26.274)

9 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	30.06.2023	31.12.2022
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (9.1)	1.691.901	1.442.819
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (9.2)	785.649	766.832
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (9.3)	70.996	68.642
	2.548.546	2.278.293
Circulante	9.385	8.603
Não circulante	2.539.161	2.269.690

9.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 1º.01.2023	1.442.819
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	216.535
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(924)
Reconhecimento do valor justo	33.615
Baixas	(144)
Em 30.06.2023	1.691.901

Saldo correspondente à parcela estimada dos investimentos realizados na infraestrutura do serviço público cuja vida útil do bem supera o prazo da concessão e que, conforme previsão contratual, será indenizado pelo Poder Concedente ao final da concessão.

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

Em 1º.01.2023	766.832
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(43.542)
Juros efetivos (NE nº 30.1)	62.359
Em 30.06.2023	785.649

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.

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.

9.3 Contrato de concessão de geração de energia elétrica

Em 1º.01.2023	68.642
Ajuste ao valor justo	2.354
Em 30.06.2023	70.996

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 e subsequentemente mensurados pela melhor estimativa de valor justo. Em 2015 a Copel GeT manifestou à Aneel o interesse no recebimento do valor indenizável, com a comprovação da realização dos respectivos investimentos, e em 2022 protocolou o relatório de avaliação do valor indenizável atualizado (NE nº 34.2.1 - e).

10 Ativos de contrato

Consolidado	30.06.2023	31.12.2022
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (10.1)	2.260.928	2.332.171
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (10.2)	31.796	30.032
Contratos de concessão de transmissão (10.3)	5.431.840	5.310.476
	7.724.564	7.672.679
	Circulante	220.660
	Não circulante	7.452.019
	267.310	
	7.457.254	

10.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo	Obrigações especiais	Total
Em 1º.01.2023	2.405.124	(72.953)	2.332.171
Adições	1.108.548	-	1.108.548
Participação financeira do consumidor	-	(153.068)	(153.068)
Transferências para o intangível (NE nº 17.1)	(910.451)	110.403	(800.048)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9.1)	(237.587)	21.052	(216.535)
Outras transferências	(4.993)	-	(4.993)
Baixas	(5.147)	-	(5.147)
Em 30.06.2023	2.355.494	(94.566)	2.260.928

Saldo composto pelas obras em andamento relacionadas principalmente com a construção e ampliação de subestações, linhas e redes de distribuição e equipamentos de medição, mensurados ao custo histórico, líquidos das obrigações especiais. À medida que essas obras são concluídas, os valores são transferidos para Contas a Receber Vinculados à Concessão e Intangível, conforme a forma da remuneração. Durante a fase de construção são capitalizados os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures. Nos primeiros 6 meses de 2023 estes custos totalizaram R\$ 8.738, à taxa média de 0,14% a.a. (R\$ 8.001, à taxa média de 0,17% a.a., no mesmo período de 2022).

10.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2023	30.032
Aquisições	6.605
Transferências para o intangível (NE nº 17.3)	(4.841)
Em 30.06.2023	31.796

10.3 Contratos de concessão de transmissão

	Ativo concessões	Ativo RBSE	Total
Em 1º.01.2023	3.894.276	1.416.200	5.310.476
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	361	-	361
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(212.961)	(119.083)	(332.044)
Transferências para o imobilizado	(2.092)	-	(2.092)
Transferência de litígios	521	-	521
Remuneração	279.333	103.691	383.024
Receita de construção	61.603	-	61.603
Margem de construção	1.008	-	1.008
Ganho por eficiência (10.3.1)	8.983	-	8.983
Em 30.06.2023	4.031.032	1.400.808	5.431.840

Em junho de 2022 foi emitida a Nota Técnica nº 85/2022-SGT/Aneel que tratou da análise dos pedidos de reconsideração sobre pagamento do componente financeiro e reperfilamento do Ativo RBSE, com decisão monocrática (Despacho nº 1.762/2022) deliberada por um diretor da Aneel sobre o referido tema. Esta decisão foi suspensa pelo colegiado, conforme Despacho nº 1.844/2022, e os termos da referida Nota Técnica estão em discussão pelas assessorias da Diretoria da Aneel, em conjunto com a Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica, acerca das premissas, metodologias e cálculos considerados para formação deste componente tarifário. Mais recentemente, em 27.04.2023, foi emitida a Nota Técnica nº 85/2023-SGT/ANEEL, por meio da qual apresentou-se análise técnica das manifestações acerca dos cálculos apresentados na Nota Técnica nº 085/2022-SGT/Aneel. Tendo em vista que este assunto ainda não foi deliberado pela Diretoria colegiada da Aneel, os valores homologados por meio da Resolução Homologatória Aneel nº 2.847 de 22.04.2021 seguem vigentes e contabilmente apropriados.

10.3.1 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 à 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. Em junho de 2023 a Aneel homologou a revisão tarifária dos contratos de Concessão da Copel GeT nºs 006/2008 - Bateias/Pilarzinho, 022/2012 - Londrina/Figueira e 002/2013 - Assis/Paraguaçu Paulista II, com reposicionamento positivo em termos nominais de 11,15%, 4,15% e 7,84%, respectivamente, gerando um ganho de R\$ 4.014.

10.3.2 Premissas adotadas para o cálculo do ativo de contrato

	30.06.2023			31.12.2022		
	Ativo concessões	Ativo RBSE		Ativo concessões	Ativo RBSE	
		Financeiro	Econômico		Financeiro	Econômico
Margem de construção	1,65%	N/A	N/A	1,65%	N/A	N/A
Margem de operação e manutenção	1,65%	N/A	N/A	1,65%	N/A	N/A
Taxa de remuneração (a)	9,58% a.a.	8,11% a.a.	11,10% a.a.	9,58% a.a.	8,11% a.a.	11,10% a.a.
Índice de correção dos contratos	IPCA (b)	IPCA	IPCA	IPCA (b)	IPCA	IPCA
RAP anual, conforme Resolução Homologatória	533.479	91.276	151.560	523.713	91.276	151.560

(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.

11 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2023	31.12.2022	30.06.2023	31.12.2022
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 34.2.12)	-	-	1.582.397	1.081.758
Serviços em curso (a)	-	-	374.788	369.916
Repasse CDE (11.2)	-	-	132.169	83.649
Ressarcimento de valores de consumo de carvão pela CDE	-	-	58.422	58.367
Créditos nas operações de aquisição de gás (11.1)	-	-	48.579	45.673
Alienações e desativações em curso	14	7	47.342	39.768
Adiantamento a empregados	815	536	35.045	20.768
Créditos - concessão de gás (11.3)	-	-	21.406	32.825
Adiantamentos contratuais a fornecedores	-	-	19.992	12.709
Bônus por redução voluntária de consumo	-	-	2.917	2.917
Remuneração de empregados cedidos a recuperar	374	305	1.148	1.261
Outros créditos	148	147	99.977	79.221
	1.351	995	2.424.182	1.828.832
	Circulante	977	1.064.925	897.380
	Não circulante	18	1.359.257	931.452

(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.

11.1 Créditos nas operações de aquisição de gás - Compagas

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 Compagas tem o direito de utilizar e compensar esse gás no prazo de até 1 ano após o vencimento do contrato. De acordo com as disposições contratuais e perspectivas de consumo, a Compagas estima compensar integralmente os volumes contratados até o final de 2023. Os contratos com a Petrobras preveem o direito de cessão deste ativo.

11.2 Repasse CDE

Valores da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para cobertura dos descontos tarifários incidentes sobre as tarifas, definidos na Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 7.891/2013. Os valores são estipulados no Reajuste/Revisão Tarifária Anual e, mensalmente, a Companhia constitui estimativa de diferenças a serem compensadas no próximo reajuste tarifário.

11.3 Créditos - concessão de gás

Créditos da Compagas registrados para neutralizar os impactos econômicos no resultado da Companhia em função de diferenças de preço do gás e/ou diferença de margem entre os preços contidos nas tarifas de fornecimento aplicadas aos consumidores e aqueles faturados pelos fornecedores à concessionária. A recuperação destes valores é determinada pela Agência Reguladora do Paraná - Agepar, no processo de revisão e atualização da tarifa.

12 Tributos

12.1 Imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em 1º.01.2023	Reconhecido no resultado	Saldo em 30.06.2023
Ativo não circulante			
Provisões para litígios	273.514	2.780	276.294
Perdas de créditos esperadas	49.443	-	49.443
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	16.271	4.888	21.159
Benefícios pós-emprego	9.125	(81)	9.044
Amortização do direito de concessão	5.232	191	5.423
Passivo de arrendamentos	1.635	216	1.851
Programa de desligamentos voluntários	546	(151)	395
Outros	8.393	542	8.935
	364.159	8.385	372.544
(-) Passivo não circulante			
Atualização de depósitos judiciais	23.867	1.359	25.226
Direito de uso de ativos	1.556	190	1.746
Instrumentos financeiros	4.859	1.699	6.558
	30.282	3.248	33.530
Líquido	333.877	5.137	339.014

Consolidado	Saldo em	Reconhecido	Efeito de combinação	Reconhecido	Saldo em
	1º.01.2023	no resultado	de negócios (NE nº 1.2)	no resultado abrangente	30.06.2023
Ativo não circulante					
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	629.427	20.907	-	-	650.334
Provisões para litígios	635.048	(10.145)	4.643	-	629.546
Benefícios pós-emprego	363.297	7.556	-	-	370.853
<i>Impairment</i>	295.789	(18.932)	-	-	276.857
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	195.062	(59.478)	-	-	135.584
Provisão para P&D e PEE	127.083	14.024	-	-	141.107
Tributos com exigibilidade suspensa	82.181	3.875	-	-	86.056
Perdas de créditos esperadas	139.737	(3.562)	-	-	136.175
Passivo de arrendamentos	74.783	405	-	-	75.188
Amortização do direito de concessão	57.649	2.610	-	-	60.259
Provisões por desempenho e participação nos lucros	14.914	18.152	-	-	33.066
Contratos de concessão	18.702	(534)	-	-	18.168
Programa de desligamentos voluntários	479	(84)	-	-	395
Outros	123.861	(2.881)	-	-	120.980
	2.758.012	(28.087)	4.643	-	2.734.568
(-) Passivo não circulante					
Contratos de concessão	1.848.548	31.128	209.086	-	2.088.762
Custo atribuído ao imobilizado	307.687	(8.591)	-	-	299.096
Depreciação acelerada	128.156	12.916	-	-	141.072
Instrumentos financeiros derivativos	116.638	9.580	-	-	126.218
Atualização de depósitos judiciais	72.827	6.373	-	-	79.200
Direito de uso de ativos	71.877	(372)	-	-	71.505
Custo de transação - empréstimos e debêntures	30.316	1.838	-	-	32.154
Outros	55.346	2.533	-	(682)	57.197
	2.631.395	55.405	209.086	(682)	2.895.204
Líquido	126.617	(83.492)	(204.443)	682	(160.636)
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	1.644.299				1.617.571
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(1.517.682)				(1.778.207)

12.1.1 Projeção de realização de imposto de renda e contribuição social diferidos

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2023	26.238	(560)	229.031	(120.652)
2024	213.207	(1.102)	660.582	(306.490)
2025	8.134	(1.085)	501.888	(254.492)
2026	8.137	(1.088)	134.950	(258.052)
2027	8.140	(1.090)	99.508	(185.525)
2028 a 2030	23.653	(3.287)	229.588	(484.870)
após 2030	85.035	(25.318)	879.021	(1.285.123)
	372.544	(33.530)	2.734.568	(2.895.204)

12.1.2 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 30.06.2023, a Companhia não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 289.981 (R\$ 197.540 em 31.12.2022) por não haver razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

12.2 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2023	31.12.2022	30.06.2023	31.12.2022
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	-	-	156.944	128.288
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	-	-	1.153.187	1.110.659
Outros tributos a compensar	-	-	820	747
	-	-	1.310.951	1.239.694
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	189.124	171.374
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	40.454	39.810	1.994.400	2.421.176
Outros tributos a compensar	-	-	34.516	34.743
	40.454	39.810	2.218.040	2.627.293
Passivo circulante				
ICMS a recolher (12.2.3)	-	-	196.742	149.506
Parcelamento ICMS (12.2.4)	-	-	10.909	10.437
PIS/Pasep e Cofins a recolher	1.534	28.297	13.533	70.423
IRRF sobre JSCP	-	-	2.040	11.372
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	59.776	57.046
Outros tributos	705	393	3.626	4.822
	2.239	28.690	286.626	303.606
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	3.820	3.676	253.664	242.248
Parcelamento ICMS (12.2.4)	-	-	34.158	37.883
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	333.749	347.029
Outros tributos	-	-	6.620	6.331
	3.820	3.676	628.191	633.491

* Saldos de ativos e passivos apresentados de forma líquida, considerando o direito e a intenção da Companhia de realizar o ativo e o passivo em bases líquidas.

(a) No saldo estão contidos valores referente a crédito de Pis e Cofins sobre ICMS (NE nºs 12.2.1 e 12.2.2)

12.2.1 Crédito de Pis e Cofins sobre ICMS - Copel Distribuição

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, 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 da 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 a partir dos cinco anos anteriores ao ajuizamento do mandado de segurança até a data da decisão transitada em julgado.

A partir desta decisão favorável, a Copel DIS reconheceu o crédito tributário atualizado no ativo, que vem sendo recuperado através da compensação com tributos a recolher desde junho de 2021, a partir da habilitação do crédito originário da Cofins junto à Receita Federal. O crédito do PIS foi habilitado pela Receita Federal em 25.08.2022 e encontra-se apto para utilização através de compensação.

Em 13.05.2021, o Supremo Tribunal Federal concluiu o julgamento dos embargos de declaração opostos pela União Federal no Recurso Extraordinário 574.706/PR, dando parcial provimento nos seguintes termos: (i) no ponto relativo ao ICMS excluído da base de cálculo do PIS e da Cofins, prevaleceu o entendimento de que se trata do ICMS destacado; e (ii) modular os efeitos do julgado cuja produção haverá de se dar após 15.03.2017, ressalvadas as ações judiciais e administrativas protocoladas até a data da sessão em que proferido o julgamento. Sendo assim a decisão final sobre essa matéria não impactou o trânsito em julgado da ação a favor da Copel DIS, mantendo o tratamento e valores registrados.

O quadro a seguir demonstra a movimentação do ativo:

Em 1º.01.2023		3.484.616
Atualização monetária		136.970
Compensação com tributos a recolher		(473.798)
Em 30.06.2023		3.147.788
	Circulante	1.235.872
	Não circulante	1.911.916

O saldo do ativo continuará sendo compensado com futuros débitos de tributos federais.

a) Passivo a restituir para consumidores

A Companhia registrou passivo a restituir para os consumidores referente à recuperação de crédito tributário dos últimos 10 anos, a contar da data do trânsito em julgado, considerando a legislação vigente, o prazo prescricional definido no código civil e a jurisprudência dos tribunais.

Em 09.02.2021, a Aneel abriu a Consulta Pública nº 05/2021 voltada a discutir a forma de devolução dos créditos tributários para os consumidores propondo que os montantes a serem devolvidos a cada ciclo tarifário (créditos junto à Receita Federal do Brasil, somados a eventuais depósitos judiciais já recebidos pela concessionária/permissionária) sejam abatidos na fatura de energia elétrica, por meio de rateio pelo conjunto de consumidores.

Adicionalmente, o Despacho Aneel nº 361/2021 estabeleceu que diante de situações excepcionais, nas quais haja possibilidade de aumento tarifário expressivo, poderá ser utilizada parte dos créditos do PIS e da Cofins antecipadamente à conclusão da consulta pública, limitada a 20% do total envolvido nas ações judiciais impetradas pelas distribuidoras.

O quadro a seguir apresenta a movimentação do passivo:

Em 1º.01.2023		1.995.158
Atualização monetária		93.452
(-) Transferência para passivos financeiros setoriais (NE nº 8)		(1.462.673)
Em 30.06.2023		625.937

O saldo do passivo será restituído ao consumidor à medida que os créditos tributários no ativo sejam compensados.

b) Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins

Em 27.06.2022, foi promulgada a Lei Federal nº 14.385 que disciplina a destinação de valores de tributos que eram de recolhimento obrigatório a maior pelas prestadoras do serviço público de distribuição de energia elétrica, em razão da cobrança do PIS e da Cofins sobre o ICMS, reconhecida pelo poder judiciário como indevida.

Conforme detalhado anteriormente nesta nota, a Copel DIS teve reconhecido o direito de excluir o valor integral do ICMS da base de cálculo do PIS e da Cofins e já efetuou o repasse aos consumidores de parte destes valores, por meio de reduções nos reajustes tarifários homologados pela Aneel.

Neste contexto, apesar da ausência de regulamentação desta Lei, baseada na revisão de avaliação do risco realizada pela Administração, a Copel DIS decidiu reconhecer provisão adicional, sem efeito caixa imediato, referente ao período compreendido entre o 11º e o 16º ano da data do trânsito em julgado da ação. Deste modo, em 30.06.2022 foram efetuados os registros de R\$ 810.563 de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins e de R\$ 1.011.370 de atualização monetária, totalizando R\$ 1.821.933.

A Administração da Copel DIS entende que a restituição aos consumidores está limitada aos valores de crédito tributário dos últimos 10 anos a contar da data do trânsito em julgado da ação e, portanto, está avaliando as medidas cabíveis, inclusive judiciais, considerando a proteção conferida à coisa julgada, bem como os prazos de prescrição e decadência aplicáveis.

Em 12.12.2022, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - Abradee ingressou no Supremo Tribunal Federal - STF com Ação Direta de Inconstitucionalidade - ADI questionando a Lei nº 14.385/2022, ainda sem julgamento. A Companhia aguarda o desdobramento da referida ADI.

O quadro a seguir demonstra a movimentação da provisão:

Em 1º.01.2023	1.851.257
Atualização monetária	61.491
Em 30.06.2023	1.912.748

Eventual destinação desta provisão ocorrerá somente após os créditos tributários do ativo serem compensados.

12.2.2 Crédito de PIS e Cofins sobre ICMS - Compagas

Saldo decorrente do trânsito em julgado da ação judicial em que a Compagas discutia a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e Cofins. Diante da decisão favorável, a Compagas registrou o ativo de R\$ 107.453 em setembro de 2019 e todo o crédito foi recuperado até março de 2023.

12.2.3 ICMS sobre operações de energia elétrica

Em 23.06.2022 foi publicada a Lei Complementar nº 194/2022 que vedou a fixação de alíquotas de ICMS sobre operações de energia elétrica em patamar superior ao das operações em geral, considerada a essencialidade dos bens e serviços relacionados. Ainda, estabeleceu que o ICMS não incide sobre os serviços de transmissão e distribuição e encargos setoriais vinculados às operações com energia elétrica. Em atendimento a lei, e após pronunciamentos dos fiscos estaduais, em setembro de 2022 a Companhia implantou as mudanças necessárias para o devido atendimento à legislação. No entanto, em 09.02.2023, o STF concedeu aos Estados em decisão liminar, nos autos da ADI 7195, a suspensão do artigo que excluiu tais itens da parcela tributada da fatura de energia elétrica. Considerando tal decisão, a Companhia reestabeleceu a tributação do ICMS sobre os referidos serviços e encargos setoriais. Em 03.03.2023, a medida liminar foi referendada pelo Plenário do STF.

12.2.4 Programa de parcelamento incentivado de créditos tributários de ICMS do Paraná

Em 27.09.2022 a Companhia aderiu ao parcelamento de créditos tributários de ICMS, instituído pelo Estado do Paraná através da Lei Estadual nº 20.946/2021, regulamentado pelo Decreto Estadual nº 10.766/2022, no qual inscreveu débitos que totalizavam R\$ 92.249 em seu relatório de situação fiscal, atualizados até setembro de 2022 com os encargos de multa, juros e atualização monetária. Com a adesão, a Companhia obteve o benefício de R\$ 41.696 referente a redução nos encargos, restando um saldo consolidado da dívida na data da adesão, de R\$ 50.553 parcelado em 60 meses até setembro de 2027, conforme regulamento do referido programa. A Companhia vem pagando regularmente as parcelas mensais, atualizadas pela taxa Selic.

