

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 Biazzetto, 158, Bloco A, Mossunguê - Curitiba - PR

CEP 81200-240

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

INTERMEDIÁRIAS

Setembro/2021

SUMÁRIO

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS	3
Balancos Patrimoniais	3
Demonstrações de Resultados	5
Demonstrações de Resultados	6
Demonstrações de Resultados Abrangentes	7
Demonstrações de Resultados Abrangentes	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	21
3 Base de Preparação	25
4 Principais Políticas Contábeis	26
5 Caixa e Equivalentes de Caixa	27
6 Títulos e Valores Mobiliários	27
7 Clientes	28
8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	30
9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos	31
10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão	33
11 Ativos de contrato	35
12 Outros Créditos	37
13 Tributos	38
14 Despesas Antecipadas	42
15 Partes Relacionadas	43
16 Depósitos Judiciais	44
17 Investimentos	44
18 Imobilizado	47
19 Intangível	50
20 Obrigações Sociais e Trabalhistas	52
21 Fornecedores	52
22 Empréstimos e Financiamentos	53
23 Debêntures	57
24 Benefícios Pós-emprego	59
25 Encargos Setoriais a Recolher	61
26 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	61
27 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão	62
28 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos	63
29 Outras Contas a Pagar	65
30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente	65
31 Patrimônio Líquido	69
32 Receita Operacional Líquida	71
33 Custos e Despesas Operacionais	75
34 Resultado Financeiro	81
35 Segmentos Operacionais	82
36 Instrumentos Financeiros	86
37 Transações com Partes Relacionadas	102
38 Compromissos	106
39 Seguros	107
40 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa	107
41 Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas	108
42 Eventos subsequentes	110
COMENTÁRIO DO DESEMPENHO	111
1 Linhas de Distribuição	111
2 Mercado de Energia	111
3 Administração	116
4 Relações com o Mercado	116
5 Tarifas	117
6 Resultado Econômico-Financeiro	118
COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA	123
RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS	124
PARECER DO CONSELHO FISCAL	126
DECLARAÇÃO	127

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS
Balancos Patrimoniais

em 30 de setembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020

em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		30.09.2021	31.12.2020	30.09.2021	31.12.2020
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	5	2.603.041	42.700	4.853.273	3.222.768
Títulos e valores mobiliários	6	91	90	1.529	1.465
Cauções e depósitos vinculados		-	-	198	197
Clientes	7	-	-	4.439.621	3.768.242
Dividendos a receber		712.282	1.290.114	42.893	67.066
Repasso CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	-	287.789	-	287.789
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	214.105	173.465
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	5.323	4.515
Ativos de contrato	11	-	-	135.481	285.682
Outros créditos	12	1.800	1.025	659.913	514.185
Estoques		-	-	182.324	162.791
Imposto de renda e contribuição social		103.808	12.171	176.727	86.410
Outros tributos a recuperar	13.2	-	-	1.262.392	1.565.323
Despesas antecipadas	14	1.055	150	40.652	36.987
Partes relacionadas	15	5.916	40.298	-	-
		3.427.993	1.674.337	12.014.431	10.176.885
Ativos classificados como mantidos para venda	41	-	758.742	-	1.230.546
		3.427.993	2.433.079	12.014.431	11.407.431
NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	315.395	299.065
Outros investimentos temporários		18.458	22.385	18.458	22.385
Cauções e depósitos vinculados	22.1	-	-	138.551	133.521
Clientes	7	-	-	63.237	51.438
Repasso CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	-	1.104.835	-	1.104.835
Depósitos judiciais	16	127.940	125.738	625.710	486.746
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	642.316	173.465
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	2.133.288	1.897.825
Ativos de contrato	11	-	-	6.409.298	5.207.115
Outros créditos	12	7.959	7.443	1.107.314	845.460
Imposto de renda e contribuição social		-	117.682	51.029	137.778
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.1	151.983	282.132	1.001.759	1.191.104
Outros tributos a recuperar	13.2	59.360	88.331	4.047.361	4.539.498
Despesas antecipadas	14	-	-	1.644	44
Partes relacionadas	15	147.257	140.337	-	-
		512.957	1.888.883	16.555.360	16.090.279
Investimentos	17	21.141.320	18.807.102	3.005.385	2.729.517
Imobilizado	18	2.906	2.725	9.314.247	9.495.460
Intangível	19	2.885	2.041	8.752.099	6.929.456
Direito de uso de ativos	28	3.468	962	192.384	132.521
		21.663.536	20.701.713	37.819.475	35.377.233
TOTAL DO ATIVO		25.091.529	23.134.792	49.833.906	46.784.664