12.3 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora			
	30.06.2023	30.06.2022	1º.04.2023 a 30.06.2023	1º.04.2022 a 30.06.2022
Lucro antes do IRPJ e CSLL	939.245	138.869	319.469	(511.013)
(-) Equivalência patrimonial	(953.306)	(123.473)	(313.451)	569.476
	(14.061)	15.396	6.018	58.463
IRPJ e CSLL (34%)	4.781	(5.235)	(2.046)	(19.878)
Efeitos fiscais sobre:				
Dividendos	379	148	379	88
Despesas indedutíveis	(23)	(6.001)	(10)	(5.757)
Incentivos fiscais	-	24	-	24
Outros	-	13	-	13
IRPJ e CSLL correntes	-	(3.978)	-	(3.978)
IRPJ e CSLL diferidos	5.137	(7.073)	(1.677)	(21.532)
Alíquota efetiva - %	36,5%	71,8%	27,9%	43,6%

	Consolidado			
	30.06.2023	30.06.2022	1º.04.2023 a 30.06.2023	1º.04.2022 a 30.06.2022
Lucro antes do IRPJ e CSLL	1.388.620	66.364	507.519	(890.889)
(-) Equivalência patrimonial	(176.833)	(321.206)	(72.746)	(208.424)
	1.211.787	(254.842)	434.773	(1.099.313)
IRPJ e CSLL (34%)	(412.008)	86.646	(147.823)	373.766
Efeitos fiscais sobre:				
Juros sobre capital próprio	-	2.806	-	1.483
Dividendos	379	148	379	88
Despesas indedutíveis	(8.208)	(5.978)	(4.285)	(405)
Incentivos fiscais	1.684	5.812	917	2.150
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	(92.224)	(30.737)	(77.212)	(20.010)
Diferença entre bases de cálculo do lucro real e presumido	13.183	23.398	(1.772)	13.338
Não incidência de IRPJ/CSLL sobre atualização (Selic) de indêbitos tributários	46.570	-	22.668	-
Outros	5.200	(1.039)	7.315	(1.892)
IRPJ e CSLL correntes	(361.932)	(388.271)	(200.109)	(114.422)
IRPJ e CSLL diferidos	(83.492)	469.327	296	482.940
Alíquota efetiva - %	36,8%	31,8%	46,0%	33,5%

13 Despesas Antecipadas

Consolidado	30.06.2023	31.12.2022
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfra	30.907	30.538
Prêmios de seguros	17.868	20.919
Custos de transação na emissão de ações (NE nº 39.1)	7.436	-
Outros	9.955	8.629
	66.166	60.086
	Circulante	58.720
	Não circulante	7.446
	60.076	10

14 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2023	31.12.2022	30.06.2023	31.12.2022
Fiscais (14.1)	139.125	135.105	470.594	444.134
Trabalhistas	641	410	105.290	125.862
Cíveis				
Cíveis	-	-	40.842	39.597
Servidões de passagem	-	-	16.960	14.726
Consumidores	-	-	3.674	4.862
	-	-	61.476	59.185
Outros	4.091	3.232	4.146	3.277
	143.857	138.747	641.506	632.458

14.1 Depósitos judiciais fiscais

Do saldo apresentado no Consolidado, o montante de R\$ 254.013 em 30.06.2023 (R\$ 241.681 em 31.12.2022) refere-se ao questionamento judicial da incidência da contribuição previdenciária (INSS a recolher) sobre determinadas verbas salariais. O passivo está registrado em Outras Obrigações Fiscais (NE nº 12.2).

15 Investimentos

15.1 Mutações dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2023	Equivalência patrimonial (a)	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Saldo em 30.06.2023
Controladas							
Copel GeT	12.790.070	572.233	-	-	-	(842.153)	12.520.150
Copel DIS	6.610.274	301.220	-	13.000	-	-	6.924.494
Copel SER	8.635	(1.677)	-	30.450	-	-	37.408
Copel COM	418.780	87.838	-	-	-	(138.640)	367.978
UEG Araucária (15.2)	55.414	(41.309)	-	-	-	-	14.105
Compagás (15.2)	284.135	30.696	-	-	-	(64.701)	250.130
Elejor (15.2)	-	927	(927)	-	-	-	-
Elejor - direito de concessão	9.990	-	-	-	(377)	-	9.613
	20.177.298	949.928	(927)	43.450	(377)	(1.045.494)	20.123.878
Empreendimentos controlados em conjunto							
Voltalia São Miguel do Gostoso I (15.3)	115.976	(2.525)	-	-	-	-	113.451
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	8.937	-	-	-	(184)	-	8.753
Solar Paraná	7.156	228	-	-	-	(110)	7.274
	132.069	(2.297)	-	-	(184)	(110)	129.478
Coligadas							
Dona Francisca Energética (15.4)	28.043	2.518	-	-	-	-	30.561
Outras	1.934	(2)	-	-	-	-	1.932
	29.977	2.516	-	-	-	-	32.493
	20.339.344	950.147	(927)	43.450	(561)	(1.045.604)	20.285.849

(a) Equivalência patrimonial ajustada, decorrente do passivo a descoberto de Controladas.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2023	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Outros (a)	Saldo em 30.06.2023
Empreendimentos controlados em conjunto (15.3)							
Voltalia São Miguel do Gostoso I	115.976	(2.525)	-	-	-	-	113.451
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	8.937	-	-	(184)	-	-	8.753
Caiuá	125.297	6.731	-	-	-	-	132.028
Integração Maranhense	192.502	14.831	10.780	-	-	-	218.113
Matrinchá	931.528	45.772	-	-	-	-	977.300
Guaraciaba	467.099	19.391	-	-	-	-	486.490
Paranaíba	263.979	23.623	-	-	134	-	287.736
Mata de Santa Genebra	692.260	33.045	-	-	-	-	725.305
Cantareira	473.369	24.928	-	-	-	-	498.297
Solar Paraná	7.156	228	-	-	(110)	-	7.274
	3.278.103	166.024	10.780	(184)	24	-	3.454.747
Coligadas							
Dona Francisca Energética (15.4)	28.043	2.518	-	-	-	-	30.561
Foz do Chopim Energética (15.4)	17.116	8.293	-	-	(9.426)	-	15.983
Outras	1.934	(2)	-	-	-	-	1.932
	47.093	10.809	-	-	(9.426)	-	48.476
Propriedades para investimento	535	-	-	(2)	-	(74)	459
	3.325.731	176.833	10.780	(186)	(9.402)	(74)	3.503.682

(a) Transferências para ativo de contrato, intangível e outros créditos (bens destinados a alienação).

15.2 Controladas com participação de não controladores

15.2.1 Informações financeiras resumidas

Saldos em 30.06.2023	Compagás	Elejor	UEG Araucária
ATIVO	1.072.730	830.586	141.947
Ativo circulante	286.404	221.925	71.357
Ativo não circulante	786.326	608.661	70.590
PASSIVO	1.072.730	830.586	141.947
Passivo circulante	482.048	112.629	55.974
Passivo não circulante	100.228	728.856	16.485
Patrimônio líquido	490.454	(10.899)	69.488
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita operacional líquida	523.183	75.256	-
Custos e despesas operacionais	(427.478)	(45.366)	(194.687)
Resultado financeiro	(4.927)	3.577	4.808
Imposto de renda e contribuição social	(30.590)	(8.201)	(13.614)
Lucro líquido (prejuízo) do período	60.188	25.266	(203.493)
Outros resultados abrangentes	-	(1.325)	-
Resultado abrangente do período	60.188	23.941	(203.493)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA			
Fluxo de caixa das atividades operacionais	106.611	(4.632)	(19.953)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(6.607)	(3.762)	(9.475)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(45.749)	-	-
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	54.255	(8.394)	(29.428)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	61.059	185.916	64.991
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	115.314	177.522	35.563
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	54.255	(8.394)	(29.428)

Para equacionar a capacidade financeira de curto prazo da Compagás, que apresenta capital circulante líquido negativo, a Administração está monitorando e adotando ações de alongamento da dívida. O prejuízo da UEG Araucária é decorrente da ausência de receita, tendo em vista que a usina não foi despachada no período, em consequência do cenário hidrológico positivo.

15.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participação no capital social	Compagás 49%	Elejor 30%	UEG Araucária 18,8%	Consolidado
Em 1º.01.2023	272.995	(10.451)	51.317	313.861
Lucro líquido (prejuízo) do período	29.491	7.579	(38.256)	(1.186)
Outros resultados abrangentes	-	(398)	-	(398)
Dividendos	(62.164)	-	-	(62.164)
Em 30.06.2023	240.322	(3.270)	13.061	250.113

15.3 Informações resumidas dos principais empreendimentos controlados em conjunto

	Voltalia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
Saldos em 30.06.2023								
ATIVO	233.837	332.510	614.018	2.942.413	1.615.499	2.006.905	3.691.288	1.865.331
Ativo circulante	11.353	40.033	98.303	397.451	234.986	213.199	647.647	247.721
Caixa e equivalentes de caixa	11.121	10.111	28.755	98.047	66.440	38.930	53.033	80.686
Outros ativos circulantes	232	29.922	69.548	299.404	168.546	174.269	594.614	167.035
Ativo não circulante	222.484	292.477	515.715	2.544.962	1.380.513	1.793.706	3.043.641	1.617.610
PASSIVO	233.837	332.510	614.018	2.942.413	1.615.499	2.006.905	3.691.288	1.865.331
Passivo circulante	2.303	12.639	18.510	144.005	159.469	99.588	91.376	72.860
Passivos financeiros	-	6.419	10.193	131.661	44.111	65.219	72.896	63.346
Outros passivos circulantes	2.303	6.220	8.317	12.344	115.358	34.369	18.480	9.514
Passivo não circulante	-	50.427	150.380	803.914	463.193	732.883	2.152.196	775.537
Passivos financeiros	-	26.089	36.733	540.517	381.196	448.768	1.696.128	407.263
Outros passivos não circulantes	-	24.338	113.647	263.397	81.997	284.115	456.068	368.274
Patrimônio líquido	231.534	269.444	445.128	1.994.494	992.837	1.174.434	1.447.716	1.016.934
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	-	19.797	36.194	171.052	89.544	179.359	223.684	97.769
Custos e despesas operacionais	(45)	(3.204)	4.690	(13.948)	(8.120)	(9.743)	(32.252)	(3.141)
Resultado financeiro	534	(239)	(307)	(27.481)	(19.300)	(26.152)	(91.427)	(17.565)
Equivalência patrimonial	(5.540)	-	-	-	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social	(102)	(2.618)	(10.311)	(36.209)	(22.550)	(47.043)	(34.047)	(26.190)
Lucro líquido (prejuízo) do período	(5.153)	13.736	30.266	93.414	39.574	96.421	65.958	50.873
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	(5.153)	13.736	30.266	93.414	39.574	96.421	65.958	50.873
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	113.451	132.028	218.113	977.300	486.490	287.736	725.305	498.297

Em 30.06.2023, a participação da Copel nos passivos contingentes classificados como perda possível equivale a R\$ 313.531 (R\$ 413.034 em 31.12.2022).

15.4 Informações resumidas das principais coligadas

	Dona Francisca	Foz do Chopim
Saldos em 30.06.2023		
ATIVO	174.801	46.655
Ativo circulante	14.900	7.730
Ativo não circulante	159.901	38.925
PASSIVO	174.801	46.655
Passivo circulante	17.876	1.974
Passivo não circulante	24.216	-
Patrimônio líquido	132.709	44.681
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO		
Receita operacional líquida	33.119	29.978
Custos e despesas operacionais	(18.791)	(5.896)
Resultado financeiro	(2.213)	106
Imposto de renda e contribuição social	(1.182)	(1.007)
Lucro líquido do período	10.933	23.181
Outros resultados abrangentes	-	-
Resultado abrangente do período	10.933	23.181
Participação na coligada - %	23,03	35,77
Valor contábil do investimento	30.561	15.983

Em 30.06.2023, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 2.827 (R\$ 2.581 em 31.12.2022).

16 Imobilizado

16.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado						
	Custo	Depreciação acumulada	30.06.2023	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2022
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	8.200.849	(4.998.014)	3.202.835	8.200.744	(4.925.970)	3.274.774
Máquinas e equipamentos	10.366.154	(3.277.672)	7.088.482	8.951.061	(3.060.695)	5.890.366
Edificações	2.015.270	(1.177.642)	837.628	2.001.801	(1.160.549)	841.252
Terrenos	515.206	(64.227)	450.979	510.681	(59.157)	451.524
Veículos e aeronaves	33.160	(31.065)	2.095	35.457	(33.115)	2.342
Móveis e utensílios	17.147	(11.087)	6.060	17.007	(10.871)	6.136
(-) Impairment (16.4)	(1.071.565)	-	(1.071.565)	(785.205)	-	(785.205)
(-) Obrigações especiais	(748)	392	(356)	(748)	330	(418)
	20.075.473	(9.559.315)	10.516.158	18.930.798	(9.250.027)	9.680.771
Em curso						
Custo	451.420	-	451.420	575.080	-	575.080
(-) Impairment (16.4)	(14.879)	-	(14.879)	(186.383)	-	(186.383)
	436.541	-	436.541	388.697	-	388.697
	20.512.014	(9.559.315)	10.952.699	19.319.495	(9.250.027)	10.069.468

Em 25.03.2023 foi encerrada a parada programada para inspeção da unidade geradora 3 da UHE GBM, usina pertencente à FDA, subsidiária da Copel GET. Foi identificada uma avaria isolada no anel de desgaste superior do rotor da turbina. Os procedimentos de recuperação estão em andamento e os eventuais impactos financeiros decorrentes da indisponibilidade da unidade geradora ou qualquer redução na garantia física da usina somente poderão ser estimados após a conclusão dos trabalhos.

Em 07.06.2023 a central geradora (*Stream Diver*) da PCH Bela Vista foi liberada para início da operação comercial, finalizando 100% do empreendimento. Porém, a entrada em operação comercial das três unidades geradoras já ocorreu durante o ano de 2021.

16.2 Muta o do imobilizado

Consolidado	Saldo em 1 ^o .01.2023	Aquisi�es/ Impairment	Deprecia�o	Baixas	Transfe- rências	Efeito de combina�o de negócios (NE n ^o 1.2)	Saldo em 30.06.2023
Em serviço							
Reservatórios, barragens, adutoras	3.274.774	-	(72.061)	(14)	136	-	3.202.835
Máquinas e equipamentos	5.890.366	-	(194.316)	(2.157)	255.161	1.139.428	7.088.482
Edifica�es	841.252	-	(18.360)	(501)	15.237	-	837.628
Terrenos	451.524	-	(5.145)	(523)	5.123	-	450.979
Veículos e aeronaves	2.342	-	(247)	-	-	-	2.095
Móveis e utensílios	6.136	-	(307)	(2)	228	5	6.060
(-) Impairment (16.4)	(785.205)	(114.856)	-	-	(171.504)	-	(1.071.565)
(-) Obriga�es especiais	(418)	-	62	-	-	-	(356)
	9.680.771	(114.856)	(290.374)	(3.197)	104.381	1.139.433	10.516.158
Em curso							
Custo	575.080	102.460	-	(2)	(273.793)	47.675	451.420
(-) Impairment (16.4)	(186.383)	-	-	-	171.504	-	(14.879)
	388.697	102.460	-	(2)	(102.289)	47.675	436.541
	10.069.468	(12.396)	(290.374)	(3.199)	2.092	1.187.108	10.952.699

Durante a fase de constru o são capitalizados os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures. Nos primeiros 6 meses de 2023 estes custos totalizaram R\$ 871,   taxa média de 0,016% a.a. (R\$ 9.761,   taxa média de 0,24% a.a., no mesmo período de 2022).

16.3 Opera es em conjunto - consórcios

Os valores registrados no imobilizado estão proporcionais a participa o da Copel GeT nos ativos das usinas, conforme demonstrados a seguir:

Empreendimento	Participa�o (%) Copel GeT	Taxa média anual de deprecia�o (%)	30.06.2023	31.12.2022
UHE Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá	51,0			
Em serviço			859.882	859.882
(-) Deprecia�o Acumulada		2,90	(301.218)	(288.728)
Em curso			20.222	19.899
			578.886	591.053
UHE Baixo Iguaçu	30,0			
Em serviço			695.367	693.487
(-) Deprecia�o Acumulada		3,28	(98.608)	(87.278)
Em curso			50.183	55.863
			646.942	662.072
			1.225.828	1.253.125

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

Em 30.06.2023, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	<i>Impairment</i>	
UHE Colíder	2.579.557	(353.135)	(603.988)	1.622.434
UEGA	695.808	(395.917)	(258.556)	41.335
Consórcio Tapajós (a)	14.879	-	(14.879)	-
Usinas no Paraná	1.031.421	(120.085)	(209.021)	702.315
	4.321.665	(869.137)	(1.086.444)	2.366.084

(a) Projeto em desenvolvimento

O quadro a seguir apresenta a movimentação do saldo de *impairment*:

Consolidado	1º.01.2023	<i>Impairment /</i> Reversão	Transferência	Saldo em 30.06.2023
	Em serviço			
UHE Colíder	(632.559)	28.571	-	(603.988)
UEGA	(108.132)	(150.424)	-	(258.556)
Usinas no Paraná	(44.514)	6.997	(171.504)	(209.021)
	(785.205)	(114.856)	(171.504)	(1.071.565)
Em curso				
Consórcio Tapajós	(14.879)	-	-	(14.879)
Usinas no Paraná	(171.504)	-	171.504	-
	(186.383)	-	171.504	(14.879)
	(971.588)	(114.856)	-	(1.086.444)

Para UHE Colíder e demais usinas do Paraná, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia e a taxa de desconto depois dos impostos que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica, que se manteve a mesma de 31.12.2022 (5,71% a.a.). A atualização da expectativa de receita com a venda da energia, que compensou aumentos com custos operacionais e com encargos regulatórios, além da variação do valor contábil, possibilitaram a reversão parcial do *impairment* registrada em março de 2023.

Para a UEGA, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia, revisão da expectativa de despacho, atualização do Custo Variável Unitário - CVU e a taxa de desconto depois dos impostos que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica, acrescida de risco adicional associado à variação da receita, que se manteve a mesma de 31.12.2022 (7,00% a.a.). Pela revisão das premissas, principalmente a redução na expectativa de despacho da usina em consequência do cenário hidrológico, foi reconhecido *impairment* em junho de 2023.

As transferências se referem ao saldo acumulado de *impairment* da UTE Figueira, realizadas após a finalização da obra de modernização e a entrada em operação comercial da usina.

17 Intangível

Consolidado	30.06.2023	31.12.2022
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (17.1)	7.778.351	7.257.827
Contratos de concessão/autorização de geração (17.2)	2.937.264	2.252.615
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (17.3)	713.004	726.107
Outros intangíveis (17.4)	42.055	41.178
	11.470.674	10.277.727

A Administração não identificou evidências que justificassem a necessidade de reconhecimento de perdas pela redução ao valor recuperável de ativos intangíveis.

17.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo intangível em serviço	Obrigações especiais em serviço	Total
Em 1º.01.2023	10.033.251	(2.775.424)	7.257.827
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	910.451	(110.403)	800.048
Outras transferências	3	-	3
Quotas de amortização - concessão (a)	(306.400)	80.226	(226.174)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(5.220)	-	(5.220)
Baixas	(48.133)	-	(48.133)
Em 30.06.2023	10.583.952	(2.805.601)	7.778.351

(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.

17.2 Contratos de concessão de geração

Consolidado	Contrato de concessão (a)	Direito de concessão e autorização/ágio técnico	Total
Em 1º.01.2023	1.530.777	721.838	2.252.615
Mais valia na combinação de negócios (NE nº 1.2)	-	614.958	614.958
Ágio técnico oriundo da combinação de negócios (NE nº 1.2)	-	204.443	204.443
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(114.250)	(20.502)	(134.752)
Em 30.06.2023	1.416.527	1.520.737	2.937.264

(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.

17.3 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2023	726.107
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.2)	4.841
Quotas de amortização - concessão (a)	(17.944)
Em 30.06.2023	713.004

(a) Amortização pela expectativa de vida útil do ativo (30 anos para os ativos da operação de distribuição de gás e 10 anos para os demais bens) limitado ao prazo final da concessão.

17.4 Outros intangíveis

Ativo composto por softwares adquiridos de terceiros ou gerados internamente, mensurados pelo custo total de aquisição diminuído das despesas de amortização.

Consolidado			Total
	em serviço	em curso	
Em 1º.01.2023	12.848	28.330	41.178
Efeito de combinação de negócios (NE nº 1.2)	4	-	4
Aquisições	18	4.692	4.710
Capitalizações para intangível em serviço	13.767	(13.767)	-
Quotas de amortização (a)	(3.832)	-	(3.832)
Baixas	-	(5)	(5)
Em 30.06.2023	22.805	19.250	42.055

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

18 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2023	31.12.2022	30.06.2023	31.12.2022
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	1.048	1.262	33.090	42.829
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	996	773	24.793	15.547
	2.044	2.035	57.883	58.376
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida (a)	-	875	85	47.462
Férias e 13º Salário	2.875	2.543	110.765	95.930
Provisões por desempenho e participação nos lucros	3.116	688	111.678	47.726
Programa de desligamentos voluntários	13	458	58	2.895
Outros	7	6	475	400
	6.011	4.570	223.061	194.413
	8.055	6.605	280.944	252.789

(a) O saldo em 31.12.2022 refere-se a provisão do reajuste salarial referente ao Acordo Coletivo de Trabalho aprovado em janeiro de 2023, com efeitos retroativos a outubro de 2022 (data-base do acordo).

19 Fornecedores

Consolidado	30.06.2023	31.12.2022	
Energia elétrica	1.200.290	1.208.733	
Materiais e serviços	639.326	626.710	
Gás para revenda	76.718	93.696	
Encargos de uso da rede elétrica	301.924	286.331	
	2.218.258	2.215.470	
	Circulante	2.083.527	2.090.022
	Não circulante	134.731	125.448

20 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	30.06.2023	31.12.2022	
MOEDA NACIONAL Banco do Brasil CCB 265.901.903	Copel DIS	Capital de giro.	Cessão de créditos	29.06.2022	2	24.06.2025	Trimestral	DI + spread 1,25%	DI + spread 2,14%	750.000	751.673	751.673	
											751.673	751.673	
Itaú Unibanco S.A Nota Comercial (a)	Copel GET	Amortização parcial da 3ª, 4ª e 5ª emissões de debêntures da emitente e atendimento de obrigações diversas de curto prazo, incluindo compra de energia, obrigações regulatórias e dividendos.	Fidejussória	10.09.2022	2	10.09.2025	Semestral	DI + spread 1,22%	DI + spread 1,31%	1.000.000	1.043.151	1.037.946	
											1.043.151	1.037.946	
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	6.704	7.664	
											6.704	7.664	
Banco do Nordeste do Brasil 35202166127989	Jandaira I	Implantação do Complexo Eólico Jandaira.	Fiança bancária	31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	21.687	20.593	17.969	
35202164527986	Jandaira II			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,2161% + IPCA ⁽¹⁾ e 2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	56.421	53.559	46.644	
35202162927987	Jandaira III			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	65.158	61.817	53.843	
35202160027984	Jandaira IV			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,2161% + IPCA ⁽¹⁾ e 2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	65.421	62.075	54.053	
35201915725525	Potiguar B141	Implantação do Complexo Eólico Vilas.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; cessão fiduciária de direitos do contrato de O&M; cessão fiduciária de direitos emergentes da autorização; penhor de ações; alienação fiduciária de máquinas e equipamentos do projeto; Fiança bancária de 100%; cessão fiduciária das Contas Reserva do serviço da dívida; cessão fiduciária da conta reserva de operação (O&M); Contrato de suporte de acionista	04.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.138	87.905	89.685	
35201922425522	Potiguar B142			04.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.213	87.928	89.709	
35201926525533	Potiguar B143			11.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.138	87.602	89.376	
35201910625534	Ventos de Vila Paraiba IV			18.04.2019	216	15.05.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.138	89.094	91.004	
352020148727169	Potiguar B61			11.08.2020	216	15.08.2040	Mensal	IPCA + 1,4865%	IPCA + 1,4865%	163.886	183.176	186.552	
18120185433499	Aventura II	Implantação do Complexo Eólico Aventura.	Fiança bancária	28.12.2018	204	15.01.2039	Mensal	IPCA + 2,5707%	IPCA + 2,5707%	69.338	62.594	-	
18120185473500	Aventura III			28.12.2018	204	15.01.2039	Mensal	IPCA + 2,5707%	IPCA + 2,5707%	82.490	74.716	-	
18120185483501	Aventura IV			28.12.2018	204	15.01.2039	Mensal	IPCA + 2,5707%	IPCA + 2,5707%	97.887	88.082	-	
18120185493502	Aventura V			28.12.2018	204	15.01.2039	Mensal	IPCA + 2,5707%	IPCA + 2,5707%	98.684	89.504	-	
18720193955241	SRMN I			30.04.2019	252	15.05.2043	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	110.922	118.288	-	
18720193965240	SRMN II	30.04.2019	252	15.05.2043	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	97.057	102.715	-			
18720193875242	SRMN III	Implantação do Complexo Eólico Santa Rosa & Mundo Novo (SRMN)	Fiança bancária	30.04.2019	252	15.05.2043	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	110.922	119.537	-	
18720193985243	SRMN IV			30.04.2019	252	15.05.2043	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	110.922	120.794	-	
18720193995244	SRMN V			30.04.2019	252	15.05.2043	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	83.192	89.177	-	
											1.599.156	718.835	
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	55.078	60.720	
											55.078	60.720	

(a) Nota Comercial, série única, para distribuição pública com esforços restritos. Fiadora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

(1) - IPCA utilizado no cálculo do juros e não na atualização do principal.

(continua)

Consolidado	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	30.06.2023	31.12.2022	
BNDES													
820989.1		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	55.078	60.719	
1120952.1		Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu 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	9.566	11.186	
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	29.760	32.012	
13211061		Implantação da UHE Colíder.		04.12.2013	192	15.10.2031	Mensal	0% e 1,49% acima da TJLP	6,43% e 7,68%	1.041.155	584.621	615.968	
13210331		Implantação da subestação Cerquilha 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	6.881	7.502	
15206041	Copel GeT	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	15.154	16.139	
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	8.914	9.542	
18205101		Implantação da UHE Baixo Iguaçu	Cessão fiduciária de direitos creditórios.	22.11.2018	192	15.06.2035	Mensal	1,94% acima da TJLP	8,50%	194.000	154.473	159.948	
19207901- A+B+E+F+G+H		Implantação das instalações de transmissão das linhas: SE Medianeira; SE Curitiba Centro e Curitiba Uberaba e SE André Leste.		03.06.2020	279	15.12.2043	Mensal	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	206.882	204.404	200.932	
19207901- C+D+I+J		Implantação das instalações de transmissão das linhas: Linha de Transmissão Curitiba Leste - Blumenau e Baixo Iguaçu - Realeza.		03.06.2020	267	15.12.2043	Mensal	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	225.230	192.125	188.869	
14205611-C	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	113	15.06.2024	Mensal	6,0%	6,0%	78.921	7.837	11.757	
14.2.1271.1	Santa Maria		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	32.351	34.125	
14.2.1272.1	Santa Helena			01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	82.973	35.102	37.027	
11211521	GE Farol			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	54.100	28.085	29.888	
11211531	GE Boa Vista	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas	Penhor de ações; cessão fiduciária de recebíveis provenientes de venda de energia elétrica produzidas pelo projeto; cessão fiduciária de máquinas e equipamentos.	19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	40.050	20.764	22.096	
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	47.090	50.112	
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	50.292	53.519	
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	533.646	543.337	
13212221 - A	Costa Oeste	Implantação de linha de transmissão entre as subestações Cascavel Oeste e Umuarama Sul e implantação da subestação Umuarama Sul.		03.12.2013	168	30.11.2028	Mensal	1,95% + TJLP	1,95% + TJLP	27.634	11.828	12.842	
13212221 - B				03.12.2013	106	30.09.2023	Mensal	3,5%	3,5%	9.086	199	598	
14205851 - A	Marumbi	Implantação de linha de transmissão entre as subestações Curitiba e Curitiba Leste e implantação da subestação Curitiba Leste.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	08.07.2014	168	30.06.2029	Mensal	2,00% + TJLP	2,00% + TJLP	33.460	15.770	16.981	
14205851 - B				08.07.2014	106	30.04.2024	Mensal	6,0%	6,0%	21.577	1.886	3.020	
											2.045.826	2.118.119	
Total moeda nacional											5.501.588	4.694.957	
											Dívida bruta	5.501.588	4.694.957
											(-) Custo de transação	(43.428)	(44.594)
											Dívida líquida	5.458.160	4.650.363
											Circulante	310.946	278.838
											Não Circulante	5.147.214	4.371.525

DI - Depósito interbancário

IPCA - Índice nacional de preços ao consumidor amplo

TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo

20.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

30.06.2023	Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2024	504.779	(4.570)	500.209
2025	1.636.896	(5.845)	1.631.051
2026	265.212	(2.350)	262.862
2027	268.978	(2.351)	266.627
2028	254.676	(2.364)	252.312
Após 2028	2.251.030	(16.877)	2.234.153
	5.181.571	(34.357)	5.147.214

20.2 Mutação de empréstimos e financiamentos

Consolidado	Total
Em 1º.01.2023	4.650.363
Efeito de combinação de negócios (NE nº 1.2)	875.738
Ingressos	31.303
Encargos	276.391
Variação monetária e cambial	24.980
Amortização - principal	(129.139)
Pagamento - encargos	(271.476)
Em 30.06.2023	5.458.160

20.3 Cláusulas contratuais restritivas - covenants

Os contratos de empréstimos e financiamentos contém 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 contratadas poderá implicar em multas ou na declaração de vencimento antecipado das dívidas.

Em 31.12.2022, todos os indicadores financeiros medidos anualmente foram integralmente atendidos. Em 30.06.2023, todos os demais indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos.

Em decorrência do processo de transformação da Copel em sociedade com capital disperso e sem acionista controlador, conforme detalhado na NE nº 39.1, foi obtido o consentimento dos credores, mediante contraprestação financeira (quitada em julho de 2023, exceto para a contraprestação acordada na Assembleia Geral de Notistas que definiu o pagamento em até dez dias da liquidação da oferta) de modo que a alteração de controle acionário não caracterizasse um evento de vencimento antecipado das dívidas da Companhia. Além disso, estão em andamento as tratativas de itens administrativos e de comunicação com as instituições financeiras previstos nos documentos de consentimento.

No que diz respeito ao BNDES, em 13.07.2023 foi autorizado o processo, consignando de forma resolutiva outras condicionantes, conforme segue:

- (i) Nenhum pronunciamento desfavorável do Tribunal de Contas do Estado do Paraná que invalide o

processo;

- (ii) Valor da oferta primária dentro do limite pactuado;
- (iii) Anuência à mudança de controle acionário da Copel pelos debenturistas, notistas e demais credores financeiros; e
- (iv) Obtenção das novas concessões das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto, Governador Ney Braga e Governador José Richa.

A Companhia iniciou os trâmites formais para assinatura dos novos contratos de concessão que deve ocorrer até dezembro de 2023 e até o momento não houve pronunciamentos desfavoráveis do Tribunal de Contas do Estado do Paraná.

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
	Nota Comercial	Índice de cobertura do serviço da dívida Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≥ 1,5 ≤ 3,5
Copel DIS	BNDES Finem nº 14205611	Endividamento Financeiro / Ebitda	≤ 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 GE Boa Vista S.A. GE Farol S.A. GE Olho D'Água S.A. GE São Bento do Norte S.A.	Contrato de Cessão BNDES BNDES Finem nº 11211531 BNDES Finem nº 11211521 BNDES Finem nº 11211551 BNDES Finem nº 11211541	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
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. O contrato estabelece que, caso o índice esteja no intervalo entre 1,10 e 1,20, deve-se complementar o valor dos recursos aplicados na Conta Reserva de forma que a totalidade atinja o índice de 1,20, no prazo de até 2 dias úteis contados da divulgação das demonstrações financeiras.

21 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	30.06.2023	31.12.2022
Copel GeT	4ª	(a)	Resgate antecipado total da 4ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.	Fidejussória	23.07.2018	3	23.07.2023	Semestral	126,0% da taxa DI	133,77% da taxa DI	1.000.000	357.178	357.573
	5ª	(b)	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	233.140	225.643
	6ª (série 1)	(c)	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	851.628	852.816
	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	259.597	251.363
	7ª (série 1)		Reforço do capital de giro da Emissora; amortização e/ou o reembolso de caixa de parcela de principal da 3ª e 4ª emissão de debêntures.		15.10.2021	2	15.10.2026	Semestral	DI + spread 1,38%	DI + spread 1,45%	1.133.363	1.166.326	1.166.982
	7ª (série 2)		Investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas no âmbito dos Projetos: Melhorias da Usina Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto; Implantação dos Ativos do Lote "E", do Leilão Aneel nº 05/2015; Aportes na Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. e Bela Vista Geração de Energia S.A.		15.10.2021	3	15.10.2031	Semestral	IPCA + 5,7138%	IPCA + 6,1033%	366.637	410.954	397.825
	8ª (série 1)	Aquisição dos Complexos Eólicos Santa Rosa & Mundo Novo (SRMN) e Aventura.	15.01.2023		2	15.01.2030	Semestral	DI + spread 1,40%	DI + spread 1,41%	1.100.000	1.166.321	-	
	8ª (série 2)	Reembolso de despesas de investimentos e/ou de aportes no âmbito dos Projetos das Centrais Geradoras Eólicas denominadas Jandairas I, II, III e IV.	15.01.2023		3	15.01.2035	Semestral	IPCA +6,8226%	IPCA +7,5817%	200.000	211.040	-	
Copel DIS	4ª	(a)	Capital de giro e pagamento da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.	Fidejussória	27.09.2018	3	27.09.2023	Semestral	DI + spread 2,70%	CDI + 3,96%	1.000.000	346.895	346.895
	5ª (série 1)	(c)	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	638.856	618.209
	6ª (série 1)		Reforço do capital de giro da Emissora e amortização da primeira parcela de principal das debêntures de cada uma das seguintes emissões da Emissora: 3ª, 4ª e 5ª Emissão.		16.06.2021	2	15.06.2026	Semestral	CDI + 1,95%	CDI + 2,02%	1.000.000	1.006.363	1.006.449
	6ª (série 2)		Investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Emissora, vinculada ao Contrato de concessão nº46/1999 da Aneel.		16.06.2021	3	15.06.2031	Semestral	IPCA + 4,7742%	IPCA + 5,1564%	500.000	578.760	559.894
	7ª (série 1)		Reforço de Capital de giro; resgate das debêntures da 3ª emissão; amortização da 2ª parcela de principal da 4ª e 5ª emissão.		15.05.2022	2	15.05.2025	Semestral	CDI + 1,21%	CDI + 1,28%	300.000	305.550	305.380
	7ª (série 2)	(e)	Investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da emissora, vinculada ao Contrato de concessão nº46/1999 da Aneel.		15.05.2022	2	15.05.2027	Semestral	CDI + 1,36%	CDI + 1,42%	901.450	918.305	917.789
	7ª (série 3)	(e)			15.05.2022	3	15.05.2032	Semestral	IPCA + 6,1732%	IPCA + 6,6587%	298.550	312.744	301.830
	8ª (série 1)	(e)	Exclusivamente para reforço de caixa para atendimento dos compromissos da Emissora		15.06.2023	1	15.06.2024	Semestral	CDI + 1,45%	CDI + 1,89%	400.000	401.812	-
	8ª (série 2)	(e)	Exclusivamente para amortização do principal e dos juros devidos no âmbito da "Escritura Particular da 4ª (quarta) Emissão de Debêntures, e o valor remanescente, se houver, para reforço de caixa para atendimento dos compromissos da Emissora		15.06.2023	2	15.06.2027	Semestral	CDI + 2,00%	CDI + 2,14%	800.000	803.761	-
	8ª (série 3)	(e)	Exclusivamente para reforço de caixa para atendimento dos compromissos da Emissora		15.06.2023	1	15.06.2028	Semestral	CDI + 2,25%	CDI + 2,35%	400.000	401.912	-
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	87.219	91.468
	2ª (série 2)	(d)			24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	IPCA + 9,87%	IPCA+ 10,92%	153.258	123.436	126.067
Cutia	1ª	(b)	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.	Fidejussória	20.03.2019	26	15.12.2031	Semestral	IPCA + 5,8813%		360.000	358.990	360.894
											Dívida bruta	10.940.787	7.887.077
											(-) Custo de transação	(91.234)	(83.222)
											Dívida líquida	10.849.553	7.803.855
											Circulante	1.977.145	1.346.347
											Não Circulante	8.872.408	6.457.508

(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. Interventente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

(b) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie com garantia adicional fidejussória, para distribuição pública com esforços restritos de distribuição, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interventente 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. Interventente 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. Interventente garantidora: Copel. Não possui agente fiduciário.

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

21.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

	Consolidado		
30.06.2023	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2024	499.174	(7.616)	491.558
2025	1.817.499	(13.879)	1.803.620
2026	2.198.523	(11.615)	2.186.908
2027	1.127.220	(9.511)	1.117.709
2028	464.687	(7.295)	457.392
Após 2028	2.837.184	(21.963)	2.815.221
	8.944.287	(71.879)	8.872.408

21.2 Mutação das debêntures

	Consolidado
Em 1º.01.2023	7.803.855
Ingressos	2.900.000
(-) Custos de transação	(18.889)
Encargos e variação monetária	644.999
Amortização - principal	(25.321)
Pagamento - encargos	(455.091)
Em 30.06.2023	10.849.553

21.3 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

As debêntures emitidas contém 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 das condições contratadas poderá implicar na necessidade de solicitação de anuência aos debenturistas ou na declaração de vencimento antecipado das dívidas.

Em 31.12.2022, todos os indicadores financeiros medidos anualmente foram integralmente atendidos, exceto nas controladas Ventos de Santo Uriel e Nova Asa Branca III que não atenderam ao Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD de 1,3. Contudo, a Companhia preventivamente solicitou e recebeu, em 30.12.2022, conforme carta do BNDES AE/DEENE2 nº 061/2022, o compromisso da instituição bancária de fomento de não declarar o vencimento antecipado das escrituras de debêntures, com base no desempenho desse índice no exercício de 2022. Em 30.06.2023, todos os demais indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos.

Em decorrência do processo de transformação da Copel em sociedade com capital disperso e sem acionista controlador, conforme detalhado na NE nº 39.1, foram realizadas Assembleias Gerais de Debenturistas para deliberar sobre o consentimento para a realização da operação, mediante contraprestação financeira (*waiver fee*), de modo que a alteração de controle acionário não caracterizasse um evento de vencimento antecipado das dívidas da Companhia. A contraprestação financeira ficou condicionada ao sucesso da oferta, com pagamento em até dez dias de sua liquidação, e corresponde a remuneração 0,20%, multiplicado pela *duration* remanescente das debêntures, incidente sobre seu valor nominal atualizado na data de realização das Assembleias, exceto para a 1ª série da 6ª Emissão da Copel GeT e 4ª Emissão da Copel Dis, para as quais a taxa de remuneração é 0,15% sobre o valor nominal atualizado na data de realização das Assembleias.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel GeT	4ª Emissão de Debêntures 5ª Emissão de Debêntures 6ª Emissão de Debêntures 7ª Emissão de Debêntures 8ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
Copel DIS	4ª Emissão de Debêntures 5ª Emissão de Debêntures 6ª Emissão de Debêntures 7ª Emissão de Debêntures 8ª Emissão de Debêntures		
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. O contrato estabelece que, caso o índice esteja no intervalo entre 1,10 e 1,20, deve-se complementar o valor dos recursos aplicados na Conta Reserva de forma que a totalidade atinja o índice de 1,20, no prazo de até 2 dias úteis contados da divulgação das demonstrações financeiras.

22 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.

22.1 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, único plano disponível para novos participantes, é um plano de Contribuição Variável - CV na fase contributiva e, após a aposentadoria, torna-se um plano de Benefício Definido - BD.

22.2 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.

22.3 Balanço patrimonial e resultado

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

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2023	31.12.2022	30.06.2023	31.12.2022
Planos previdenciários	4	8	231	949
Planos assistenciais	26.601	26.839	1.091.716	1.069.088
	26.605	26.847	1.091.947	1.070.037
Circulante	3.829	2.957	85.814	73.814
Não circulante	22.776	23.890	1.006.133	996.223

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora			
	30.06.2023	30.06.2022	1º.04.2023 a 30.06.2023	1º.04.2022 a 30.06.2022
Empregados				
Planos previdenciários	1.529	1.154	964	492
Plano assistencial - pós-emprego	1.601	875	800	437
Plano assistencial - funcionários ativos	781	835	386	358
	3.911	2.864	2.150	1.287
Administradores				
Planos previdenciários	332	329	169	164
Plano assistencial	38	34	19	17
	370	363	188	181
	4.281	3.227	2.338	1.468

	Consolidado			
	30.06.2023	30.06.2022	1º.04.2023 a 30.06.2023	1º.04.2022 a 30.06.2022
Empregados				
Plano previdenciário (CV)	29.013	28.281	14.768	13.772
Plano assistencial - pós-emprego	65.064	70.146	32.532	35.072
Plano assistencial - funcionários ativos	38.473	35.503	19.580	17.333
	132.550	133.930	66.880	66.177
Administradores				
Plano previdenciário	584	579	301	284
Plano assistencial	99	73	54	36
	683	652	355	320
	133.233	134.582	67.235	66.497

22.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1^o.01.2023	26.847	1.070.037
Apropria�o do cálculo atuarial	1.601	65.064
Apropria�o das contribui�es previdenciárias e assistenciais	2.771	67.740
Amortiza�es	(4.614)	(110.894)
Em 30.06.2023	26.605	1.091.947

23 Encargos Setoriais a Recolher

Consolidado	30.06.2023	31.12.2022
Conta de desenvolvimento energético - CDE	57.286	41.122
Reserva global de reversão - RGR	3.680	5.366
	60.966	46.488

24 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

Conforme a Lei n  9.991/2000 e regula es complementares, as concessionárias e permissionárias de gera o 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 distribui o de energia elétrica devem segregar esse mesmo percentual entre os programas de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e de eficiência energética.

Os saldos registrados de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE estão demonstrados no quadro a seguir:

Consolidado	Aplicado e não concluido	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 30.06.2023	Saldo em 31.12.2022
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
FNDCT	-	8.167	-	8.167	6.588
MME	-	4.085	-	4.085	3.314
P&D	178.684	1.853	54.950	235.487	260.243
	178.684	14.105	54.950	247.739	270.145
Programa de eficiência energética - PEE					
Procel	-	14.253	-	14.253	11.960
PEE	168.058	1.022	180.669	349.749	332.653
	168.058	15.275	180.669	364.002	344.613
	346.742	29.380	235.619	611.741	614.758
			Circulante	336.536	370.244
			Não circulante	275.205	244.514

Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT
 Programa Nacional de Conserva o de Energia Elétrica - Procel

24.1 Mutação dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1^o.01.2023	6.588	3.314	260.243	11.960	332.653	614.758
Constituições	25.157	12.625	25.115	2.901	11.602	77.400
Contrato de desempenho	-	-	-	-	2.449	2.449
Juros (NE n ^o 32)	-	-	3.035	(608)	11.618	14.045
Recolhimentos	(23.578)	(11.854)	(4.764)	-	(4.702)	(44.898)
Conclusões	-	-	(48.142)	-	(3.871)	(52.013)
Em 30.06.2023	8.167	4.085	235.487	14.253	349.749	611.741

25 Contas a Pagar Vinculadas   Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correç�o Anual	30.06.2023	31.12.2022
UHE Mau�	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	05.2047	5,65% a.a.	IPCA	22.007	21.587
UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	31.259	30.518
UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	9.261	9.050
UHE Guaricana	Copel GeT	03.03.2020	03.03.2020	03.2025	7,74% a.a.	IPCA	1.793	2.200
UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	05.2037	11,00% a.a.	IGPM	826.705	874.187
							891.025	937.542
						Circulante	100.486	105.003
						Não circulante	790.539	832.539

Taxa de desconto no cálculo do valor presente

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

Pagamento   União

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

25.1 Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

Em 1^o.01.2023	937.542
Ajuste a valor presente	(47.247)
Variação monetária	58.854
Pagamentos	(58.124)
Em 30.06.2023	891.025

26 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos

26.1 Direito de uso de ativos

Consolidado	Saldo em 1 ^o .01.2023	Adições	Ajuste por remensuração	Amortização	Baixas	Saldo em 30.06.2023
Imóveis	136.489	11.574	17.377	(5.734)	(140)	159.566
Veículos	113.018	8.301	4.664	(27.562)	-	98.421
Equipamentos	11.873	326	112	(5.183)	-	7.128
	261.380	20.201	22.153	(38.479)	(140)	265.115

26.2 Passivo de arrendamentos

26.2.1 Mutação do passivo de arrendamentos

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2023	4.809	273.756
Adições	-	20.201
Ajuste por remensuração	865	22.153
Encargos	253	12.262
Pagamento - principal	(231)	(35.682)
Pagamento - encargos	(253)	(12.240)
Baixas	-	76
Em 30.06.2023	5.443	280.526
	Circulante	450
	Não circulante	4.993
		62.239
		218.287

A Companhia define a taxa de desconto com base na taxa de juros nominal praticada na última captação de recursos, desconsiderando captações subsidiadas ou incentivadas. As taxas de juros aplicadas variam de 3,58% a 15,55% a.a.