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

Balancos Patrimoniais

em 30 de setembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020 (continuação)

em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		30.09.2021	31.12.2020	30.09.2021	31.12.2020
CIRCULANTE					
Obrigações sociais e trabalhistas	20	35.389	16.759	468.552	684.046
Partes relacionadas	15	487	283.650	-	-
Fornecedores	21	3.236	3.184	2.844.672	2.291.307
Imposto de renda e contribuição social		374.179	-	572.661	681.831
Outras obrigações fiscais	13.2	654	952	516.118	490.608
Empréstimos e financiamentos	22	322.053	512.086	527.568	717.677
Debêntures	23	506.412	301.972	2.116.758	1.881.411
Dividendos a pagar		1.417.455	944.274	1.471.192	991.887
Benefícios pós-emprego	24	231	226	68.828	69.231
Encargos setoriais a recolher	25	-	-	195.052	33.712
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26	-	-	346.586	380.186
Contas a pagar vinculadas à concessão	27	-	-	103.301	88.951
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	212.483	188.709
Passivo de arrendamentos	28	396	279	47.448	41.193
Outras contas a pagar	29	567	567	328.614	235.400
PIS e Cofins a restituir para consumidores	13.2.1	-	-	3.798	121.838
		2.661.059	2.063.949	9.823.631	8.897.987
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	41	-	-	-	756.405
		2.661.059	2.063.949	9.823.631	9.654.392
NÃO CIRCULANTE					
Partes relacionadas	15	5.851	5.851	-	-
Fornecedores	21	-	-	125.744	145.145
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.1	-	-	1.220.031	484.338
Outras obrigações fiscais	13.2	3.114	2.978	597.926	622.483
Empréstimos e financiamentos	22	463.831	266.682	2.593.208	2.470.854
Debêntures	23	-	499.317	5.221.498	4.876.070
Benefícios pós-emprego	24	13.130	9.929	1.460.517	1.424.383
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26	-	-	308.906	284.825
Contas a pagar vinculadas à concessão	27	-	-	789.917	642.913
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	64.654	-
Passivo de arrendamentos	28	3.149	707	152.670	97.168
Outras contas a pagar	29	65.788	1.936	713.452	469.886
PIS e Cofins a restituir para consumidores	13.2.1	-	-	3.283.465	3.805.985
Provisões para litígios	30	311.470	324.332	1.561.167	1.555.704
		866.333	1.111.732	18.093.155	16.879.754
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Atribuível aos acionistas da empresa controladora					
Capital social	31.1	10.800.000	10.800.000	10.800.000	10.800.000
Ajustes de avaliação patrimonial	31.2	268.856	353.349	268.856	353.349
Reserva legal		1.209.458	1.209.458	1.209.458	1.209.458
Reserva de retenção de lucros		6.122.060	6.088.855	6.122.060	6.088.855
Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas	31.4	-	1.507.449	-	1.507.449
Lucros acumulados		3.163.763	-	3.163.763	-
		21.564.137	19.959.111	21.564.137	19.959.111
Atribuível aos acionistas não controladores	17.2.2	-	-	352.983	291.407
		21.564.137	19.959.111	21.917.120	20.250.518
TOTAL DO PASSIVO		25.091.529	23.134.792	49.833.906	46.784.664

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

Demonstrações de Resultados

dos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2021 e de 2020
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		30.09.2021	Reapresentado 30.09.2020	30.09.2021	30.09.2020
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE					
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	32	-	-	17.390.595	12.978.091
Custos Operacionais	33	-	-	(13.559.889)	(8.897.148)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		-	-	3.830.706	4.080.943
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	33	-	-	(144.281)	(142.425)
Despesas gerais e administrativas	33	(82.118)	(59.372)	(623.521)	(538.349)
Repactuação Risco Hidrológico - GSF	33	-	-	1.570.543	-
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	33	(49.131)	(63.859)	(100.553)	(271.025)
Resultado da equivalência patrimonial	17	3.194.795	2.719.734	278.966	83.399
		3.063.546	2.596.503	981.154	(868.400)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		3.063.546	2.596.503	4.811.860	3.212.543
Resultado Financeiro	34				
Receitas financeiras		273.847	234.592	718.570	1.583.520
Despesas financeiras		(49.140)	(47.140)	(838.754)	(715.556)
		224.707	187.452	(120.184)	867.964
LUCRO OPERACIONAL		3.288.253	2.783.955	4.691.676	4.080.507
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	13.3				
Imposto de renda e contribuição social		74.364	(47.093)	(450.474)	(1.225.170)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		16.942	22.418	(778.328)	(109.436)
		91.306	(24.675)	(1.228.802)	(1.334.606)
LUCRO LÍQUIDO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		3.379.559	2.759.280	3.462.874	2.745.901
OPERAÇÕES DESCONTINUADAS					
Lucro líquido proveniente de operações descontinuadas		1.185.376	46.476	1.189.557	40.402
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		4.564.935	2.805.756	4.652.431	2.786.303
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade		-	-	3.379.559	2.759.280
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas		-	-	1.185.376	46.476
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade	17.2.2	-	-	87.496	(19.453)
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - OPERAÇÕES CONTINUADAS - em reais	31.3				
Ações ordinárias		1,10858	0,96276		
Ações preferenciais classe "A"		1,27410	1,29812		
Ações preferenciais classe "B"		1,33648	1,05904		
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	31.3				
Ações ordinárias		1,51897	0,97898		
Ações preferenciais classe "A"		1,72553	1,31596		
Ações preferenciais classe "B"		1,78791	1,07688		