26.2.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

2024	27.040
2025	37.878
2026	38.409
2027	12.663
2028	12.056
Após 2028	207.474
Valores não descontados	335.520
Juros embutidos	(117.233)
Saldo do passivo de arrendamento	218.287

26.2.3 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	471.164	280.526
Pis/Cofins potencial	35.125	21.900

26.3 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	280.526	338.002	20,49%
Direito de uso de ativos	265.115	301.436	13,70%
Despesa Financeira	12.254	14.631	19,40%
Despesa de amortização	38.479	41.336	7,42%

26.4 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 31.6). O saldo de compromissos de arrendamentos e aluguéis está demonstrado a seguir:

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	30.06.2023
Compromissos de arrendamentos e aluguéis	10.013	46.193	216.080	272.286

26.5 Recebíveis de arrendamentos

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 30.06.2023
Compartilhamento de instalações	1.665	6.659	21.705	30.029

27 Outras Contas a Pagar

Consolidado	30.06.2023	31.12.2022
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 34.2.12)	1.211.165	738.703
Desvio de geração - empreendimentos eólicos (NE nº 34.2.11)	201.082	184.813
Taxa de iluminação pública arrecadada	53.008	52.520
Pagamentos/devoluções à consumidores	74.210	50.652
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	40.604	38.145
Obrigações junto a clientes nas operações de venda de gás (a)	33.792	33.223
Cauções em garantia	34.435	29.924
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	16.056	28.511
Outras obrigações	77.064	90.362
	1.741.416	1.246.853
	Circulante	601.619
	Não circulante	645.234

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

28 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 31.12.2022, 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 brasileiros, sendo que a resolução final depende das conclusões dos processos judiciais. Por esse motivo, essa informação não é fornecida.

28.1 Mutação das provisões para litígios

Controladora	Saldo em 1º.01.2023	Resultado		Quitações	Saldo em 30.06.2023
		Adições	Reversões		
Fiscais					
Cofins	123.564	2.433	-	-	125.997
Outras	35.671	1.189	-	(87)	36.773
	159.235	3.622	-	(87)	162.770
Trabalhistas	3.514	1.128	-	(50)	4.592
Benefícios a empregados	745	1	(516)	-	230
Cíveis	640.948	4.078	-	-	645.026
	804.442	8.829	(516)	(137)	812.618

Consolidado	Saldo em 1º.01.2023	Resultado			Adições no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros	Saldo em 30.06.2023
		Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições/(Rev.)				
Fiscais								
Cofins	123.564	2.433	-	-	-	-	125.997	
Outras	78.186	12.685	(5.731)	-	-	(10.979)	82.017	
	201.750	15.118	(5.731)	-	-	(10.979)	208.014	
Trabalhistas	536.464	38.913	(7.507)	-	(92)	(67.211)	500.567	
Benefícios a empregados	30.126	1.702	(4.328)	-	-	(287)	27.213	
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo	958.111	43.487	(4.108)	-	267	(57.048)	940.709	
Servidões de passagem	138.724	764	-	(13.923)	3.279	(617)	128.227	
Desapropriações e patrimoniais	154.912	1.490	(47)	(3.216)	(22.782)	(5)	130.352	
Consumidores	3.750	83	(1.676)	-	-	-	2.157	
Ambientais	5.269	819	(813)	-	-	-	5.275	
	1.260.766	46.643	(6.644)	(17.139)	(19.236)	(57.670)	1.206.720	
Regulatórias	8.493	18.945	(2.494)	-	-	(88)	24.856	
	2.037.599	121.321	(26.704)	(17.139)	(19.328)	(136.235)	1.967.370	

28.2 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 para litígios		Passivo contingente		Provisões para litígios		Passivo contingente	
		30.06.2023	31.12.2022	30.06.2023	31.12.2022	30.06.2023	31.12.2022	30.06.2023	31.12.2022
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.	125.997	123.564	8.746	9.550	125.997	123.564	8.746	9.550
INSS	Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.	31.389	30.899	58.083	56.479	31.389	30.899	112.746	56.790
Impostos federais	Exigências e questionamentos administrativos da Receita Federal do Brasil.	-	-	41.923	47.843	2.195	2.100	42.461	53.682
ICMS	Exigências e questionamentos administrativos do Estado sobre recolhimento do ICMS nas faturas da Companhia	-	-	-	-	7.018	4.035	26.118	24.930
IPTU	Exigência de Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana - IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica.	5.131	4.738	976	645	9.575	9.332	167.358	152.113
ISS	Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviços de construção civil prestado por terceiro.	-	-	-	-	214	181	60.134	56.731
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.	253	34	7.183	63.292	31.626	31.639	118.375	149.518
		162.770	159.235	116.911	177.809	208.014	201.750	535.938	503.314
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).	4.592	3.514	5.360	2.479	500.567	536.374	423.251	378.737
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.	230	745	321	311	27.213	30.126	10.704	12.716
Regulatórias									
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.	-	-	-	-	-	-	1.140.085	1.130.845
Excludente Colíder	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. Outras informações sobre a ação estão apresentadas na NE nº 7.2	-	-	-	-	-	-	304.081	320.044
MCS D	Discussão de mérito envolvendo recurso administrativo que visa a retificação da metodologia e dos parâmetros utilizados no cálculo para processamento do MCS D de Energia existente para os contratos repactuados pela Copel GeT nos termos do Despacho nº 1.395/2019, cujos efeitos estão suspensos pelo Despacho nº 2.094/2023	-	-	-	-	16.850	-	70.858	-
Outras	Notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias	-	-	-	-	8.006	8.493	47.554	45.718
		-	-	-	-	24.856	8.493	1.562.578	1.496.607

(continua)

Natureza	Descrição	Controladora				Consolidado			
		Provisões para litígios		Passivo contingente		Provisões para litígios		Passivo contingente	
		30.06.2023	31.12.2022	30.06.2023	31.12.2022	30.06.2023	31.12.2022	30.06.2023	31.12.2022
Cíveis									
Fumicultores	Ações que têm como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.	-	-	-	-	59.663	73.366	58.910	71.237
Arbitragem	Litígio arbitral protegido por sigilo e confidencialidade, em fase de liquidação de sentença em fase inicial.	632.493	629.056	340.677 ^(a)	338.779	630.617	629.056	340.677 ^(a)	338.779
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.	12.533	11.831	5.856	5.681	146.166	154.550	551.171	549.115
Indenização a terceiros (cíveis)	Ação de indenização decorrentes de danos causados durante a construção de usinas. Houve início de execução de sentença sem a perícia contábil previamente determinada. Em 1º grau, a Copel impugnou a execução e apresentou apólice de seguro como garantia até decisão sobre a realização de perícia e excesso do valor. Não tendo havido ainda um posicionamento favorável quanto ao mérito, o risco foi reavaliado com alteração no saldo provisionado.	-	-	-	-	104.259	101.076	101.767	98.940
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.	-	61	-	-	127.398	138.841	26.624	31.063
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.	-	-	-	-	131.178	154.943	23.619	38.030
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.	-	-	-	-	2.165	3.758	1.385	1.911
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.	-	-	-	-	5.274	5.266	226.671	216.380
		645.026	640.948	346.533	344.460	1.206.720	1.260.856	1.330.824	1.345.455
		812.618	804.442	469.125	525.059	1.967.370	2.037.599	3.863.295	3.736.829

(a) refere-se a estimativa da perda possível de um total, atualizado monetariamente, de R\$ 2.983.468 do pedido do autor.

29 Patrimônio Líquido

29.1 Capital social

Em 30.06.2023, o capital social integralizado é de R\$ 10.800.000 (R\$ 10.800.000 em 31.12.2022). Sua composição por ações (sem valor nominal) e os principais acionistas estão demonstrados a seguir:

30.06.2023	Número de ações em unidades							
	Ordinárias		Preferenciais "A"		Preferenciais "B"		Total	
	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%
Estado do Paraná	734.298.319	69,66	-	-	116.081.402	6,91	850.379.721	31,07
BNDESPAR	131.161.562	12,44	-	-	524.646.248	31,24	655.807.810	23,96
Custódias em bolsa:								
B3	140.099.276	13,30	681.830	21,80	916.875.804	54,60	1.057.656.910	38,65
NYSE	29.716.698	2,82	-	-	118.866.792	7,08	148.583.490	5,43
Latibex	220.067	0,02	-	-	1.852.943	0,11	2.073.010	0,08
Outros	18.594.538	1,76	2.446.170	78,20	1.012.101	0,06	22.052.809	0,81
	1.054.090.460	100,00	3.128.000	100,00	1.679.335.290	100,00	2.736.553.750	100,00

Em 11.08.2023 foi efetuada a liquidação da oferta das ações da Copel com aumento do capital social, conforme detalhado na NE nº 39.1.

29.2 Ajustes de avaliação patrimonial

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2023	593.382	593.382
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(25.268)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	8.591
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos	(16.677)	-
Outros ajustes		
Ajustes de ativos financeiros - controladas	-	(2.007)
Tributos sobre os outros ajustes	-	682
Ajustes de ativos financeiros - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(927)	-
Atribuível aos acionistas não controladores	-	398
Em 30.06.2023	575.778	575.778

29.3 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	30.06.2023	30.06.2022
Numerador básico e diluído		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores		
Ações ordinárias	342.696	46.382
Ações preferenciais classe "A"	1.119	151
Ações preferenciais classe "B"	600.567	81.285
	944.382	127.818
Denominador básico e diluído		
Média ponderada das ações (em milhares)		
Ações ordinárias	1.054.090.460	1.054.090.460
Ações preferenciais classe "A"	3.128.000	3.128.000
Ações preferenciais classe "B"	1.679.335.290	1.679.335.290
	2.736.553.750	2.736.553.750
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas controladores		
Ações ordinárias	0,32511	0,04400
Ações preferenciais classe "A"	0,35762	0,04840
Ações preferenciais classe "B"	0,35762	0,04840
<hr/>		
Controladora	1º.04.2023	1º.04.2022
	a 30.06.2023	a 30.06.2022
Numerador básico e diluído		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:		
Ações ordinárias	115.321	(194.692)
Ações preferenciais classe "A"	376	(636)
Ações preferenciais classe "B"	202.095	(341.195)
	317.792	(536.523)
Denominador básico e diluído		
Média ponderada das ações (em milhares):		
Ações ordinárias	1.054.090.460	1.054.090.460
Ações preferenciais classe "A"	3.128.000	3.128.000
Ações preferenciais classe "B"	1.679.335.290	1.679.335.290
	2.736.553.750	2.736.553.750
Lucro líquido (prejuízo) básico e diluído por ação atribuído aos acionistas controladores		
Ações ordinárias	0,10940	(0,18470)
Ações preferenciais classe "A"	0,12034	(0,20317)
Ações preferenciais classe "B"	0,12034	(0,20317)

30 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						30.06.2023	30.06.2022
Fornecimento de energia elétrica	4.839.654	(394.391)	(576.735)	(138.788)	-	3.729.740	3.996.862
Suprimento de energia elétrica	2.047.180	(266.788)	(7.963)	(32.319)	-	1.740.110	1.934.378
Disponibilidade da rede elétrica	5.129.094	(432.658)	(588.450)	(1.262.524)	-	2.845.462	2.360.439
Receita de construção	1.135.397	-	-	-	-	1.135.397	1.034.370
Valor justo do ativo indenizável da concessão	33.615	-	-	-	-	33.615	77.305
Distribuição de gás canalizado	692.573	(50.917)	(124.958)	-	(9)	516.689	561.442
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	668.268	(61.815)	-	-	-	606.453	678.508
Outras receitas operacionais	315.117	(30.043)	(35)	-	(2.112)	282.927	203.011
	14.860.898	(1.236.612)	(1.298.141)	(1.433.631)	(2.121)	10.890.393	10.846.315

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						1º.04.2023 a 30.06.2023	1º.04.2022 a 30.06.2022
Fornecimento de energia elétrica	2.380.458	(194.048)	(283.032)	(77.797)	-	1.825.581	1.862.709
Suprimento de energia elétrica	994.151	(126.774)	(4.167)	(15.764)	-	847.446	932.703
Disponibilidade da rede elétrica	2.598.275	(212.860)	(404.531)	(631.640)	-	1.349.244	1.097.535
Receita de construção	604.037	-	-	-	-	604.037	547.307
Valor justo do ativo indenizável da concessão	7.881	-	-	-	-	7.881	34.756
Distribuição de gás canalizado	343.504	(25.304)	(61.623)	-	(6)	256.571	328.353
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	399.148	(36.921)	-	-	-	362.227	354.323
Outras receitas operacionais	122.506	(14.718)	(35)	-	(1.013)	106.740	100.880
	7.449.960	(610.625)	(753.388)	(725.201)	(1.019)	5.359.727	5.258.566

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

Consolidado			1º.04.2023	1º.04.2022
	30.06.2023	30.06.2022	a 30.06.2023	a 30.06.2022
Fornecimento de energia elétrica	4.839.654	6.785.707	2.380.458	2.837.227
Residencial	1.350.116	2.173.248	650.863	835.953
Industrial	334.723	595.817	172.149	263.119
Comercial, serviços e outras atividades	738.640	1.253.471	354.555	488.356
Rural	318.899	493.522	148.947	174.586
Poder público	106.634	164.144	53.659	64.077
Iluminação pública	85.295	167.586	42.907	62.182
Serviço público	135.780	221.572	68.148	91.915
Consumidores livres	1.344.790	1.330.890	655.285	665.278
Doações e subvenções	424.777	385.457	233.945	191.761
Suprimento de energia elétrica	2.047.180	2.294.985	994.151	1.105.376
Contratos bilaterais	1.047.818	1.441.877	449.434	714.098
Contratos regulados	707.282	508.011	410.943	254.588
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	229.721	266.951	108.359	100.463
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 9.2)	62.359	78.146	25.415	36.227
Disponibilidade da rede elétrica	5.129.094	5.340.454	2.598.275	2.538.590
Residencial	1.504.958	1.559.386	762.696	711.513
Industrial	455.787	746.880	288.677	373.242
Comercial, serviços e outras atividades	866.377	976.742	451.651	446.001
Rural	375.732	342.652	181.202	151.616
Poder público	125.423	119.643	64.845	56.046
Iluminação pública	97.835	104.184	50.460	51.994
Serviço público	114.702	115.211	60.403	55.821
Consumidores livres	1.124.600	762.935	544.375	378.189
Concessionárias e geradoras	44.785	42.368	22.024	20.999
Receita de operação e manutenção - O&M e juros efetivos	418.895	570.453	171.942	293.169
Receita de construção	1.135.397	1.034.370	604.037	547.307
Concessão de distribuição de energia	1.057.880	963.289	567.903	523.320
Concessão de distribuição de gás canalizado	5.923	6.316	2.932	2.903
Concessão de transmissão de energia (a)	71.594	64.765	33.202	21.084
Valor justo do ativo indenizável da concessão	33.615	77.305	7.881	34.756
Distribuição de gás canalizado	692.573	748.097	343.504	438.036
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	668.268	747.667	399.148	390.438
Outras receitas operacionais	315.117	234.181	122.506	116.338
Arrendamentos e aluguéis (30.2)	229.375	172.029	114.799	89.338
Valor justo na compra e venda de energia	28.177	-	(22.114)	-
Renda da prestação de serviços	22.205	38.484	12.186	15.998
Outras receitas	35.360	23.668	17.635	11.002
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	14.860.898	17.262.766	7.449.960	8.008.068
(-) Pis/Pasep e Cofins	(1.236.612)	(1.336.681)	(610.625)	(616.256)
(-) ICMS	(1.298.141)	(2.859.355)	(753.388)	(1.309.941)
(-) ISSQN	(2.121)	(3.769)	(1.019)	(1.359)
(-) Encargos setoriais (30.3)	(1.433.631)	(2.216.646)	(725.201)	(821.946)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	10.890.393	10.846.315	5.359.727	5.258.566

(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 10.3

30.2 Arrendamentos e aluguéis

30.2.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	30.06.2023	30.06.2022	1º.04.2023 a 30.06.2023	1º.04.2022 a 30.06.2022
	Equipamentos e estruturas	228.468	171.177	114.370
Compartilhamento de instalações e Imóveis	907	852	429	465
	229.375	172.029	114.799	89.338

30.3 Encargos setoriais

Consolidado	30.06.2023	30.06.2022	1º.04.2023 a 30.06.2023	1º.04.2022 a 30.06.2022
	Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (30.3.1)	1.292.069	1.349.036	652.479
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária (30.3.2)	746	723.851	416	85.276
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	77.400	75.579	38.465	34.800
Quota para reserva global de reversão - RGR	24.862	24.069	12.431	12.034
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	31.051	38.747	17.652	20.127
Taxa de fiscalização	7.503	5.364	3.758	2.144
	1.433.631	2.216.646	725.201	821.946

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

A CDE, criada pela Lei nº 10.438/2002 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, que tem o objetivo de promoção do desenvolvimento energético no território nacional, tem como uma de suas fontes de recursos o encargo tarifário atribuído ao consumidor final nos processos tarifários e recolhido periodicamente pela distribuidora. As quotas anuais do encargo são definidas pela Aneel por meio das resoluções homologatórias e os montantes são geridos pela CCEE.

A partir de junho de 2023, a Companhia passou a recolher a quota relativa à CDE Conta Escassez Hídrica, no valor mensal de R\$ 6.454. Este recolhimento se dará ao longo dos próximos 4 anos e refere-se à devolução do montante de R\$ 145.844, recebidos em 2022 para cobertura dos custos adicionais associados à situação de escassez hídrica que afetou o país ao longo de 2021. Os recursos foram centralizados na Conta de Escassez Hídrica, criada para este fim, sob gestão da CCEE.

Ainda, a partir de junho de 2023, a Copel DIS passou a recolher a CDE Geração Distribuída - GD, no montante mensal de R\$ 9.303, conforme Resolução Homologatória nº 3.175/2023. O subsídio decorre da Lei nº 14.300/2022, que instituiu o Marco Legal da Micro e Minigeração Geração Distribuída – MMGD.

O saldo é composto da seguinte forma:

	Período	30.06.2023	30.06.2022
CDE USO	Cotas (a)	1.102.119	1.174.842
	Conta Covid (b)	91.722	91.722
	Escassez hídrica (c)	246	-
		1.194.087	1.266.564
CDE ENERGIA	Conta Covid (b)	82.472	82.472
	Escassez hídrica (c)	6.208	-
	GD - Geração distribuída (d)	9.302	-
		97.982	82.472
		1.292.069	1.349.036

(a) CDE Uso: Res. Homologatória nº 3.175/2023 (abril a dezembro/2023); Res. Homologatória nº 3.165/2022 (janeiro a março/2023); Res. Homologatória nº 3.034/2022 (maio a dezembro/22); Res. Homologatória nº 3.004/2021 (janeiro a abril/22).

(b) CDE Uso e Energia - Conta Covid: Despacho nº 939/2021 (junho/2021 a dezembro/2025).

(c) CDE Uso e Energia - Escassez hídrica: Decreto nº 10.939/2022 e Resolução Normativa nº 1008/2022.

(d) CDE Energia - GD - Geração distribuída: Res. Homologatória nº 3.175/2023 (junho a dezembro/2023)

30.3.2 Bandeira tarifária

O sistema de bandeiras tarifárias foi instituído pela Resolução Normativa Aneel nº 547/2013, com vigência a partir de 2015, para indicar a incidência ou não de acréscimo no valor da energia a ser repassado ao consumidor final em função das condições para geração de energia elétrica. Desde a melhora das condições hídricas no país vem prevalecendo a aplicação da bandeira verde, sem adicional tarifário.

30.4 Reajuste Tarifário Anual - Copel DIS

O resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2023 da Copel DIS foi homologado pela Aneel por meio da Resolução Homologatória nº 3.209 de 20.06.2023, autorizando o reajuste médio de 10,50% percebido pelos consumidores (4,9% em junho de 2022), com aplicação às tarifas a partir de 24.06.2023. O reajuste médio foi de 8,31% para os consumidores da alta tensão e de 11,73% para os da baixa tensão (9,32% e 2,68% em 2022).

31 Custos e Despesas Operacionais

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	30.06.2023	30.06.2022
Custos e despesas gerenciáveis				
Pessoal e administradores (31.2)	(26.612)	-	(26.612)	(18.270)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 22.3)	(4.281)	-	(4.281)	(3.227)
Material	(424)	-	(424)	(437)
Serviços de terceiros	(15.771)	-	(15.771)	(18.914)
Perdas de créditos, provisões e reversões (31.4)	-	11.018	11.018	(12.305)
Outras receitas (despesas) operacionais	(8.441)	6.163	(2.278)	(9.956)
	(55.529)	17.181	(38.348)	(63.109)
Outros custos e despesas				
Depreciação e amortização	(921)	(561)	(1.482)	(1.231)
	(56.450)	16.620	(39.830)	(64.340)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	1º.04.2023 a 30.06.2023	1º.04.2022 a 30.06.2022
Custos e despesas gerenciáveis				
Pessoal e administradores (31.2)	(11.390)	-	(11.390)	(7.894)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 22.3)	(2.338)	-	(2.338)	(1.468)
Material	(103)	-	(103)	(198)
Serviços de terceiros	(5.100)	-	(5.100)	(11.970)
Perdas de créditos, provisões e reversões (31.4)	-	14.138	14.138	10.623
Outras receitas (despesas) operacionais	(5.053)	4.948	(105)	(10.964)
	(23.984)	19.086	(4.898)	(21.871)
Outros custos e despesas				
Depreciação e amortização	(473)	(280)	(753)	(630)
	(24.457)	18.806	(5.651)	(22.501)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	30.06.2023	30.06.2022
Custos e despesas não gerenciáveis						
Energia elétrica comprada para revenda (31.1)	(3.698.567)	-	-	-	(3.698.567)	(3.857.907)
Encargos de uso da rede elétrica	(1.370.296)	-	-	-	(1.370.296)	(1.278.415)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(10.560)	-	-	-	(10.560)	(86.930)
Gás natural e insumos para operação de gás	(368.206)	-	-	-	(368.206)	(438.415)
	(5.447.629)	-	-	-	(5.447.629)	(5.661.667)
Custos e despesas gerenciáveis						
Pessoal e administradores (31.2)	(492.959)	(3.406)	(229.518)	-	(725.883)	(515.205)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 22.3)	(89.079)	(367)	(43.787)	-	(133.233)	(134.582)
Material	(36.418)	(26)	(5.294)	-	(41.738)	(45.184)
Serviços de terceiros (31.3)	(354.743)	(1.211)	(117.132)	-	(473.086)	(364.598)
Perdas de créditos, provisões e reversões (31.4)	(112.149)	(16.484)	-	(85.569)	(214.202)	(175.837)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (31.6)	(113.786)	(24.231)	(41.195)	(51.347)	(230.559)	(237.378)
	(1.199.134)	(45.725)	(436.926)	(136.916)	(1.818.701)	(1.472.784)
Outros custos e despesas						
Depreciação e amortização	(656.309)	(1)	(33.276)	(20.686)	(710.272)	(641.872)
Custo de construção (31.5)	(1.125.406)	-	-	-	(1.125.406)	(1.022.245)
	(1.781.715)	(1)	(33.276)	(20.686)	(1.835.678)	(1.664.117)
	(8.428.478)	(45.726)	(470.202)	(157.602)	(9.102.008)	(8.798.568)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	1º.04.2023 a 30.06.2023	1º.04.2022 a 30.06.2022
Custos e despesas não gerenciáveis						
Energia elétrica comprada para revenda (31.1)	(1.877.592)	-	-	-	(1.877.592)	(1.918.409)
Encargos de uso da rede elétrica	(682.725)	-	-	-	(682.725)	(503.440)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(3.810)	-	-	-	(3.810)	(1.499)
Gás natural e insumos para operação de gás	(186.424)	-	-	-	(186.424)	(251.003)
	(2.750.551)	-	-	-	(2.750.551)	(2.674.351)
Custos e despesas gerenciáveis						
Pessoal e administradores (31.2)	(200.860)	(1.598)	(98.255)	-	(300.713)	(232.880)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 22.3)	(44.998)	(184)	(22.053)	-	(67.235)	(66.497)
Material	(18.062)	(19)	(2.734)	-	(20.815)	(26.948)
Serviços de terceiros (31.3)	(183.571)	(617)	(51.341)	-	(235.529)	(196.668)
Perdas de créditos, provisões e reversões (31.4)	(149.075)	(30.325)	-	(45.525)	(224.925)	(59.889)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (31.6)	(55.951)	(12.201)	(23.069)	(36.458)	(127.679)	(144.263)
	(652.517)	(44.944)	(197.452)	(81.983)	(976.896)	(727.145)
Outros custos e despesas						
Depreciação e amortização	(326.383)	(1)	(16.671)	(14.567)	(357.622)	(321.494)
Custo de construção (31.5)	(596.425)	-	-	-	(596.425)	(545.528)
	(922.808)	(1)	(16.671)	(14.567)	(954.047)	(867.022)
	(4.325.876)	(44.945)	(214.123)	(96.550)	(4.681.494)	(4.268.518)

31.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado			1º.04.2023	1º.04.2022
	30.06.2023	30.06.2022	a 30.06.2023	a 30.06.2022
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	1.831.966	1.704.349	906.501	834.152
Itaipu Binacional	465.252	714.374	252.335	364.208
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	224.815	166.567	125.269	96.618
Contratos bilaterais	910.577	1.184.104	458.634	610.278
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	183.476	221.511	92.063	111.024
Micro e mini geradores	499.177	324.265	250.008	144.784
Valor justo na compra e venda de energia	-	17.393	-	(4.441)
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(416.696)	(474.656)	(207.218)	(238.214)
	3.698.567	3.857.907	1.877.592	1.918.409

31.2 Pessoal e administradores

	Controladora			
	30.06.2023	30.06.2022	1º.04.2023 a 30.06.2023	1º.04.2022 a 30.06.2022
Pessoal				
Remunerações (a)	14.020	10.777	5.095	5.021
Encargos sociais	4.021	3.577	1.939	1.868
Auxílio alimentação e educação	843	1.040	414	395
Programa de desligamentos voluntários	-	(2.087)	-	-
	18.884	13.307	7.448	7.284
Administradores				
Honorários	3.766	3.650	1.933	1.833
Encargos sociais	919	892	473	447
Outros gastos	55	45	30	20
	4.740	4.587	2.436	2.300
Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores	2.988	376	1.506	(1.690)
	26.612	18.270	11.390	7.894

(a) Em 2023 foi registrado o valor de R\$ 3.584 referente a indenização do segundo terço adicional de férias aprovado em Acordo Coletivo de Trabalho em 19.01.2023.

	Consolidado			
	30.06.2023	30.06.2022	1º.04.2023 a 30.06.2023	1º.04.2022 a 30.06.2022
Pessoal				
Remunerações (a)	434.000	306.070	156.301	155.968
Encargos sociais	115.968	110.023	56.714	55.461
Auxílio alimentação e educação	56.521	50.333	27.465	24.610
Programa de desligamentos voluntários	-	(8.526)	(2)	(646)
	606.489	457.900	240.478	235.393
Administradores				
Honorários	9.248	8.974	4.706	4.465
Encargos sociais	1.940	1.847	995	911
Outros gastos	135	128	63	60
	11.323	10.949	5.764	5.436
Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores	108.071	46.356	54.471	(7.949)
	725.883	515.205	300.713	232.880

(a) Em 2023 foi registrado o valor de R\$ 138.173 referente a indenização do segundo terço adicional de férias aprovado em Acordo Coletivo de Trabalho em 19.01.2023.

31.3 Serviços de terceiros

	Consolidado			
	30.06.2023	30.06.2022	1º.04.2023 a 30.06.2023	1º.04.2022 a 30.06.2022
Manutenção do sistema elétrico	199.693	151.506	108.679	87.219
Manutenção de instalações	63.819	44.791	31.178	24.605
Comunicação, processamento e transmissão de dados	54.155	47.115	25.003	22.997
Atendimento ao consumidor / call center	51.102	38.090	25.868	20.533
Consultoria e auditoria	32.069	24.317	15.353	15.275
Leitura e entrega de faturas	29.456	26.837	14.942	13.882
Outros serviços	42.792	31.942	14.506	12.157
	473.086	364.598	235.529	196.668

31.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora			
	30.06.2023	30.06.2022	1º.04.2023 a 30.06.2023	1º.04.2022 a 30.06.2022
Provisão para litígios (NE nº 28)	5.742	(5.613)	2.338	(13.799)
Provisão (reversão) para perdas em participações societárias	(16.760)	17.918	(16.476)	3.176
	(11.018)	12.305	(14.138)	(10.623)
	Consolidado			
	30.06.2023	30.06.2022	1º.04.2023 a 30.06.2023	1º.04.2022 a 30.06.2022
Provisão para litígios (NE nº 28)	86.245	86.879	45.954	22.712
Perdas (reversão de perdas) estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos				
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (NE nº 9.3)	(2.354)	8.066	(996)	8.066
Operações de gás	(353)	1.629	(353)	-
Imobilizado - segmento de geração (NE nº 16.4)	114.856	-	150.424	-
Perdas (reversão de perdas) de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	16.484	82.407	30.325	30.970
Perdas estimadas em créditos tributários	(676)	(3.144)	(429)	(1.859)
	214.202	175.837	224.925	59.889

31.5 Custo de construção

Consolidado			1º.04.2023	1º.04.2022
	30.06.2023	30.06.2022	a 30.06.2023	a 30.06.2022
Material	686.196	579.710	374.309	309.502
Serviços de terceiros	332.412	336.405	173.542	185.441
Pessoal	93.318	87.067	41.962	43.811
Outros	13.480	19.063	6.612	6.774
	1.125.406	1.022.245	596.425	545.528

31.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado			1º.04.2023	1º.04.2022
	30.06.2023	30.06.2022	a 30.06.2023	a 30.06.2022
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	63.457	55.810	24.958	34.990
Taxa de arrecadação	24.035	24.094	12.100	12.182
Perdas (ganho) na desativação e alienação de bens, líquidas	43.549	29.597	32.765	11.288
Arrendamentos e aluguéis	17.155	16.841	7.383	8.669
Seguros	22.631	20.659	13.302	10.922
Tributos	12.567	23.394	7.032	10.661
Valor justo de ativos de concessão de geração de energia elétrica	-	26.406	-	26.406
Taxa de fiscalização da Aneel	9.450	8.882	5.023	4.449
Indenizações	13.034	8.264	8.951	5.399
Doações, contribuições, subvenções, incentivos fiscais (a)	1.607	1.433	823	1.199
Comunicação corporativa				
Associação das Emissoras de Radiodifusão do Paraná - AERP	6.356	5.695	3.162	2.842
Publicidade	1.828	4.420	1.269	3.807
Patrocínio	1.105	1.115	608	590
Talento Olímpico Paranaense - TOP	1.895	900	1.895	778
Outras receitas, custos e despesas, líquidos	11.890	9.868	8.408	10.081
	230.559	237.378	127.679	144.263

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

32 Resultado Financeiro

	Controladora			
	30.06.2023	30.06.2022	1º.04.2023 a 30.06.2023	1º.04.2022 a 30.06.2022
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	4.682	24.957	968	12.793
Juros sobre impostos a compensar	7.321	2.267	3.753	1.212
Rendimentos e atualização monetária de depósitos judiciais	4.032	3.549	1.931	2.294
Outras receitas financeiras	18.523	7.992	12.355	4.612
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre receitas financeiras	(1.422)	(1.640)	(795)	(868)
	33.136	37.125	18.212	20.043
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	-	73.575	-	38.881
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	1.258	12.378	1.258	12.378
Juros sobre passivo de arrendamentos (NE nº 26.2)	253	192	145	112
Outras despesas financeiras	2.697	4.832	2.264	2.506
	4.208	90.977	3.667	53.877
Líquido	28.928	(53.852)	14.545	(33.834)

	Consolidado			
	30.06.2023	30.06.2022	1º.04.2023 a 30.06.2023	1º.04.2022 a 30.06.2022
Receitas financeiras				
Acréscimos moratórios sobre faturas	115.007	163.057	59.438	86.640
Renda de aplicações financeiras	208.728	213.645	111.124	125.701
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	45.905	75.760	20.710	43.631
Rendimentos e atualização monetária de depósitos judiciais	28.587	19.510	12.445	9.132
Juros sobre impostos a compensar	34.305	32.009	16.614	17.002
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 25.1)	56.176	3.195	48.801	1.909
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	13.114	39.333	9.776	9.826
Variação cambial sobre cauções de empréstimos	-	-	-	-
Outras receitas financeiras	72.000	5.789	45.697	(11.645)
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre receitas financeiras	(19.869)	(21.512)	(11.291)	(11.285)
	553.953	530.786	313.314	270.911
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	912.083	765.194	445.134	417.464
Variação monetário de litígios (a)	71.247	10.617	41.697	6.118
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 25.1)	67.783	120.070	32.958	48.595
Juros sobre parcelamento de tributos	20.879	17.013	10.318	9.264
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 24.1)	14.045	16.201	6.739	8.156
Juros sobre passivo de arrendamentos (NE nº 26.2)	12.254	9.075	6.537	5.210
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	2.929	7.296	1.324	3.505
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	1.712	14.534	899	9.934
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	1.258	12.378	1.258	12.378
Valor justo dos derivativos - contrato a termo	-	2.907	-	2.907
Outras despesas financeiras	26.361	36.157	9.909	14.809
	1.130.551	1.011.442	556.773	538.340
	(576.598)	(480.656)	(243.459)	(267.429)
(-) Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins (NE 12.2.1)	-	1.011.370	-	1.011.370
Líquido	(576.598)	(1.492.026)	(243.459)	(1.278.799)

(a) o valor se refere principalmente à variação monetária sobre a provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins (NE nº 12.2.1 - b)

33 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.

33.1 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 30.06.2023, 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 30.06.2023.

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 31.12.2022.

33.2 Segmentos reportáveis da Companhia

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;

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 e Serviços - tem como atribuição a prestação de serviços e participação em outras empresas.

33.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET	DIS	COM				
30.06.2023							
ATIVO TOTAL	26.680.637	21.734.011	2.216.298	1.072.730	2.954.301	(650.903)	54.007.074
ATIVO CIRCULANTE	3.906.754	5.966.435	971.268	286.404	1.932.471	(1.954.823)	11.108.509
ATIVO NÃO CIRCULANTE	22.773.883	15.767.576	1.245.030	786.326	1.021.830	1.303.920	42.898.565
Realizável a Longo Prazo	6.983.089	7.853.255	1.236.335	61.028	789.503	(216.815)	16.706.395
Investimentos	3.341.252	458	-	-	161.972	-	3.503.682
Imobilizado	10.909.032	-	549	-	43.118	-	10.952.699
Intangível	1.445.995	7.778.351	5.999	713.004	6.590	1.520.735	11.470.674
Direito de uso de ativos	94.515	135.512	2.147	12.294	20.647	-	265.115

ATIVO	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET	DIS	COM				
31.12.2022							
ATIVO TOTAL	24.917.856	20.538.815	1.808.971	1.083.713	2.244.405	(890.060)	49.703.700
ATIVO CIRCULANTE	3.237.725	4.937.240	990.867	282.714	1.311.618	(1.432.915)	9.327.249
ATIVO NÃO CIRCULANTE	21.680.131	15.601.575	818.104	800.999	932.787	542.855	40.376.451
Realizável a Longo Prazo	6.819.202	8.200.557	809.498	59.505	732.365	(178.982)	16.442.145
Investimentos	3.163.152	534	-	-	162.045	-	3.325.731
Imobilizado	10.054.763	-	541	-	14.164	-	10.069.468
Intangível	1.559.776	7.257.827	6.193	726.107	5.987	721.837	10.277.727
Direito de uso de ativos	83.238	142.657	1.872	15.387	18.226	-	261.380

33.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				GÁS	Holding e Serviços	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM				
	GER	TRA						
30.06.2023								
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE								
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.032.683	592.466	7.161.541	2.031.875	523.183	-	(1.451.355)	10.890.393
Receita operacional líquida com terceiros	795.989	409.039	7.143.816	2.018.937	522.612	-	-	10.890.393
Receita operacional líquida entre segmentos	1.236.694	183.427	17.725	12.938	571	-	(1.451.355)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.371.245)	(215.280)	(6.559.513)	(1.923.546)	(427.478)	(56.301)	1.451.355	(9.102.008)
Energia elétrica comprada para revenda	(80.677)	-	(2.960.886)	(1.906.014)	-	-	1.249.010	(3.698.567)
Encargos de uso da rede elétrica	(329.395)	-	(1.240.661)	-	-	-	199.760	(1.370.296)
Pessoal e administradores	(140.403)	(91.121)	(438.449)	(9.112)	(20.163)	(26.635)	-	(725.883)
Planos previdenciário e assistencial	(24.872)	(16.442)	(83.704)	(981)	(2.951)	(4.283)	-	(133.233)
Material	(6.250)	(2.856)	(31.713)	(33)	(462)	(424)	-	(41.738)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(11.078)	-	-	-	-	-	518	(10.560)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(368.206)	-	-	(368.206)
Serviços de terceiros	(122.048)	(23.513)	(304.256)	(2.140)	(6.156)	(16.620)	1.647	(473.086)
Depreciação e amortização	(425.991)	(7.758)	(253.179)	(1.130)	(19.635)	(2.579)	-	(710.272)
Provisão para litígios	(15.549)	(4.228)	(63.159)	(334)	(11)	(2.964)	-	(86.245)
Reversão de perdas estimadas p/ redução valor recuperável de ativos	(112.502)	-	-	-	353	-	-	(112.149)
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(891)	610	(14.138)	(915)	(474)	-	-	(15.808)
Custo de construção	-	(61.603)	(1.057.880)	-	(5.923)	-	-	(1.125.406)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(101.589)	(8.369)	(111.488)	(2.887)	(3.850)	(2.796)	420	(230.559)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	8.293	168.321	-	-	-	219	-	176.833
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	669.731	545.507	602.028	108.329	95.705	(56.082)	-	1.965.218
Receitas financeiras	195.730	34.736	254.313	18.037	13.605	50.868	(13.336)	553.953
Despesas financeiras	(408.020)	(203.736)	(460.108)	(152)	(18.532)	(53.339)	13.336	(1.130.551)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	457.441	376.507	396.233	126.214	90.778	(58.553)	-	1.388.620
Imposto de renda e contribuição social	(225.306)	(58.081)	(95.013)	(38.376)	(30.590)	1.942	-	(445.424)
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	232.135	318.426	301.220	87.838	60.188	(56.611)	-	943.196

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				GÁS	Holding e Serviços	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM				
	GER	TRA						
30.06.2022								
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE								
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.060.510	728.347	6.747.955	2.348.115	589.191	8.014	(1.635.817)	10.846.315
Receita operacional líquida com terceiros	692.303	551.426	6.729.840	2.278.568	586.164	8.014	-	10.846.315
Receita operacional líquida entre segmentos	1.368.207	176.921	18.115	69.547	3.027	-	(1.635.817)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.241.616)	(156.939)	(6.967.164)	(2.321.203)	(502.011)	(73.938)	1.653.740	(9.609.131)
Energia elétrica comprada para revenda	(120.109)	-	(2.867.080)	(2.308.526)	-	-	1.437.808	(3.857.907)
Encargos de uso da rede elétrica	(284.287)	-	(1.188.096)	-	-	-	193.968	(1.278.415)
Pessoal e administradores	(104.056)	(62.571)	(300.636)	(6.229)	(19.728)	(21.985)	-	(515.205)
Planos previdenciário e assistencial	(24.707)	(15.582)	(85.358)	(899)	(2.704)	(5.332)	-	(134.582)
Material	(6.527)	(2.509)	(34.587)	(23)	(1.051)	(487)	-	(45.184)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(89.760)	-	-	-	-	-	2.830	(86.930)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(438.415)	-	-	(438.415)
Serviços de terceiros	(84.071)	(16.714)	(238.379)	(1.685)	(6.691)	(20.584)	3.526	(364.598)
Depreciação e amortização	(392.435)	(6.353)	(219.561)	(164)	(21.125)	(2.234)	-	(641.872)
Provisão (reversão) para litígios	(8.751)	3.190	(86.482)	(35)	33	5.166	-	(86.879)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	(8.066)	-	-	-	(1.629)	-	-	(9.695)
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(535)	1.727	(78.666)	(1.290)	(504)	(17.918)	17.923	(79.263)
Custo de construção	-	(52.641)	(963.288)	-	(6.316)	-	-	(1.022.245)
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	-	-	(810.563)	-	-	-	-	(810.563)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(118.312)	(5.486)	(94.468)	(2.352)	(3.881)	(10.564)	(2.315)	(237.378)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	9.795	311.565	-	-	-	(154)	-	321.206
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO								
FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	828.689	882.973	(219.209)	26.912	87.180	(66.078)	17.923	1.558.390
Receitas financeiras	128.983	33.798	310.134	14.286	23.648	50.626	(30.689)	530.786
Despesas financeiras	(415.428)	(147.889)	(317.624)	(283)	(13.268)	(147.639)	30.689	(1.011.442)
Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	-	-	(1.011.370)	-	-	-	-	(1.011.370)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	542.244	768.882	(1.238.069)	40.915	97.560	(163.091)	17.923	66.364
Imposto de renda e contribuição social	(193.506)	(129.369)	458.334	(13.835)	(27.341)	(13.227)	-	81.056
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	348.738	639.513	(779.735)	27.080	70.219	(176.318)	17.923	147.420

33.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

30.06.2023	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Consolidado
	GET	DIS	COM			
Ativos de contrato	-	955.480	-	6.605	-	962.085
Imobilizado	(42.180)	-	43	-	29.741	(12.396)
Intangível	2.973	-	808	-	929	4.710
Direito de uso de ativos	234	19.967	-	-	-	20.201

34 Instrumentos Financeiros

34.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE nº	Nível	30.06.2023		31.12.2022	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	4.447.484	4.447.484	2.678.457	2.678.457
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	512.241	512.241	431.056	431.056
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	9.1	3	1.691.901	1.691.901	1.442.819	1.442.819
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (c)	9.3	3	70.996	70.996	68.642	68.642
Valor justo na compra e venda de energia (d)	11	3	1.582.397	1.582.397	1.081.758	1.081.758
Outros investimentos temporários (e)		1	16.278	16.278	15.372	15.372
Outros investimentos temporários (e)		2	14.338	14.338	10.247	10.247
			8.335.635	8.335.635	5.728.351	5.728.351
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)			221	221	157	157
Clientes (a)	7		3.433.083	3.433.083	3.451.869	3.451.869
Ativos financeiros setoriais (a)	8		77.334	77.334	381.398	381.398
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (g)	9.2		785.649	886.574	766.832	866.653
			4.296.287	4.397.212	4.600.256	4.700.077
Valor justo por meio do resultado abrangente						
Reduções Certificadas de Emissões - RECs (j)			8.288	8.288	10.295	10.295
			8.288	8.288	10.295	10.295
Total dos ativos financeiros			12.640.210	12.741.135	10.338.902	10.438.723
Passivos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Valor justo na compra e venda de energia (d)	27	3	1.211.165	1.211.165	738.703	738.703
			1.211.165	1.211.165	738.703	738.703
Custo amortizado						
Passivos financeiros setoriais (a)	8		997.744	997.744	483.255	483.255
Parcelamento ICMS (f)	12.2.4		45.067	40.457	48.320	43.419
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (f)	12.2		393.525	327.442	404.075	340.025
PIS e Cofins a restituir para consumidores (a)	12.2.1		625.937	625.937	1.995.158	1.995.158
Fornecedores (a)	19		2.218.258	2.218.258	2.215.470	2.215.470
Empréstimos e financiamentos (f)	20		5.501.588	5.184.478	4.694.957	4.171.789
Debêntures (h)	21		10.940.787	10.696.486	7.887.077	7.688.396
Contas a pagar vinculadas à concessão (i)	25		891.025	1.018.850	937.542	1.051.710
			21.613.931	21.109.652	18.665.854	17.989.222
Total dos passivos financeiros			22.825.096	22.320.817	19.404.557	18.727.925

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.
- Ativos financeiros com valores justos similares aos valores contábeis (NE nº 4.4 das demonstrações financeiras de 31.12.2022).
- Os ativos e passivos equivalem ao seu respectivo valor contábil (NE nº 4.15 das demonstrações financeiras de 31.12.2022).