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

Demonstrações de Resultados

Dos períodos de três meses findos em 30 de setembro de 2021 e de 2020

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		1º.07.2021 a 30.09.2021	Reapresentado 1º.07.2020 a 30.09.2020	1º.07.2021 a 30.09.2021	1º.07.2020 a 30.09.2020
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE					
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	32	-	-	6.977.783	4.329.832
Custos Operacionais	33	-	-	(5.854.961)	(3.124.465)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		-	-	1.122.822	1.205.367
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	33	-	-	(48.779)	(27.183)
Despesas gerais e administrativas	33	(43.002)	(18.126)	(230.024)	(176.404)
Repactuação Risco Hidrológico - GSF	33	-	-	1.570.543	-
Outras receitas (despesas), líquidas	33	(15.159)	(53.210)	(34.631)	(169.879)
Resultado da equivalência patrimonial		1.652.193	638.131	126.161	56.022
		1.594.032	566.795	1.383.270	(317.444)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		1.594.032	566.795	2.506.092	887.923
Resultado Financeiro	34				
Receitas financeiras		56.070	134.655	211.859	270.502
Despesas financeiras		(19.173)	(12.365)	(322.332)	(223.526)
		36.897	122.290	(110.473)	46.976
LUCRO OPERACIONAL		1.630.929	689.085	2.395.619	934.899
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	13.3				
Imposto de renda e contribuição social		85.351	(36.201)	(98.858)	(224.935)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		7.304	18.672	(550.123)	(41.917)
		92.655	(17.529)	(648.981)	(266.852)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		1.723.584	671.556	1.746.638	668.047
OPERAÇÕES DESCONTINUADAS					
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO PERÍODO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS		1.105.518	13.840	1.105.961	12.400
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		2.829.102	685.396	2.852.599	680.447
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade		-	-	1.723.584	671.556
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas		-	-	1.105.518	13.840
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade		-	-	23.497	(4.949)
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - OPERAÇÕES CONTINUADAS - em reais	31.3				
Ações ordinárias		0,53527	0,23411		
Ações preferenciais classe "A"		0,64345	0,49660		
Ações preferenciais classe "B"		0,70583	0,25752		
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - OPERAÇÕES CONTINUADAS - em reais	31.3				
Ações ordinárias		0,91801	0,23894		
Ações preferenciais classe "A"		1,06447	0,50191		
Ações preferenciais classe "B"		1,12685	0,26283		

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

Demonstrações de Resultados Abrangentes
dos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2021 e de 2020
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		30.09.2021	30.09.2020	30.09.2021	30.09.2020
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		4.564.935	2.805.756	4.652.431	2.786.303
Itens que não serão reclassificados para o resultado	31.2				
Ganhos (perdas) com passivos atuariais					
benefícios pós-emprego		(2.688)	-	-	-
benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial		(14.047)	-	-	-
Tributos sobre outros resultados abrangentes		914	-	(15.821)	-
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		(15.821)	-	(15.821)	-
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO		4.549.114	2.805.756	4.636.610	2.786.303
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade				3.363.738	2.759.280
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas				1.185.376	46.476
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade				87.496	(19.453)

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

Demonstrações de Resultados Abrangentes
Dos períodos de três meses findos em 30 de setembro de 2021 e de 2020
em milhares de reais