- e) 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.
- f) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, CDI + *spread* de 2,19%, para desconto do fluxo de pagamentos esperado, exceto para os contratos junto ao Banco do Nordeste do Brasil - BNB que tem o valor justo similar ao valor contábil, tendo em vista as características contratuais para construção de infraestrutura específica.
- g) 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%).
- h) Calculado conforme cotação da última negociação no mercado secundário através do preço médio do Preço Unitário - PU em 30.06.2023, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima.
- i) Utilizada a taxa de desconto real e antes dos impostos, de 8,65% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.
- j) Ativos financeiros com valores justos similares aos valores contábeis (NE nº 4.2 das demonstrações financeiras de 31.12.2022).

34.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

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

34.2.1 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	30.06.2023	31.12.2022
Caixa e equivalentes de caixa (a)	4.447.484	2.678.457
Títulos e valores mobiliários (a)	512.241	431.056
Cauções e depósitos vinculados (a)	221	157
Clientes (b)	3.433.083	3.451.869
Ativos financeiros setoriais (c)	77.334	381.398
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	1.691.901	1.442.819
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (d)	785.649	766.832
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (e)	70.996	68.642
Outros investimentos temporários (f)	30.616	25.619
	11.049.525	9.246.849

- 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 de perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados aos clientes, relacionado a fatores internos e externos. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gestão de contas a receber, detectando clientes 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 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 e investimentos não recuperados por meio de tarifa.
- d)** 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.
- e)** 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 Valor Novo de Reposição - VNR, para fins de indenização. Em julho de 2021 foi publicada a Resolução Normativa nº 942/2021, posteriormente abarcada pela Resolução Normativa nº 1027/2022, na qual disciplinou-se a apuração destes valores por meio da apresentação de laudos de avaliação a serem elaborados por empresas credenciadas. Em agosto de 2022 a Copel protocolou na Aneel os laudos de avaliação relativos aos valores residuais, com data base julho de 2015, para as UHEs Governador Parigot de Souza - GPS e Mourão - MOU, os quais, desde janeiro de 2023, passam por fiscalização por parte da agência reguladora. A expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados.
- f)** 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.

34.2.2 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 2027, repetem-se os indicadores de 2026 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
30.06.2023							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 20	38.051	182.062	509.401	3.726.484	3.580.311	8.036.309
Debêntures	NE nº 21	906.885	452.413	1.532.944	8.389.665	3.868.549	15.150.456
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	9.690	19.381	82.792	482.048	2.040.583	2.634.494
Fornecedores	-	1.867.758	259.683	14.740	76.077	-	2.218.258
PIS e Cofins a restituir para consumidores	NE 12.2.1	-	-	-	724.359	-	724.359
Pert	Selic	5.020	10.153	47.402	289.602	129.328	481.505
Parcelamento ICMS	Selic	916	1.851	8.625	40.852	-	52.244
Passivos financeiros setoriais	Selic	81.830	166.181	787.948	30.952	-	1.066.911
Passivo de arrendamentos	NE nº 26	8.641	17.369	63.041	164.555	377.665	631.271
		2.918.791	1.109.093	3.046.893	13.924.594	9.996.436	30.995.807

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nºs 20.3 e 21.3, a Companhia e suas controladas têm empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) que podem exigir a antecipação do pagamento dessas obrigações.

34.2.3 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.

O efeito da variação cambial decorrente do contrato de compra de energia de Itaipu é repassado no próximo reajuste tarifário da Copel DIS. O risco cambial na compra de gás, pela Compagas, 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 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) / IFRS 7 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 a Companhia considera o saldo atualizado com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 4,97) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2023 do Relatório Focus do Bacen. 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	Cenários projetados		
		30.06.2023	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Passivos financeiros					
Fornecedores					
Itaipu	Alta do dólar	(180.183)	(5.638)	(52.093)	(98.549)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(76.718)	(2.401)	(22.180)	(41.960)
		(256.901)	(8.039)	(74.273)	(140.509)

b) Risco de taxa de juros e variações monetárias

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

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

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

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

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) / IFRS 7 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 a Companhia considera os saldos atualizados com a variação dos indicadores (CDI/Selic - 12,00%, IPCA - 4,90%, IGP-M - 2,92% e TJLP - 6,82%) previstos na mediana das expectativas de mercado para 2023 do Relatório Focus do Bacen, exceto a TJLP que considera 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		
		30.06.2023	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	512.241	29.864	22.553	15.143
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	221	13	10	7
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	77.334	4.509	3.405	2.286
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	2.477.550	59.974	45.114	30.166
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	70.996	-	-	-
		3.138.342	94.360	71.082	47.602
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(751.673)	(43.823)	(54.406)	(64.853)
Banco Itaú	Alta CDI	(1.043.151)	(60.816)	(75.504)	(90.001)
BNDES	Alta TJLP	(1.639.375)	(54.975)	(68.442)	(81.803)
BNDES	Alta IPCA	(396.529)	(9.599)	(11.963)	(14.314)
Banco do Nordeste	Alta IPCA	(1.599.156)	(38.711)	(48.246)	(57.727)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(55.078)	(1.847)	(2.299)	(2.748)
Outros	Sem Risco	(16.626)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(7.726.051)	(450.433)	(559.216)	(666.589)
Debêntures	Alta IPCA	(3.127.517)	(75.708)	(94.357)	(112.899)
Debêntures	Alta TJLP	(87.219)	(2.925)	(3.641)	(4.352)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(997.744)	(58.169)	(72.217)	(86.083)
Parcelamento ICMS	Alta Selic	(45.067)	(2.627)	(3.262)	(3.888)
Pert	Alta Selic	(393.525)	(22.943)	(28.484)	(33.953)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(826.705)	12.159	9.103	6.057
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(64.320)	(1.557)	(1.940)	(2.322)
		(18.769.736)	(811.974)	(1.014.874)	(1.215.475)

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

34.2.4 Risco quanto à escassez de energia

A maior parte da capacidade instalada no país atualmente é proveniente de geração hidrelétrica, 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.

Considerando a forte geração eólica no Nordeste, a geração de biomassa no Sudeste e o período chuvoso com energias naturais afluentes que elevaram os reservatórios para valores confortáveis durante os anos de 2022 e 2023, estima-se que o risco de falta de energia no restante de 2023 e 2024 estejam minimizados.

Os critérios de garantia de suprimento de energia estão atualmente estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE. Com fundamento, os órgãos responsáveis mantêm os indicadores de risco de déficit de energia dentro da margem de segurança em todos os subsistemas.

34.2.5 Risco quanto aos impactos do GSF (*Generation Scaling Factor*)

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 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.

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, bem como a recompra oportuna de energia intra-anual, abordagens atualmente adotadas pela Companhia.

Para os contratos no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, a Lei nº 13.203/2015 permitiu aos geradores contratarem seguro, mediante pagamento de um prêmio de risco. A Copel adotou esta abordagem para proteção dos contratos vinculados a energia produzida pelas UHEs Mauá, 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, das usinas cujas concessões foram renovadas de acordo com a Lei 12.783/2013 e das usinas que repactuaram o risco hidrológico no ACR, de acordo com a Lei 13.203/2015. 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.

Os riscos com o GSF estão bastante reduzidos devido à melhora do cenário hidrológico em 2022 e 2023, concomitantemente com o baixo crescimento da carga.

34.2.6 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, é disciplinada pela Lei nº 12.783/2013, alterada pela Lei nº 14.052/2020 no que diz respeito ao prazo para solicitação de prorrogação de concessões pelo regime de cotas de garantia física.

De acordo com a referida 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 2018 foi publicado o Decreto nº 9.271/2018, alterado pelos Decretos nº 10.135/2019, nº 10.893/2021 e nº 11.307/2022, 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 12 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.

Alguns empreendimentos de geração da Copel tiveram seu período de concessão estendido devido aos efeitos do GSF (*Generation Scaling Factor*), pois estabeleceu-se a compensação por meio de extensão do prazo de outorga das usinas contempladas pela Lei nº 13.203/2015, culminando na homologação do prazo de extensão da outorga destas usinas por meio das Resoluções Homologatórias nº 2.919/2021 e nº 2.932/2021.

Para a Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - UHE GBM (1.676 MW), que terá sua concessão vencida em 2024, 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 alienar o controle desta concessionária e, desta forma, possibilitar uma nova outorga pelo prazo de 30 anos, conforme prevê o Decreto nº 9.271/2018. No entanto, foi concluído o processo de transformação da Copel em “Corporação”, conforme descrito na NE nº 39.1, o que possibilitará a manutenção de 100% de participação da Companhia na UHE GBM e nas concessões das UHEs Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo) e Governador José Richa (Salto Caxias). Em 25.11.2022 a Copel manifestou junto ao poder concedente o interesse na obtenção de outorga por trinta anos para estas três usinas.

Com relação à UHE São Jorge, cuja concessão vence em 2026, 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. A usina passou por processo de modernização, tendo como benefícios diretos a melhora na eficiência energética e a redução das emissões de poluentes na atmosfera, em comparação a antiga planta. A usina foi liberada para operação comercial em 07.12.2022 por meio do Despacho nº 3.502/2022.

Conforme a Lei nº 14.052/2020, a Companhia poderá se manifestar sobre a intenção em prorrogar a concessão da UHE Apucarantina até janeiro de 2024 e das UHEs Guaricana e Chaminé até julho e agosto de 2025, respectivamente. Caso a Companhia não manifeste interesse pela prorrogação no atual regime, as concessões, ao seu termo, deverão ser devolvidas ao Poder Concedente.

Em relação ao segmento de transmissão, a única concessão da Copel GeT a vencer nos próximos dez anos, é do Contrato de Concessão nº 75/2001, referente à LT Bateias-Jaguariaíva 230 kV, que vencerá em 17.08.2031.

Adicionalmente, quanto à prorrogação dos contratos de concessão de transmissão, em 29.12.2022 foi publicado o Decreto nº 11.314 que determina que a prorrogação das concessões de transmissão poderá ser realizada somente quando a licitação for inviável ou resultar em prejuízo ao interesse público e será realizada sem a indenização antecipada dos bens vinculados à prestação do serviço, condicionada à aceitação por parte da concessionária em relação à receita e demais condições do termo aditivo a ser elaborado pela Aneel.

34.2.7 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 de qualidade que, se descumpridos, podem acarretar a extinção da concessão, respeitadas as disposições do contrato, particularmente o direito à ampla defesa e ao contraditório. A Aneel homologou a Resolução Normativa nº 896/2020, consolidada pela Resolução Normativa nº 948/2021, que estabelece os indicadores e procedimentos para acompanhamento da eficiência com relação à continuidade do fornecimento e à gestão econômico-financeira das concessões do serviço público de distribuição de energia elétrica a partir do ano de 2021.

Indicadores e penalidades

Ano	Indicador	Crítérios	Penalidades
A partir de 2021	Eficiência econômico-financeira	no ano base	Aporte de capital (a) Limitação de distribuição de dividendos e JCP Regime restritivo de contratos com partes relacionadas
		2 anos consecutivos	Caducidade da concessão
	Indicadores de qualidade	no ano base	Plano de resultados
		2 anos consecutivos ou 3 dos 5 anos civis anteriores	Limitação de distribuição de dividendos e JCP
		3 anos consecutivos	Caducidade da concessão

(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 para Copel Distribuição

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Realizado	Qualidade - limites		Qualidade - realizado	
			DEC	FEC	DEC	FEC
2022	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * Selic)	Atingido	9,19	6,80	7,98	5,29
2023	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * Selic)	-	8,69	6,39	-	-

Dívida Líquida: Dívida bruta deduzida dos ativos financeiros, à exceção de ativos e passivos Financeiros em discussão administrativa ou judicial. As contas que compõe a dívida bruta e ativos financeiros estão definidas no Anexo VIII da REN nº 948/2021.

QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Este valor será o definido na última Revisão Tarifária Periódica - RTP, atualizada pela variação da Parcela B Regulatória e calculada de forma pró rata.

LAJIDA/EBITDA Recorrente: Lucro Antes de Juros (Resultado Financeiro), Impostos (Tributos sobre a Renda), Depreciação e Amortização.

Indicadores de qualidade: Para os anos de 2022 a 2026, os limites anuais constam na Resolução Autorizativa nº 10.23/2021.

A apuração dos resultados ocorre ao final de cada ano civil, quando da divulgação anual dos resultados nas Demonstrações Contábeis Regulatórias - DCR.

34.2.8 Risco de não prorrogação da concessão de distribuição de gás

Em 26.12.2022, a Compagas firmou a renovação do contrato de concessão com o Poder Concedente, com vigência de 30 anos, com a vigência final em 06.07.2054, com cláusulas que preveem a extinção da concessão por caducidade pela inexecução total ou parcial do contrato. Extinta a concessão, por advento do termo contratual, os ativos vinculados à prestação de serviço de distribuição de gás serão revertidos ao Poder Concedente, o Estado do Paraná, e a Companhia será indenizada pelos bens vinculados à concessão ainda não amortizados, avaliados pelo seu valor contábil atualizado monetariamente até aquela data.

34.2.9 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, os quais 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, acrescidos dos montantes de sobrecontratação involuntária reconhecidos pelo regulador.

A Copel DIS estima finalizar o ano com um nível de contratação de 112,7%, mas considera que possui montantes de “sobrecontratação involuntária” suficientes para acomodar a contratação estimada para o ano. Desta forma, não há previsão de risco de penalização por sobrecontratação.

34.2.10 Risco quanto à escassez de gás

O mercado de gás natural no Paraná, composto pelos consumidores da Compagas (mercado não termelétrico) e pela Usina Termelétrica de Araucária (UEG Araucária), é suprido por contratos com a Petrobras que utiliza a infraestrutura de transporte do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol). A Compagas assinou contrato com a Petrobras para suprimento de gás natural, com vigência de 2022 a 2025, que possibilitará atender a demanda que estava descontratada para 2022, bem como parte da demanda estimada entre 2023 e 2025. Já a UEG Araucária negocia e celebra contratos de gás natural de curta duração em função do seu regime de operação *merchant*.

Na atual conjuntura do setor de gás natural no Brasil, o programa Novo Mercado de Gás, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, tem a finalidade de abertura do mercado de gás natural de forma a torná-lo dinâmico, competitivo, integrado com o setor elétrico e industrial. A oferta de gás natural é crescente e proveniente de fontes diversificadas e o grande desafio do setor ainda se concentra na viabilização do acesso de novos produtores e comercializadores à infraestrutura e ao mercado consumidor, atualmente atendido majoritariamente pela Petrobras. Por fim, a nova lei do gás, lei nº 14.134/2021, representa mais um passo importante na abertura do mercado de gás brasileiro, de forma a torná-lo mais competitivo e com maior potencial de expansão.

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 Compagas ou penalização por descumprimento das obrigações constantes no contrato de concessão. Além disso, neste cenário a UEG Araucária provavelmente seria mantida fora de operação. No entanto, a Companhia considera baixo este risco tendo em vista a conjuntura do Novo Mercado de Gás e a promulgação da Lei nº 14.134/2021.

34.2.11 Risco de não performance dos empreendimentos eólicos

Os contratos de compra e venda de energia por fonte eólica, comercializados por meio de leilões regulados, possuem cláusulas de performance de geração, as quais estabelecem um montante mínimo de entrega de energia, com periodicidade anual e/ou quadrienal. Os empreendimentos estão sujeitos a fatores climáticos associados às incertezas da velocidade de vento, o que pode implicar em produção de energia inferior ao montante mínimo de energia contratada. Tal descumprimento contratual pode comprometer receitas futuras da Companhia. O saldo registrado no passivo referente a não performance está demonstrado na NE nº 27.

34.2.12 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 pela volatilidade 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.

O quadro abaixo apresenta os valores nocionais dos contratos de comercialização de energia elétrica na data destas demonstrações financeiras intermediárias, os quais tem prazo médio de vencimento de 118 meses para contratos de compra e 22 meses para contratos de venda:

	Compra	Venda
2023	335.518	329.282
2024	721.856	836.626
2025	741.250	842.450
2026	707.143	764.367
2027	637.695	645.521
2028 a 2040	3.677.241	4.594.706
	6.820.703	8.012.952

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 divulgada pela Anbima em 30.06.2023, sem inflação, 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 apresentadas a seguir.

Consolidado	Ativo	Passivo	Saldo líquido
Circulante	362.937	(313.578)	49.359
Não circulante	1.219.460	(897.587)	321.873
	1.582.397	(1.211.165)	371.232

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 a Companhia considera os saldos atualizados com a curva de preços de mercado e taxa NTN-B em 30.06.2023. 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 30.06.2023	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) não realizados em operações de compra e venda de energia	Elevação	371.232	371.232	318.000	264.770
	Queda	371.232	371.232	424.460	477.690

34.2.13 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 comprador/vendedor. Na ocorrência de falha na entrega, a Companhia é obrigada a vender/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.

34.3 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 o 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.

34.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

Endividamento	Consolidado	
	30.06.2023	31.12.2022
Empréstimos e financiamentos	5.501.588	4.694.957
Debêntures	10.940.787	7.887.077
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(4.447.484)	(2.678.457)
(-) Títulos e valores mobiliários	(512.241)	(431.056)
Dívida líquida	11.482.650	9.472.521
Patrimônio líquido	22.010.932	21.131.225
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,52	0,45

35 Transações com Partes Relacionadas

35.1 Saldos com partes relacionadas

O quadro a seguir apresenta os saldos de Partes Relacionadas destacados em linhas específicas do balanço patrimonial:

	Controladora		Consolidado	
	30.06.2023	31.12.2022	30.06.2023	31.12.2022
Ativo circulante				
Controladas				
Compartilhamento de estrutura (35.1.1)	-	-	871	1.135
Copel DIS - mútuo (35.1.2)	-	-	-	-
Complexo Eólico Jandaíra - mútuo (35.1.3)	53.815	47.404	-	-
Passivo circulante				
Controladas				
Compartilhamento de estrutura (35.1.1)	1.636	1.838	-	-
Passivo não circulante				
Controladas				
Adiantamento - Elejor	5.851	5.851	-	-

35.1.1 Compartilhamento de estrutura

Saldos se referem, principalmente, aos contratos de compartilhamento de despesas de pessoal e administradores, celebrados entre a Copel e suas subsidiárias diretas e indiretas.

35.1.2 Contrato de Mútuo - Copel DIS

Em 27.02.2023, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel e a Copel DIS, com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de CDI + 1,40% a.a., a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa. O contrato tem vigência até 27.02.2025. Do valor global aprovado, de R\$ 400.000, foi transferido o montante de R\$ 233.000. A liquidação foi efetuada em 29.06.2023 e a receita financeira para o período findo em 30.06.2023 é de R\$ 9.659.

35.1.3 Contrato de Mútuo - Complexo Jandaíra

Em 17.05.2022, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel e as empresas do Complexo Eólico Jandaíra, com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de CDI + 1,38% ao ano, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa. Os contratos têm vigência até 17.05.2024. Do valor global aprovado, de R\$ 49.400, foi transferido o montante de R\$ 49.087. A liquidação foi efetuada em 31.07.2023 e a receita financeira para o período findo em 30.06.2023 é de R\$ 3.676.

35.1.4 Contrato de Mútuo - UEG Araucária

Em 04.07.2023, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel e a UEG Araucária, com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de CDI + 1,40% ao ano, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa. O contrato tem vigência até 04.07.2025. O valor global aprovado é de R\$ 35.000 e ainda não houve transferência de valores.

35.2 Outras transações com partes relacionadas

O quadro a seguir apresenta os saldos decorrentes das demais transações com partes relacionadas efetuadas pela Companhia:

Consolidado	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
	30.06.2023	31.12.2022	30.06.2023	31.12.2022	30.06.2023	30.06.2022	30.06.2023	30.06.2022
Parte Relacionada / Natureza da operação								
Controlador (até 11.08.2023)								
Estado do Paraná - dividendos	-	-	-	109.777	-	-	-	-
Programa Energia Solidária (a)	-	9.735	-	-	-	-	-	-
Programa Tarifa Rural Noturna (a)	-	8.353	-	-	-	-	-	-
Empregados cedidos (b)	434	305	-	-	-	-	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (c)	-	-	689	298	-	-	(4.560)	(3.867)
Entidades com influência significativa (d)								
BNDES e BNDESPAR - dividendos								
Financiamentos (NE nº 20)	-	-	2.026.171	2.097.606	-	-	(48.659)	(54.887)
Debêntures - eólicas (NE nº 21)	-	-	209.970	216.811	-	-	(6.210)	(8.895)
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (e)								
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	-	-	-	-	-	385	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso (f)								
Dividendos	1.032	1.032	-	-	58	53	-	-
Caiuá Transmissora de Energia (g) (h) (i)								
Dividendos	652	313	201	1.400	1.904	1.742	(10.710)	(5.996)
Integração Maranhense Transmissora (h) (i)								
Dividendos	-	-	50	120	-	-	(1.677)	(1.179)
Matrinchã Transmissora de Energia (h) (i)								
Dividendos	-	-	290	1.355	-	-	(8.926)	(7.176)
Guaraciaba Transmissora de Energia (h) (i)								
Dividendos	-	-	142	671	-	-	(4.473)	(3.042)
Paranaíba Transmissora de Energia (h) (i)								
Dividendos	49.966	50.137	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia (h) (i)								
Dividendos	-	-	160	869	-	-	(5.423)	(4.786)
Mata de Santa Genebra Transmissão (h) (i) (j)								
Dividendos	-	-	139	660	-	-	(4.386)	(3.817)
Solar Paraná - Dividendos								
Dividendos	-	-	288	1.401	7.050	9.582	(9.659)	(8.032)
Solar Paraná - Dividendos								
Dividendos	158	48	-	-	-	-	-	-
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (k)								
Dividendos	15	15	1.312	1.356	89	83	(8.042)	(7.916)
Foz do Chopim Energética Ltda. (l)								
Dividendos	-	852	-	-	-	-	-	-
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 31.2)	-	-	-	-	-	-	(11.323)	(10.949)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 22.3)	-	-	-	-	-	-	(683)	(652)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel								
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	122.214	102.410	-	-	(6.058)	(6.285)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 22.3)	-	-	1.091.947	1.070.037	-	-	-	-
Lactec (m)								
Dividendos	3	3	1.232	1.131	228	314	(2.355)	(1.960)
Tecpar (n)								
Dividendos	-	-	-	-	1.013	978	-	-
Celepar (n)								
Dividendos	-	-	-	-	554	-	-	(6)
Assembleia Legislativa do Paraná (n)								
Dividendos	-	-	-	-	163	158	-	-
Portos do Paraná (n)								
Dividendos	-	-	-	-	2.419	2.639	-	-

- a) O Programa Energia Solidária, instituído pela lei estadual nº 20.943/2021, substituindo o Programa Luz Fraterna, 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 preencham os requisitos estabelecidos nos artigos 2.º e 3.º dessa 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 da 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 Copel e o Estado do Paraná recorreram da decisão. Aguarda-se o julgamento pelo Tribunal de Justiça do Paraná, em grau de apelação. Em abril de 2023 a Copel ajuizou uma segunda ação, sob nº 0000873-24.2023.8.16.0179, para cobrança de residual no valor de R\$ 25.936. 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.

- 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)** 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.
- d)** O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, que possui ações da Copel (NE nº 29.1). Em 22.12.2018 encerrou a vigência do acordo de acionistas entre o Estado do Paraná e o BNDESPAR, assinado em 22.12.1998. 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.
- e)** Saneamento básico prestado pela Sanepar.
- f)** Contratos de conexão ao sistema de transmissão firmados pela Copel GeT, Costa Oeste, Marumbi e Uirapuru, com vencimentos entre os anos de 2031 e 2048.
- g)** Contrato de prestação de serviços de operação e manutenção prestados pela Copel GeT, com vencimento em 10.05.2026. 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.
- h)** Encargos de uso do sistema de transmissão devidos pela Copel GeT, FDA, UEG Araucária e parques eólicos.

- i)** A Copel DIS mantém Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - Cust com o ONS e com as concessionárias de transmissão de energia, o qual tem por objeto a contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão - Must. A contratação é de caráter permanente e é regulamentada pela Resolução Normativa Aneel nº 666/2015. Os montantes são definidos para os quatro anos subsequentes, com revisões anuais.
- j)** Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 31.01.2028, e compartilhamento de instalações, com vencimento em 1º.01.2043.
- k)** Contratos de conexão ao sistema de transmissão firmados pela Copel GeT, Costa Oeste, Marumbi e Uirapuru, com vencimentos entre os anos de 2031 e 2048. Contrato de compra e venda de energia realizado pela Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.
- l)** 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.
- m)** O Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec é uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público - Oscip, na qual a Copel é uma associada. O Lactec mantém contratos de prestação de serviços e de pesquisa e desenvolvimento com a Copel GeT, FDA, UEG Araucária e Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel. A Copel COM presta serviços e vende energia ao instituto.
- n)** Contrato de venda de energia firmado entre a Copel COM e: 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), Companhia de Tecnologia da Informação do Paraná - Celepar (sociedade de economia mista, integrante da administração indireta do Governo do Estado), Portos do Paraná (complexo portuário que funciona como empresa pública do Governo do Estado, subordinada à Secretaria de Estado de Infraestrutura e Logística) e Assembleia Legislativa do Estado do Paraná.

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 possui compromissos de compra de energia com a Dona Francisca, no montante de R\$ 40.019 (R\$ 47.935 em 31.12.2022), e a Copel COM possui compromissos de venda de energia firmados com órgãos e/ou entidades vinculadas ao Governo do Estado do Paraná, no total de R\$ 17.972 (R\$ 25.050 em 31.12.2022). Em 27.07.2023 foi firmado contrato de venda de energia elétrica da Copel COM para a Sanepar, no total de R\$ 200.807.

No que diz respeito à remuneração do pessoal chave da administração, a Companhia não possui obrigações adicionais além dos benefícios de curto prazo divulgados no quadro acima e nas notas explicativas referenciadas.

35.3 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 20 e 21.

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\$ 4.684 (R\$ 4.449 em 31.12.2022) e efetuados pela Copel COM (Copel Mercado Livre), no total de R\$ 602.520 (R\$ 329.725 em 31.12.2022).

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

Empresa	Operação	Vencimento final	Valor aprovado	Saldo (a)	% participação	Valor da fiança
(1) Caiuá Transmissora	Financiamento BNDES	15.02.2029	84.600	23.065	49,0	(b)
(2) Cantareira Transmissora	Debêntures	15.08.2032	100.000	89.843	49,0	(b)
(3)	Financiamento	15.09.2032	426.834	356.472		(b)
(4) Guaraciaba Transmissora	Financiamento BNDES	15.01.2031	440.000	279.427	49,0	(b)
(5)	Debêntures	15.12.2030	118.000	121.237		(b)
(6)	Financiamento BNDES	15.06.2029	691.440	286.476		(b)
(7) Matrinchá Transmissora	Debêntures (2ª)	15.06.2029	180.000	191.993	49,0	(b)
(8)	Debêntures (3ª)	15.12.2038	135.000	155.391		(c)
(9) IMTE Transmissora	Financiamento	12.02.2029	142.150	42.015	49,0	(b)
(10) Mata de Santa Genebra	Debêntures (2ª)	15.11.2030	210.000	1.720.535	50,1	861.988
(11)	Debêntures (3ª)	15.11.2041	1.500.000			
(12) Paranaíba Transmissora	Financiamento	15.10.2030	606.241	392.657	24,5	(b)
(13)	Debêntures	15.03.2028	120.000	86.668		(b)
						861.988

(a) Saldo da dívida bruta, descontado do caixa restrito que já está garantido pelas próprias empresas.

(b) Para estes contratos a fiança corporativa e/ou a carta fiança foram exoneradas permanecendo somente a garantia de penhor de ações da Copel GeT.

(c) As garantias a serem prestadas na 3ª emissão só serão apresentadas depois do vencimento das Debêntures da 2ª emissão e do Financiamento com o BNDES.

Fiança corporativa prestada pela Copel: (10) (11)

Garantias da operação: penhor das ações de propriedade da Copel GeT em todos os empreendimentos.

36 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	30.06.2023	31.12.2022
Contratos de compra e transporte de energia	117.524.041	108.768.267
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	1.558.606	1.187.336
Obrigações de compra de gás	2.719.642	3.875.135

37 Seguros

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

Consolidado	Término da vigência	Importância segurada
Apólice		
Riscos Operacionais - UHE Baixo Iguaçu	31.05.2024	2.406.243
Riscos Operacionais - Cutia e Bento Miguel	29.03.2024	2.209.803
Riscos Nomeados	24.08.2023	2.130.270
Riscos Operacionais - UHE Colíder	01.12.2023	1.892.320
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	21.01.2024	1.594.472
Riscos Operacionais - Ventos de Serra do Mel II e IV	28.11.2023	1.075.284
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2023	854.464
Riscos Operacionais - Elejor	07.09.2023	728.426
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	31.05.2024	705.959
Riscos Operacionais - Jandaíra	01.08.2024	556.937

(a) O valor da importância segurada de Riscos Operacionais - UEG Araucária foi convertido de dólar para real com a taxa do dia 30.06.2023, de R\$ 4,8192.

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. Adicionalmente, a Companhia possui contrato de indenidade, em complemento ao seguro D&O. 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.

38 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

38.1 Transações que não envolvem caixa

Do total de adições de ativos de contrato (apresentado nas NEs nº 10.1 e 10.2) e de aquisições de imobilizado (demonstrado na NE nº 16.2), R\$ 179.580 (R\$ 197.640 em 30.06.2022) e R\$ 6.462 (R\$ 51.580 em 30.06.2022), respectivamente, correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

Conforme a NE nº 26, as adições e ajustes por remuneração ocorridos no direito de uso de ativos totalizaram R\$ 42.354 (R\$ 82.338 em 30.06.2022), 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.

39 Eventos subsequentes

39.1 Oferta pública de ações

Em 10.07.2023, em continuidade ao processo de transformação da Copel em companhia de capital disperso e sem acionista controlador (“Corporação”) descrito na NE nº 1, a Assembleia Geral Extraordinária - AGE aprovou a proposta de reforma do estatuto da Copel. A deliberação da AGE estava condicionada à efetiva Transformação em Corporação, de modo que o referido estatuto produziu efeitos a partir da data de liquidação da oferta pública. As principais alterações estão descritas a seguir:

- Permissão para o Conselho de Administração aprovar o aumento do capital social, entre outras possibilidades, com a finalidade de colocação mediante venda em bolsa de valores ou subscrição pública de novas ações ordinárias;
- Criação e emissão de *Golden Share* (ação preferencial de classe especial de titularidade do Estado do Paraná), condicionada à liquidação da oferta e consequente transformação em Corporação, nos termos do art. 17, § 7.º, da Lei das S.A. e em conformidade com a Lei Estadual n.º 21.272/2022;
- Criação de limitação para que nenhum acionista ou grupo de acionistas venha a exercer votos correspondentes a mais de 10% do total de votos conferidos pelas ações com direito a voto em cada deliberação;
- Inclusão de dispositivo estatutário de proteção à dispersão acionária (*poison pill*), de forma que o acionista ou grupo de acionistas que, direta ou indiretamente, vier a se tornar titular de ações ordinárias que, em conjunto, ultrapassem 25% do capital votante da Copel deverá realizar uma oferta pública para a aquisição da totalidade das demais ações ordinárias, por valor, no mínimo, 100% superior à maior cotação das ações ordinárias nos últimos 504 pregões anteriores à aquisição, atualizada pela Selic, enquanto quem ultrapassar 50% deverá ofertar por valor, no mínimo, 200% superior sob os mesmos critérios; e
- Exclusão dos dispositivos previstos pela Lei das Estatais.

Em 26.07.2023 a Copel submeteu à Comissão de Valores Mobiliários o pedido de registro automático de oferta pública de distribuição primária e secundária de, inicialmente, 549.171.000 ações ordinárias de emissão da Companhia todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames.

Em 11.08.2023 foi efetuada a liquidação da oferta das ações, com o preço de R\$ 8,25 por ação, perfazendo o montante total de R\$ 4.530.661 distribuídos da seguinte forma:

- (i) distribuição primária de 229.886.000 ações emitidas pela Companhia, totalizando o valor de R\$ 1.896.560.
- (ii) distribuição secundária de 319.285.000 ações alienadas pelo Estado do Paraná, totalizando o valor de R\$ 2.634.101.

A oferta foi realizada no Brasil, em mercado de balcão não organizado, destinada ao público investidor em geral, nos termos da Resolução CVM 160, com esforços de colocação das ações no exterior.

Nos termos do artigo 51 da Resolução CVM 160, a oferta poderá ser acrescida de um lote suplementar equivalente a até 15% do total de ações inicialmente ofertado, ou seja, em até 82.375.650 ações, nas mesmas condições e pelo mesmo preço das ações inicialmente ofertadas. A data limite para liquidação das ações suplementares é 12.09.2023.

Com a liquidação da oferta de ações, o Capital Social da Copel aumentou de R\$ 10.800.000 para R\$ 12.680.085, considerando os custos de transação proporcionais a oferta primária, conforme demonstrado a seguir:

Capital social antes da oferta	10.800.000
Oferta de ações	1.896.560
Capital social após a oferta	12.696.560
(-) Custos transação	(16.475)
Capital social final	12.680.085

O quadro a seguir apresenta a composição por ações (sem valor nominal) atualizada:

Acionistas	Número de ações em unidades									
	Ordinárias		Preferenciais						Total	
			Classe "A"		Classe "B"		Golden Share			
	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%
Estado do Paraná	415.013.318	32,32	-	-	116.081.402	6,91	1	100,00	531.094.721	17,90
BNDESPAR	131.161.562	10,22	-	-	524.646.248	31,24	-	-	655.807.810	22,11
Outros	737.801.579	57,46	3.128.000	100,00	1.038.607.640	61,85	-	-	1.779.537.219	59,99
	1.283.976.459	100,00	3.128.000	100,00	1.679.335.290	100,00	1	100,00	2.966.439.750	100,00

A *Golden Share*, ação preferencial de classe especial, foi criada nos termos da Lei Estadual nº 21.272/2022. Enquanto o Estado do Paraná for titular de ações representativas de, pelo menos, 10% do total de ações emitidas pela Companhia, a *Golden Share* conferirá o poder de veto em deliberações da Assembleia Geral que autorizem os administradores a aprovar e executar o Plano Anual de Investimentos da Copel DIS, que visem à modificação da denominação e sede da Companhia, e que alterem as cláusulas do estatuto relacionadas a limitação para que nenhum acionista ou grupo de acionistas venha a exercer votos correspondentes a mais de 10% do total e à celebração de acordos de acionistas para o exercício de direito de voto.

Com a efetiva transformação da Copel em “Corporação”, a Companhia poderá efetuar a renovação integral das Concessões das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - GBM (“Foz do Areia”), Governador Ney Braga - GNB (“Segredo”) e Governador José Richa - GJR (“Salto Caxias”) por 30 anos, com o pagamento de bônus de outorga estipulado em R\$ 3.719.428, representado pelo valor da outorga de R\$ 7.426.650 descontado pelo valor da indenização das concessões existentes no montante de R\$ 3.707.222. Esse processo de renovação dos contratos está previsto para finalizar até dezembro de 2023.

Além disso, a partir transformação em “Corporação” a Copel fica desobrigada do cumprimento das obrigações previstas na Lei 13.303/16 e demais obrigações aplicáveis às sociedades de economia mista.

Em decorrência da oferta foram efetuadas as negociações junto a instituições financeiras e realizadas Assembleias Gerais de Debenturistas e Notistas para deliberar sobre o consentimento para a realização da operação, conforme divulgado nas NEs nº 20.3 e 21.3.

Em janeiro de 2023 foi firmado o Acordo Coletivo de Trabalho (ACT) com a previsão da instituição de um Programa de Demissão Voluntária (PDV) condicionado a efetiva transformação da Copel em “Corporação”. A Companhia irá registrar o passivo e a despesa quando o programa for oficialmente implantado e quando possuir a melhor estimativa do valor do compromisso assumido junto aos empregados.

39.2 Emissão de debêntures - Compagas

Em 07.07.2023, a Compagas efetuou a 4ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real, em série única, para distribuição pública, sob rito de registro automático de distribuição, nos termos da Resolução CVM nº 160/2022. Foram emitidas 295.000 debêntures com valor nominal unitário de R\$ 1, totalizando o montante de R\$ 295.000, com vencimento em 07.07.2027. As debêntures serão remuneradas com juros correspondentes à 100,00% da variação acumulada da taxa média diária dos Depósitos Interfinanceiros, acrescida exponencialmente de *spread* de 2,24% a.a. Os recursos oriundos da captação por meio desta Emissão serão destinados à reforço de caixa para o curso ordinário da emissora devido ao pagamento da outorga ao Estado do Paraná referente à prorrogação antecipada do prazo da concessão para a exploração dos serviços locais de gás canalizado e demais serviços correlatos e afins, como a construção, operação e manutenção do sistema de distribuição, para a utilização por todos os segmentos do mercado, com exclusividade em todo o território do Estado do Paraná.

Curitiba, 14 de agosto de 2023

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 Loiácono Neto
Diretor de Governança, Risco e
Compliance

Ronaldo Bosco Soares
Contador - CRC PR-043819/O-0

COMENTÁRIO DO DESEMPENHO

em 30 de junho de 2023

em milhares de reais

1 Novos projetos

1.1 Segmento de geração

Em 30.01.2023, foi concluída a aquisição dos Complexos Eólicos Santa Rosa & Mundo Novo (SRMN) e Aventura, com 260,4 MW de capacidade instalada, da EDP Renováveis Brasil S/A, pelo valor de R\$ 1.005 milhões. O empreendimento possui financiamentos de longo prazo (vencimentos até 2043) contratados junto ao Banco do Nordeste (BNB), com taxas de IPCA + 2,19% a.a. (Complexo Aventura) e IPCA + 1,98% a.a. (Complexo Santa Rosa & Mundo Novo).

Complexos Eólicos	Capacidade Instalada (1) (MW)	Garantia Física (MW med)	Operação Comercial	Energia Comercializada - ACR					Fim da Autorização
				Leilão	Montante (Mwmed)	Preço (2) (R\$/Mwh)	Início Suprimento	Fim Suprimento	
Aventura II Aventura III Aventura IV Aventura V	105,0	65,0	desde jul/21	A-6/2017	53,6	131,98	jan/23	dez/42	2053
SRMN I SRMN II SRMN III SRMN IV SRMN V	155,4	92,8	desde dez/21 ³ e fev/22 ⁴	A-6/2017	67,1	134,70	jan/23	dez/42	2052 ³ 2053 ⁴
Total	260,4	157,8			120,7	133,49			

¹ Total de 62 turbinas eólicas Vestas, modelo V150

² Data-base Jun/23

³ SRMN IV e V

⁴ SRMN I, SRMN II e SRMN III

1.2 Segmento de distribuição

Programa Transformação - amplo plano de investimento com o objetivo de modernizar, automatizar e renovar a rede de distribuição e rede de comunicação privada com tecnologias padronizadas para atendimento aos equipamentos de automação. Entre os benefícios esperados estão o reforço das redes rurais para reduzir desligamentos e garantir o suporte ao crescimento do agronegócio no Estado do Paraná, redução dos custos com serviços de O&M e comerciais e aprimoramento no controle dos indicadores de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC. O programa é composto por 3 projetos pilares para o atingimento dos objetivos:

- **Paraná Trifásico**: representa a melhoria e renovação das redes de distribuição rurais na área de concessão da Companhia, com implantação de rede trifásica e criação de redundância nos principais ramais rurais..

- **Rede Elétrica Inteligente:** visa implantar uma rede de comunicação privada com tecnologia padronizada para atendimento de todos os equipamentos de automação da rede de distribuição e infraestrutura avançada de medição. Até o final de junho de 2023 já estavam instalados 511 mil medidores inteligentes.
- **Confiabilidade Total:** visa assegurar a modernidade nas operações da rede de energia a partir das seguintes premissas: manter a comunicação plena entre as equipes e a disponibilidade de equipamentos na rede, implementar automação nos equipamentos especiais, manter a totalidade de município da concessão com subestação ou chave especial e ampliar os circuitos de rede e equipamento *Self Healing*. Até o final de junho de 2023, o projeto concluiu 80,5% do cronograma previsto.

O Programa Transformação abrange a construção de, aproximadamente, 25 mil km de novas redes, 15 mil novos pontos automatizados e a implementação da tecnologia de redes inteligentes no estado do Paraná.