	Controladora		Consolidado	
	1º.07.2021 a 30.09.2021	1º.07.2020 a 30.09.2020	1º.07.2021 a 30.09.2021	1º.07.2020 a 30.09.2020
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	2.829.102	685.396	2.852.599	680.447
Itens que nunca serão reclassificados para o resultado				
Ganhos com passivos atuariais				
benefícios pós-emprego	-	-	-	-
benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial	-	-	-	-
Tributos sobre outros resultados abrangentes	-	-	-	-
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos	-	-	-	-
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO	2.829.102	685.396	2.852.599	680.447
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade			1.723.584	671.556
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas			1.105.518	13.840
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade			23.497	(4.949)

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

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido

dos períodos findos em 30 de setembro de 2021 e de 2020
em milhares de reais

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora							Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros			Lucros acumulados			
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas				
Saldo em 1º de janeiro de 2021		10.800.000	680.364	(327.015)	1.209.458	6.088.855	1.507.449	-	19.959.111	291.407	20.250.518
Lucro líquido do período		-	-	-	-	-	-	4.564.935	4.564.935	87.496	4.652.431
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas atuariais, líquidas de tributos	31.2	-	-	(15.821)	-	-	-	-	(15.821)	-	(15.821)
Resultado abrangente total do período		-	-	(15.821)	-	-	-	4.564.935	4.549.114	87.496	4.636.610
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	31.2	-	(35.467)	-	-	-	-	35.467	-	-	-
Realização - perdas atuariais		-	-	(33.205)	-	33.205	-	-	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto	17.2.2 e 31.4	-	-	-	-	-	(1.507.449)	-	(1.507.449)	(25.920)	(1.533.369)
Juros sobre o capital próprio	31.5	-	-	-	-	-	-	(239.636)	(239.636)	-	(239.636)
Dividendos	31.5	-	-	-	-	-	-	(1.197.003)	(1.197.003)	-	(1.197.003)
Saldo em 30 de setembro de 2021		10.800.000	644.897	(376.041)	1.209.458	6.122.060	-	3.163.763	21.564.137	352.983	21.917.120

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

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora						Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros		Lucros acumulados			
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros				
Saldo em 1º de janeiro de 2020		10.800.000	739.994	(148.067)	1.014.248	4.846.239	-	17.252.414	345.798	17.598.212
Lucro líquido (prejuízo) do período		-	-	-	-	-	2.805.756	2.805.756	(19.453)	2.786.303
Resultado abrangente total do período		-	-	-	-	-	2.805.756	2.805.756	(19.453)	2.786.303
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos		-	(45.250)	-	-	-	45.250	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto		-	-	-	-	-	-	-	(51.799)	(51.799)
Dividendos		-	-	-	-	-	(781)	(781)	(2.509)	(3.290)
Saldo em 30 de setembro de 2020		10.800.000	694.744	(148.067)	1.014.248	4.846.239	2.850.225	20.057.389	272.037	20.329.426

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

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2021 e de 2020

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		30.09.2021	30.09.2020	30.09.2021	30.09.2020
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do período proveniente de operações em continuidade		3.379.559	2.759.280	3.462.874	2.745.901
Lucro líquido (prejuízo) do período proveniente de operações descontinuadas		1.185.376	46.476	1.189.557	40.402
Lucro líquido do período		4.564.935	2.805.756	4.652.431	2.786.303
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		(199.907)	(144.099)	485.592	346.207
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	10.3	-	-	(96.458)	(56.953)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	11.3	-	-	(824.674)	(537.659)
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS	13.2.1	-	-	61.440	(1.845.346)
Imposto de renda e contribuição social	13.3	(74.364)	47.093	450.474	1.225.170
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.3	(16.942)	(22.418)	778.328	109.436
Resultado da equivalência patrimonial		(3.243.238)	(2.719.734)	(215.789)	(83.399)
Apropriação do cálculo atuarial dos benefícios pós-emprego	24.4	689	577	87.379	70.762
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	24.4	4.071	3.140	87.177	89.843
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.2	-	-	141.011	100.813
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	32	-	-	(97.588)	(12.977)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	32	-	-	(1.845.082)	(291.058)
Depreciação e amortização	33	1.728	1.362	773.797	741.896
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	33.4	37.927	53.397	98.691	415.542
Resultado da repactuação do risco hidrológico - GSF	33.6	-	-	(1.570.543)	-
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios		-	-	(541)	-
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	32.1	-	-	(1.323)	(138.231)
Valor justo nas operações com derivativos	34	-	-	17.224	(28.310)
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	10.1 e 10.2	-	-	100	52
Baixas de ativos de contrato	11.1	-	-	4.403	27.393
Resultado das baixas de imobilizado		-	-	11.523	3.808
Resultado das baixas de intangíveis	19.1	-	-	21.391	21.567
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos - líquido	28.1 e 28.2	(1)	-	(140)	(15)
Lucro líquido do período das operações descontinuadas	41	(1.185.376)	-	(1.189.557)	-
		(110.478)	25.074	1.829.266	2.944.844
Redução (aumento) dos ativos					
Cientes		-	-	(325.963)	505.724
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		1.637.648	635.569	57.700	32.384
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8.1	1.646.614	225.019	1.646.614	225.019
Depósitos judiciais		439	633	(133.580)	17.017
Ativos financeiros setoriais	9.2	-	-	731.702	925.806
Outros créditos		(1.291)	(209)	(20.955)	(40.807)
Estoques		-	-	(15.244)	(22.436)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(87.833)	6.100	(137.380)	7.125
Outros tributos a recuperar		291	(1.011)	(176.818)	62.339
Despesas antecipadas		(905)	(205)	(5.266)	2.403
Partes relacionadas		(6.110)	(45.057)	-	-
		3.188.853	820.839	1.620.810	1.714.574
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		18.630	4.633	(215.494)	97.652
Partes relacionadas		(346)	(171)	-	-
Fornecedores		52	272	385.858	(428.524)
Outras obrigações fiscais		93.111	577	463.157	109.569
Benefícios pós-emprego	24.4	(4.242)	(3.527)	(138.825)	(140.369)
Encargos setoriais a recolher		-	-	161.340	(11.647)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.2	-	-	(159.673)	(110.240)
Contas a pagar vinculadas à concessão	27.1	-	-	(65.037)	(55.360)
Outras contas a pagar		38.618	1.173	(44.560)	92.372
Provisões para litígios quitadas		(27.411)	-	(130.730)	(119.567)
		118.412	2.957	256.036	(566.114)
CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
		3.196.787	848.870	3.706.112	4.093.304
Imposto de renda e contribuição social pagos		(201)	(34.373)	(411.540)	(480.017)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	22.4	(26.515)	(22.366)	(131.327)	(140.315)
Encargos de debêntures pagos		(9.845)	(34.928)	(248.556)	(322.849)
Encargos de mútuos obtidos com partes relacionadas pagos		(10.055)	-	-	-
Encargos de passivo de arrendamentos pagos		(165)	(21)	(4.690)	(4.627)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE					
		3.150.006	757.182	2.909.999	3.145.496
CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS					
	41	-	(46.476)	35.620	136.443
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
		3.150.006	710.706	2.945.619	3.281.939

(continua)

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2021 e de 2020 (continuação)

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		30.09.2021	30.09.2020	30.09.2021	30.09.2020
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		3.926	6.657	(17.498)	(58.179)
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		-	(40.000)	-	-
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas		33.899	-	-	-
Aquisições de ativos de contrato		-	-	(1.101.835)	(790.821)
Aportes em investimentos	17.1	(203.200)	(28.755)	(30.970)	(56.899)
Redução de capital em investidas	17.1	82.330	228	-	228
Aquisições de imobilizado		(520)	(567)	(139.095)	(173.326)
Aquisições de intangível		(1.098)	(322)	(1.337)	(9.091)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		(84.663)	(62.759)	(1.290.735)	(1.088.088)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	41	2.506.837	-	2.444.352	(56.205)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		2.422.174	(62.759)	1.153.617	(1.144.293)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	22.4	-	-	51.000	263.000
Ingressos de debêntures emitidas		-	-	1.500.000	-
Ingressos de mútuos obtidos com partes relacionadas		-	280.000	-	-
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	22.4	-	(38.500)	(150.669)	(198.705)
Amortizações de principal de debêntures	23.2	(300.000)	(300.000)	(1.093.538)	(681.796)
Amortizações de principal de mútuos obtidos com partes relacionadas		(280.000)	-	-	-
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos		(236)	(147)	(38.039)	(30.499)
Dívidas e juros sobre o capital próprio pagos		(2.431.603)	(585.743)	(2.451.399)	(594.585)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		(3.011.839)	(644.390)	(2.182.645)	(1.242.585)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	41	-	-	(1.850)	(7.353)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(3.011.839)	(644.390)	(2.184.495)	(1.249.938)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		2.560.341	3.557	1.914.741	887.708
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	42.700	25.304	3.222.768	2.941.727
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	2.603.041	28.861	4.853.273	3.599.422
Varição de caixa e equivalentes de caixa proveniente de operações continuada		53.504	3.557	(876.332)	657.695
Varição de caixa e equivalentes de caixa proveniente de operações descontinuadas	41	2.506.837	-	2.791.073	230.013
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		2.560.341	3.557	1.914.741	887.708