Redes Compactas e Protegidas - implantação de redes compactas predominantemente em áreas urbanas com elevado grau de arborização nas proximidades das redes de distribuição e redes protegidas exclusivamente em áreas rurais. As redes compactas evitam cortes e podas de árvores e melhoram a qualidade do fornecimento, pois reduzem o número de desligamentos. As redes protegidas também melhoram a qualidade e a confiabilidade do sistema pois evitam interrupções por contato com a vegetação ou outros objetos e intempéries. Ao final de junho de 2023, a extensão das redes compactas e protegidas instaladas era de 24.676 km (20.207 km em junho de 2022), um acréscimo de 4.469 km, ou 22,12%, em doze meses.

Rede Secundária Isolada - investimento em redes secundárias isoladas em baixa tensão (127/220V), que apresentam vantagens significativas em relação à rede aérea convencional, tais como: melhorar os indicadores DEC e 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 junho de 2023, a extensão das redes de distribuição secundárias isoladas instaladas era de 22.391 km (21.349 km em junho de 2022), um acréscimo de 1.042 km, ou 4,88%, em doze meses.

2 Mercado de Energia

Comportamento do mercado - A geração de energia da Copel Geração e Transmissão S.A. e seus parques eólicos no 1S23 foi de 10.761 GWh (9.522 GWh no 1S22). O aumento deve-se, para as usinas hidrelétricas, à melhoria das condições meteorológicas da Região Sul e, para as usinas eólicas, à entrada em operação comercial de Jandaíra e à aquisição dos Complexos eólicos Aventura e SRMN.

Fluxo de energia do grupo Copel

Fluxo de energia (GWh)		Janeiro a Junho de 2023	
Geração própria			
10.761	39,1%		
Energia comprada			
16.772	60,9%		
CCEAR	6.557		
Itaipu	2.361		
Dona Francisca	66		
CCEE (MCP)	296		
Angra	432		
CCGF	2.308		
MRE	14		
Elejor	20		
Proinfa	204		
Outros ¹	4.514		
Disponibilidade			
27.533			
Mercado Cativo	10.080	36,6%	
Concessionárias²	46	0,2%	
Suprimento concessionária CCEE³	85	0,3%	
Cessões MCSD EN⁴	97	0,4%	
CCEE (MVE)	-	0,0%	
Consumidores livres	5.848	21,2%	
Energia suprida	11.212	40,7%	
Contratos bilaterais	5.301		
CCEAR	2.497		
CER	454		
CCEE(MCP)	1.903		
MRE	1.057		
Perdas e diferenças⁵	165	0,6%	

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.

⁵Inclui perdas da rede básica, perdas na distribuição, diferenças na alocação de Itaipu no CG, efeitos de MMGD e diferenças dos parques eólicos. Não considera a energia produzida pela UTE Araucária vendida no mercado de curto prazo (MCP) ou através de contratos bilaterais.

Venda de energia do grupo Copel

Classe	Em GWh		
	Jan a Jun 2023	Jan a Jun 2022	Varição
Copel Distribuição			
Mercado cativo¹	10.081	10.033	0,5%
Residencial	4.369	4.209	3,8%
Industrial	973	1.052	-7,5%
Comercial	2.276	2.250	1,2%
Rural	1.224	1.302	-6,0%
Outras	1.239	1.220	1,6%
Concessionárias e permissionária	46	47	-2,1%
CCEE (Cessões MCSD EN)	96	105	-8,6%
CCEE (MVE)	-	348	-
CCEE (MCP)	1.228	1.057	16,2%
Total da Copel Distribuição	11.451	11.590	-1,2%
Copel Geração e Transmissão (com FDA)			
CCEAR (Copel Distribuição)	62	61	1,6%
CCEAR (outras concessionárias)	1.448	1.102	31,4%
Contratos bilaterais (Copel Comercialização)	6.430	7.113	-9,6%
Contratos bilaterais ²	192	186	3,2%
CCEE (MCP) ³	382	290	31,7%
Total da Copel Geração e Transmissão	8.514	8.752	-2,7%
Parques Eólicos			
CCEAR (Copel DIS)	51	16	218,8%
CCEAR (outras concessionárias)	1.049	639	64,2%
CER	454	454	-
Contratos bilaterais (Copel Comercialização)	270	143	88,8%
Contratos bilaterais ²	262	195	34,4%
CCEE (MCP) ³	49	33	48,5%
Total dos Parques Eólicos	2.135	1.480	44,3%
Copel Comercialização			
Consumidores Livres	5.848	5.762	1,5%
Contratos Bilaterais (empresas do grupo)	68	274	-
Contratos bilaterais ²	5.039	6.044	-16,6%
CCEE (MCP) ³	243	76	219,7%
Total Copel Comercialização	11.198	12.156	-7,9%
Total	33.298	33.978	-2,0%

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 da CCEE.

¹ Para o mercado faturado, desconta-se a Energia Compensada proveniente de Mini e Microgeração Distribuída (MMGD).

² Inclui Contratos de Venda de Curto Prazo.

³ Não considera montantes negativos.

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):

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, teve um aumento de 1,5% no 1S23. O mercado fio faturado, que considera a energia compensada de Mini e Micro Geração Distribuída - MMGD, reduziu 0,6% no período, considerando o Custo de Disponibilidade.

O volume de energia compensada, que é o excedente de geração de MMGD compensado no faturamento, cresceu 64,0% no período. O número de consumidores com adesão à MMGD atingiu 277.977 em junho de 2023, montante 74,4% superior a junho de 2022. O resultado do 1S23 é decorrente do consumo de energia elétrica das classes:

- i. Residencial, com aumento de 3,8%, devido, principalmente, ao aumento no número de unidades consumidoras;
- ii. Comercial, com aumento de 3,9%, em função, principalmente, do aumento de consumo do Comércio Varejista e Comércio por Atacado;
- iii. Rural, com redução de 4,5%, devido, principalmente, à redução do consumo com Agricultura, Pecuária e Serviços Relacionados;
- iv. Industrial, com aumento de 0,1%; e
- v. Outros, com aumento de 1,6%

Mercado cativo da Copel Distribuição: aumento de 0,5% no consumo de energia elétrica no 1S23. O mercado cativo faturado, que considera a energia compensada de MMGD, apresentou redução de 3,0% no período.

Número de consumidores: o número de consumidores finais (consumidores cativos da Copel Distribuição e consumidores livres atendidos pela Copel Geração e Transmissão, Copel Comercialização e por outros fornecedores dentro da área de concessão da Copel Distribuição) faturados em junho de 2023 foi de 5.047.313, representando um crescimento de 1,5% em relação ao mesmo período do ano anterior.

Classe	Jun 2023	Jun 2022	Varição
Residencial	4.161.476	4.085.179	1,9%
Industrial	68.260	69.535	-1,8%
Comercial	433.450	425.101	2,0%
Rural	326.833	336.360	-2,8%
Outras	54.460	53.016	2,7%
Total cativo	5.044.479	4.969.191	1,5%
Suprimento Fio (a)	7	7	-
Consumidores livres (b)	2.827	2.453	15,2%
Total geral	5.047.313	4.971.651	1,5%

(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	Jun 2023	Jun 2022
Copel e subsidiárias integrais		
Copel Holding	81	87
Copel Geração e Transmissão	1.485	1.512
Copel Distribuição	4.234	4.304
Copel Comercialização	42	47
	5.842	5.950
Controladas		
Compagás	130	132
Elejor	7	7
UEG Araucária	14	15
	151	154

4 Relações com o Mercado

Em 2023 na [B]3, as ações ON (CPLE3) estiveram presentes em 100% dos pregões, fechando o período cotadas a R\$8,23, com variação positiva de 19,8%; as ações PNB (CPLE6) estiveram presentes em 100% dos pregões, fechando o período cotadas a R\$8,29, com variação positiva de 4,8%. No mesmo período o IBOVESPA teve variação positiva de 7,6%. As UNITs (CPLE11) estiveram presentes em 100% dos pregões fechando o período cotadas a R\$41,83, com variação positiva de 8,68%.

Na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE), as UNITs (ELP) estiveram presentes em 99% dos pregões fechando o período cotadas a US\$8,61, com variação positiva de 19,09%. O índice DOW JONES teve variação negativa de 8,6% no período.

No LATIBEX (Mercado de Valores Latino - Americano em Euros), vinculado à Bolsa de Valores de Madri, as ações PNB, negociadas sob o código XCOP, estiveram presentes em 45% dos pregões, fechando o período cotadas a €1,50, com variação positiva de 10,3%. No mesmo período o índice LATIBEX teve variação positiva de 2,38%. As UNITs, sob o código XCOPU, estiveram presentes em 2% dos pregões, fechando o período cotadas a €7,5, com variação positiva de 25,0%.

A tabela a seguir sintetiza o comportamento das ações da Copel até o final de junho de 2023:

Negociação das ações (Jan a Jun 2023)	ON		PNB		UNIT	
	Total	Média diária	Total	Média diária	Total	Média diária
B3						
Negócios	337.444	2.721	1.944.557	15.682	210.552	1.698
Quantidade	172.959.900	1.394.838	1.754.096.700	14.145.941	32.543.400	262.447
Volume (R\$ mil)	1.157.840	9.337	13.176.448	106.262	1.188.398	9.584
Presença nos pregões	124	100%	124	100%	124	100%
Nyse						
Quantidade	-	-	-	-	40.642.847	330.430
Volume (US\$ mil)	-	-	-	-	599.809	4.876
Presença nos pregões	-	-	-	-	123	99%
Latibex						
Quantidade	-	-	117.497	2.098	1.980	660
Volume (€ mil)	-	-	162	3	14	5
Presença nos pregões	-	-	56	45%	3	2%

5 Tarifas

Tarifas de fornecimento de energia

Tarifas médias de fornecimento (a) - R\$/MWh	Jun 2023	Jun 2022	Varição
Industrial	504,17	531,90	-5,2%
Residencial	528,18	529,08	-0,2%
Comercial	594,03	628,52	-5,5%
Rural	544,95	587,27	-7,2%
Outros	409,25	397,13	3,1%
Tarifa Média de Fornecimento e Disponibilidade (R\$/MWh)	579,01	586,14	-1,2%
Tarifa Média de Demanda (R\$/KW)	29,62	29,02	2,1%

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

Tarifas de compra de energia

Tarifas de Compra de Energia* - R\$/MWh	Jun 2023	Jun 2022	Varição
Itaipu (a)	241,96	308,59	-21,6%
Leilão 2010 - H30	292,64	266,63	9,8%
Leilão 2010 - T15 (b)	193,39	178,14	8,6%
Leilão 2011 - H30	301,71	274,90	9,8%
Leilão 2011 - T15 (b)	247,77	225,77	9,7%
Leilão 2012 - T15 (b)	177,61	166,82	6,5%
Leilão 2016 - T20 (b)	221,18	207,59	6,5%
Angra	339,88	346,59	-1,9%
Contrato de cotas de garantia física - CCGF (c)	135,00	124,89	8,1%
Santo Antonio	187,24	170,60	9,8%
Jirau	164,75	150,11	9,8%
Demais leilões (d)	209,83	209,88	0,0%
Média	205,32	209,23	-1,9%

(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 - R\$/MWh	Jun 2023	Jun 2022	Varição
Leilão - CCEAR 2011-2040 (UHE Mauá)	283,09	263,40	7,5%
Leilão - CCEAR 2013-2042 (Cavernoso II)	305,81	285,16	7,2%
Leilão - CCEAR 2015 - 2044 (Colíder)	216,84	203,72	6,4%
Leilão - CCEAR 2018 - 2048 (Baixo Iguaçu)	224,93	210,48	6,9%
Leilão - CCEAR 2009 - 2016 (Salto Caxias) -Repactuação GSF	247,01	-	-
Concessionárias dentro do Estado do Paraná	265,11	241,56	9,7%

(a) Com PIS/COFINS. Líquida de ICMS.

6 Resultado Econômico-Financeiro

Receitas (NE nº 30)

A Receita operacional líquida acumulada até junho de 2023, de R\$ 10.890.393, foi 0,4% superior aos R\$ 10.846.315 registrados no mesmo período de 2022.

Essa variação decorreu, principalmente, dos seguintes fatos:

- redução de 6,7% na Receita de fornecimento de energia elétrica, em virtude principalmente do Reajuste Tarifário Periódico - RTP 2022, que reduziu a tarifa de energia em 9,58% (11,32% em 2021), da redução do consumo de energia (carga), tendo em vista que o mercado fio da Copel Distribuição está sendo afetado pela Mini e Microgeração Distribuída - MMDG;
- redução de 10,0% na Receita de suprimento de energia elétrica, devido, principalmente, o menor volume de energia vendida em contratos bilaterais pela Copel Mercado Livre, a ausência de despacho

da UTE Araucária no 1S23, ante 238 GWh despachados no 1S22, e a menor margem da Elejor com venda de energia no comparativo entre períodos;

- c) aumento de 20,5% na Receita de disponibilidade da rede elétrica, devido principalmente ao reajuste de 16,55% na tarifa de uso em 2022, parcialmente compensado pela redução de 3,0% do mercado fio faturado da Copel Distribuição e pela redução dos índices de inflação que corrigem os ativos de contrato de transmissão;
- d) aumento de 9,8% na receita de construção decorrente, principalmente, dos investimentos no segmento de distribuição de energia;
- e) redução de 8,0% nas receitas de Distribuição de gás canalizado devido à diminuição do volume vendido principalmente nos segmentos Industrial e Veicular;
- f) redução de 10,6% no resultado de ativos e passivos financeiros setoriais, devido a menor constituição de ativo de parcela A;
- g) aumento de 39,4% em outras receitas operacionais principalmente pelo acréscimo de receita de arrendamentos e aluguéis de equipamentos e infraestruturas e da marcação a mercado dos contratos da Copel Comercialização.

Custos e Despesas Operacionais (NE nº 31)

O total de custos e despesas operacionais, de R\$ 9.102.008 até junho de 2023, 3,4% superior aos R\$ 8.798.568 (sem considerar a provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins) registrados no mesmo período de 2022. Os principais destaques foram:

- a) redução de 4,1% em Energia elétrica comprada para revenda decorrente principalmente da redução das compras de energia devido a melhora no cenário hidrológico e menor variação do dólar sobre as compras de Itaipu, compensado pelo aumento da compra de energia de micro e mini geradores.
- b) aumento de 7,2% em Encargos de uso da rede elétrica principalmente pelo reajuste dos contratos de uso da rede e pelo maior valor de Encargo de Energia de Reserva – EER, compensado pela diminuição de Encargos de Serviços do Sistema – ESS em razão da redução do despacho térmico;
- c) aumento de 40,9% na remuneração de Pessoal e administradores em virtude, principalmente, da indenização do segundo terço adicional de férias aprovado em Acordo Coletivo de Trabalho;
- d) aumento de 29,8% em serviços de terceiros, principalmente pela elevação dos custos com manutenção do sistema elétrico e instalações, reflexo parcial de novos ativos, e aumento de gastos com atendimento ao consumidor/call center e consultoria para o processo de aquisição dos complexos eólicos Aventura e Santa Rosa & Mundo Novo;
- e) redução de 87,9% em matéria prima e insumos para produção de energia devido a UTE Araucária não ter sido despachada, em decorrência do bom cenário hidrológico;

- f) redução de 16,0% em gás natural e insumos para operação de gás decorrente da queda do volume vendido em alguns segmentos e da variação dos preços do gás;
- g) aumento de 10,7% de depreciação e amortização em virtude, principalmente, da entrada em operação do Complexo Eólico Jandaíra, da UTE Figueira, da aquisição dos Complexos Eólicos Aventura e Santa Rosa & Mundo Novo e do aumento nos investimentos da Copel Distribuição;
- h) aumento de 21,8% em Perdas de crédito, provisões e reversões decorrente principalmente do complemento de *impairment* da UEG Araucária compensado parcialmente pela diminuição das perdas de crédito esperadas em função do aumento de recuperação de faturas e dos cortes pela Copel Distribuição;
- i) aumento de 10,1% nos custos de construção decorrente, principalmente, dos investimentos no segmento de distribuição de energia.

Resultado da Equivalência Patrimonial

O Resultado da Equivalência Patrimonial até junho de 2023 foi 44,9% inferior ao valor registrado no mesmo período de 2022, decorrente da equivalência patrimonial nas controladas em conjunto de transmissão de energia elétrica, em função da redução dos índices de inflação que corrigem os ativos de contrato de transmissão, bem como pelos efeitos das revisões tarifárias de Caiuá, Integração Maranhense, Matrinchã e Guaraciaba ocorridas em 2022.

Resultado Financeiro (NE nº 32)

A variação de 20,0% no resultado financeiro de junho de 2023 comparado com o mesmo período de 2022, sem o efeito da atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins ocorrida em 2022, se deve principalmente à maior despesa de variação monetária e encargos da dívida.

Lucro Líquido

O lucro líquido do período foi de R\$ 943.196, superior em 539,8% ao apurado no mesmo período do ano anterior, de R\$ 147.420, devido principalmente ao impacto da provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins, registrado em 2022, e ao melhor resultado de 2023 decorrente da menor compra de energia, melhora da Parcela B da Copel Distribuição, performance dos parques eólicos e entrada em operação de novos ativos (complexos eólicos Jandaíra, Aventura e SRMN), compensado parcialmente pelos menores índices de inflação sobre os ativos de transmissão, ausência de despacho da UTE Araucária, menor preço de venda de energia na Elejor, aumento da despesa financeira, maior depreciação pelos novos ativos.

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 da Resolução CVM nº 156/2022. 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				
	30.06.2023	30.06.2022	Variação	31.12.2022
Cálculo do Lajida/Ebitda - operações em continuidade				
Lucro líquido do período	943.196	147.420	539,80%	1.149.321
IRPJ e CSLL diferidos	83.492	(469.327)	-117,79%	(628.389)
Provisão para IRPJ e CSLL	361.932	388.271	-6,78%	429.267
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	576.598	1.492.026	-61,35%	1.966.037
Lajir/Ebit	1.965.218	1.558.390	26,11%	2.916.236
Depreciação e Amortização	710.272	641.872	10,66%	1.300.982
Lajida/Ebitda	2.675.490	2.200.262	21,60%	4.217.218
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	2.639.400	2.128.913	23,98%	4.091.473
Atribuído aos acionistas não controladores	36.090	71.349	-49,42%	125.745
Cálculo da Margem do Ebitda				
Ebitda	2.675.490	2.200.262	21,60%	4.217.218
Receita Operacional Líquida - ROL	10.890.393	10.846.315	0,41%	21.927.721
Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)	24,6%	20,3%	21,2%	19,2%

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
Secretário Executivo	MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO
Membros	CARLOS BIEDERMANN FERNANDO TADEU PEREZ LUCIA MARIA MARTINS CASASANTA MARCELO SOUZA MONTEIRO JACILDO LARA MARTINS GERALDO CORRÊA DE LYRA JUNIOR FAUSTO AUGUSTO DE SOUZA

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

Presidente e especialista financeiro	CARLOS BIEDERMANN
Membro	MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO
Membro externo	LUIZ CLAUDIO MAIA VIEIRA

CONSELHO FISCAL

Presidente	DEMETRIUS NICHELE MACEI
Membros Titulares	HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO OSMAR RIBEIRO DE ALMEIDA JÚNIOR JULIANA PICOLI AGATTE
Membros Suplentes	ROBERTO ZANINELLI COVELO TIZON OTAMIR CESAR MARTINS VERÔNICA PEIXOTO COELHO VAGO VAGO

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 Administradores e Acionistas 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, referentes ao trimestre findo em 30 de junho de 2023, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2023 e as respectivas demonstrações de resultados e de resultados abrangentes para os períodos de três e seis meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Diretoria 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 referidas anteriormente 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 CVM.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As informações financeiras intermediárias anteriormente referidas incluem as demonstrações do valor adicionado - DVA, individuais e consolidadas, referentes ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2023, elaboradas sob a responsabilidade da Diretoria 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, 14 de agosto de 2023

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes Ltda.
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 SEGUNDO
TRIMESTRE DO EXERCÍCIO DE 2023

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 2º trimestre de 2023 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 Individuais e Consolidadas Referentes ao Período de Três e Seis Meses Findo em 30 de Junho de 2023”, da auditoria independente, Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda., emitido sem ressalvas, os Conselheiros Fiscais, com abstenção de voto da Conselheira Juliana Picoli Agatte, registram que não tiveram conhecimento de nenhum fato ou evidência que não estejam refletidos nas Demonstrações Financeiras Intermediárias relativas ao trimestre encerrado em 30 de junho de 2023 e opinam que tais demonstrações podem ser divulgadas.

Curitiba, 14 de agosto de 2023

DEMETRIUS NICHELE MACEI
Presidente

HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR

JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO

JULIANA PICOLI AGATTE

OSMAR RIBEIRO DE ALMEIDA JÚNIOR

DECLARAÇÃO

Pelo presente instrumento, como membros da Diretoria Executiva da Companhia Paranaense de Energia - Copel, sociedade anônima de capital aberto, com sede na Rua José Izidoro Biazetto, 158, Mossunguê, Curitiba - PR, inscrita no CNPJ sob o nº 76.483.817/0001-20, declaramos, para fins do disposto na Resolução CVM nº 80/2022, que:

- (I)** revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório de auditoria da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda. relativamente às demonstrações financeiras intermediárias da Copel de 30.06.2023; e
- (II)** revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras intermediárias da Copel de 30.06.2023.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 14 de agosto de 2023

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 Loiacono Neto
Diretor de Governança, Risco e
Compliance