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

Demonstrações do Valor Adicionado
dos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2021 e de 2020
em milhares de reais

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
	30.09.2021	30.09.2020	30.09.2021	30.09.2020
Receitas				
Venda de energia e outros serviços	-	-	21.741.492	16.718.239
Receita de construção	-	-	1.643.108	1.031.851
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	97.588	12.977
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	1.845.084	291.058
Repactuação do Risco Hidrológico - GSF	-	-	1.570.543	-
Outras receitas	26	649	92.073	1.715
Perdas de crédito esperadas	-	-	(129.705)	(116.518)
	26	649	26.860.183	17.939.322
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	7.838.471	4.943.681
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER	-	-	1.363.657	1.116.505
Material, insumos e serviços de terceiros	17.253	22.140	1.845.512	646.310
Gás natural e insumos para operações de gás	-	-	460.975	336.882
Custo de construção	-	-	1.482.123	932.677
Perda de valores ativos	38	9	54.583	44.572
Reversão de perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>	-	-	(110.518)	96.548
Outros insumos	58.805	73.446	159.342	328.050
	76.096	95.595	13.094.145	8.445.225
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	(76.070)	(94.946)	13.766.038	9.494.097
(-) Depreciação e amortização	1.726	1.362	773.797	741.896
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	(77.796)	(96.308)	12.992.241	8.752.201
(+) Valor adicionado transferido				
Resultado da equivalência patrimonial	3.194.795	2.719.734	278.966	83.399
Receitas financeiras	273.847	234.592	718.570	1.583.520
Outras receitas	837	557	176.463	126.602
	3.469.479	2.954.883	1.173.999	1.793.521
Valor adicionado proveniente de operações descontinuadas	1.792.910	46.476	1.964.096	220.316
	5.184.593	2.905.051	16.130.336	10.766.038

(continua)

Demonstrações do Valor Adicionado
 dos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2021 e de 2020 (continuação)
 em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	30.09.2021	%	30.09.2020	%	30.09.2021	%	30.09.2020	%
Pessoal								
Remunerações e honorários	9.248		7.688		601.698		600.954	
Planos previdenciário e assistencial	2.471		1.856		184.646		170.902	
Auxílio alimentação e educação	1.437		1.099		76.299		80.121	
Encargos sociais - FGTS	532		311		37.549		38.443	
Programa de desligamentos voluntários	21.540		-		14.392		-	
Provisões por desempenho e participação nos lucros	9.360		6.056		246.334		189.698	
	44.588	0,9	17.010	0,6	1.160.918	7,2	1.080.118	10,0
Governo								
Federal								
Tributos	(86.836)		30.039		2.262.477		1.436.905	
Encargos setoriais	-		-		2.915.182		1.457.121	
Estadual	28		25		3.474.188		3.096.501	
Municipal	6		6		11.887		4.893	
	(86.802)	(1,7)	30.070	1,0	8.663.734	53,7	5.995.420	55,7
Terceiros								
Juros	46.914		47.060		831.673		708.582	
Arrendamentos e aluguéis	168		155		14.852		9.487	
Doações, subvenções e contribuições	7.256		5.000		32.189		6.214	
	54.338	1,0	52.215	1,8	878.714	5,4	724.283	6,7
Acionistas								
Lucros retidos	3.379.559		2.759.280		3.375.378		2.765.354	
Participações de acionistas não controladores	-		-		87.496		(19.453)	
	3.379.559	65,2	2.759.280	95,0	3.462.874	21,5	2.745.901	25,6
Valor adicionado distribuído proveniente de operações descontinuadas	1.792.910	34,6	46.476	1,6	1.964.096	12,2	220.316	2,0
	5.184.593	100,0	2.905.051	100,0	16.130.336	100,0	10.766.038	100,0

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

em 30 de setembro de 2021

em milhares de reais

1 Contexto Operacional

A Companhia Paranaense de Energia (Copel, Companhia ou Controladora), com sede na Rua José Izidoro Biazetto, 158, Bloco A, Curitiba - PR, é sociedade por ações, de economia mista, de capital aberto, controlada pelo Estado do Paraná, cujas ações são negociadas no Nível 1 de Governança Corporativa dos Segmentos Especiais de Listagem da B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão e também negociadas nas Bolsas de Valores de Nova Iorque (NYSE) e de Madri, no segmento latino-americano (Latibex).

A Copel e suas controladas têm como principais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a produção, transformação, transporte, distribuição e comercialização de energia, em qualquer de suas formas, principalmente a elétrica. Adicionalmente, a Copel tem participação em consórcios, em empresas privadas e de economia mista, com o objetivo de desenvolver atividades, principalmente nas áreas de energia e gás natural. Em 03.08.2021 foi concluído o desinvestimento em participação de telecomunicações (NE nº 41).

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

Coronavírus é uma família de vírus descoberto em 2019, após casos registrados na China, que provoca a doença chamada Covid-19. Em 26.02.2020 o primeiro caso de infecção foi identificado no Brasil, no município de São Paulo e no dia 11.03.2020, a Organização Mundial da Saúde - OMS atribuiu o status de pandemia ao coronavírus, tendo em vista a disseminação das contaminações pelo mundo. No Brasil, os governos federal, estaduais e municipais implementaram diversas medidas de atuação com a emergência na saúde pública. No estado do Paraná as medidas incluíram isolamento social e restrições ao funcionamento de atividades não essenciais como forma de retardar a progressão do vírus, bem como ampliando a vacinação para a população em geral. Após um ciclo de agravamento da pandemia que perdurou até meados de junho de 2021, houve uma redução do isolamento social e o aumento da atividade econômica a partir deste período, principalmente em decorrência do avanço da vacinação que refletiu na diminuição dos casos.

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

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

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

Da mesma forma, a Copel adotou diversas ações em prol de seus clientes, mantendo a confiabilidade e disponibilidade de suas usinas, dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica e gás, para que os mesmos possam se manter conectados e usufruindo dos serviços da Companhia neste momento de pandemia e distanciamento social.

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

A Copel tem acompanhado as projeções da carga de energia e a partir do segundo trimestre de 2021 observou-se a retomada da maioria de setores da economia, evidência de sinais de recuperação, no acumulado dos nove meses de 2021 a carga no Sistema Interligado Nacional - SIN já apresenta alta de 5,64% quando comparada ao mesmo período do ano anterior.

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

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

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

a.1) Perdas de crédito esperadas

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

Em relação ao mercado cativo de distribuição de energia, a Copel, após o fim das restrições impostas pela Aneel, retomou as ações de cobrança junto aos consumidores inadimplentes e criou condições especiais para parcelamento de dívidas, dando condições aos consumidores em se manter adimplentes perante à Companhia.

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

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

Tanto o saldo de contas a receber da Companhia, bem como as estimativas de perdas de créditos esperadas registradas em 30.09.2021 refletem, de maneira tempestiva, a melhor análise da Administração neste momento sobre a qualidade e recuperabilidade desse ativo financeiro.

Ainda que não tenha deteriorado significativamente o indicador de perdas, a Companhia poderá enfrentar pressão nesse indicador se houver um prolongamento mais grave da pandemia e caso sejam implementadas restrições mais rígidas de distanciamento social.

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

Em 30.09.2021 as premissas dos ativos não financeiros relevantes da Companhia foram avaliadas individualmente e a Administração não identificou de que algum ativo possa ter sofrido desvalorização, além dos ajustes ocorridos em 30.06.2021, conforme demonstrado na NE nº 18.4.

O ajuste mais significativo ocorreu na termelétrica UEG Araucária, com reversão em 30.06.2021 da totalidade do *impairment* constituído em períodos anteriores tendo em vista que as estimativas de seus fluxos de caixa sejam afetadas pelo aumento da demanda de energia no país, consequência das condições hidrológicas desfavoráveis do período associadas a política operativa do ONS para garantia de suprimento energético, o que faz com que as premissas de despacho da usina ocorram em um período maior que as projeções anteriores.

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

a.3) Recuperação dos tributos diferidos ativos

A Companhia possui saldo de R\$ 1.001.759 de tributos diferidos ativos sobre prejuízo fiscal e diferenças temporárias contabilizados em 30.09.2021. A Companhia avaliou suas estimativas de expectativa de lucro tributável futuro e não identificou necessidade de provisão para perda dos mesmos.

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

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

a.5) Valor justo de outros ativos e passivos

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

a.6) Benefícios Pós-emprego

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

a.7) Liquidez

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

Em 30.09.2021, o capital circulante líquido consolidado da Companhia totaliza R\$ 2.190.800 (R\$ 1.753.039 em 31.12.2020) com saldo de caixa e equivalente de caixa de R\$ 4.853.273, frente ao saldo de R\$ 3.222.768 em 31.12.2020.

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

a.8) Outros ativos

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

Diante do exposto acima, ressalta-se que não houve impacto relevante ou material nos negócios da Companhia que pudessem modificar a mensuração dos seus ativos e passivos apresentados nas demonstrações financeiras intermediárias em 30.09.2021 e até a data desta publicação. No entanto, considerando que, como todas as empresas, a Copel está exposta a riscos decorrentes de eventuais restrições legais e de mercado que venham a ser impostas, não é possível assegurar que não haverá impactos nas operações ou que o resultado não será afetado por reflexos futuros que a pandemia poderá provocar.

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

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

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

Em 01.12.2020, foi editada a Resolução Normativa Aneel nº 895 que estabelece a metodologia para o cálculo da compensação e os procedimentos para a repactuação do risco hidrológico. Para serem elegíveis às compensações previstas na Lei nº 14.052, os titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE

deverão: (i) desistir de eventuais ações judiciais cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, (ii) renunciar qualquer alegação e/ou novas ações em relação à isenção ou mitigação dos riscos hidrológicos relacionadas ao MRE, (iii) não ter repactuado o risco hidrológico nos termos da Lei nº 13.203/2015.

Na repactuação do risco hidrológico, a Administração exerceu julgamento no desenvolvimento e na aplicação de política contábil, conforme previsto no CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, utilizando por analogia os preceitos do CPC 04, tendo em vista tratar-se em essência de um ativo intangível relacionado a direito de outorga decorrente de compensação por custos incorridos em exercícios anteriores. Adicionalmente considerando-se também por analogia o parágrafo 44 do referido CPC 04, o ativo constituído pela repactuação do risco não hidrológico, é reconhecido ao valor justo, considerando a melhor estimativa da Companhia.

As usinas da Copel com direito a extensão de outorga, conforme Resolução Homologatória Aneel nº 2.919, de 03.08.2021 e nº 2.932, de 17.09.2021, estão relacionadas a seguir:

Homologação Aneel	Empresa	USINA	Data de fim da concessão (Atual)	Extensão (dias)	Data de fim da concessão (Após adesão)	Participação %
REH 2.919/2021	Copel GeT	APUCARANINHA	12/10/2025	472	27/01/2027	100
	Copel GeT	CAPIVARI/CACHOEIRA (GPS)	05/01/2046	2.555	03/01/2053	100
	Copel GeT	CAVERNOSO	07/01/2031	898	23/06/2033	100
	Copel GeT	CHAMINE	16/08/2026	717	23/08/2028	100
	Copel GeT	DERIVAÇÃO DO RIO JORDÃO	15/11/2029	949	21/06/2032	100
	Copel GeT	GUARICANA	16/08/2026	705	21/07/2028	100
	Copel GeT	SALTO CAXIAS (GJR)	04/05/2030	1.051	20/03/2033	100
	Copel GeT	SAO JORGE	03/12/2024	598	24/07/2026	100
	Copel GeT	SEGREDO (GNB)	15/11/2029	1.045	25/09/2032	100
REH 2.932/2021	Copel GeT	CAVERNOSO 2	28/02/2046	1.742	06/12/2050	100
	Copel GeT	COLÍDER	17/01/2046	13	30/01/2046	100
	FDA (a)	GOV. BENTO MUNHOZ	17/09/2023	461	21/12/2024	100
	Copel GeT	MAUA	03/07/2042	1.789	27/05/2047	51
	Copel GeT	UHE BAIXO IGUAÇU	30/10/2049	34	03/12/2049	30
	ELEJOR	FUNDÃO	28/05/2037	1.110	11/06/2040	70
ELEJOR	SANTA CLARA	28/05/2037	1078	10/05/2040	70	

(a) Subsidiária Integral da Copel GeT

Em 20.09.2021 e 28.09.2021, o Conselho de Administração da Elejor e da Copel GeT, respectivamente, aprovaram a adesão à repactuação do risco hidrológico da parcela de garantia física não repactuada no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, por meio de extensão de outorga das suas usinas hidrelétricas participantes do mecanismo de realocação de energia - MRE. Com a aprovação do Conselho de Administração da adesão aos termos da Lei, que inclui a renúncia de futuros questionamentos ou ações judiciais em relação aos riscos hidrológicos em questão, a Companhia reconheceu um ativo intangível referente ao direito à extensão da outorga, em contrapartida à rubrica "Custos operacionais – Recuperação de custos – Risco hidrológico", no montante de R\$ 1.570.543 com impacto positivo no seu resultado operacional consolidado e de R\$ 1.036.558 no lucro, líquido dos tributos.

1.1 Participações societárias da Copel

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

1.1.1 Controladas

Controlada	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel GeT)	Curitiba/PR	Geração e transmissão de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Distribuição S.A. (Copel DIS)	Curitiba/PR	Distribuição de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Telecomunicações S.A. (Copel TEL) (c)	Curitiba/PR	Telecomunicações e comunicações	100,0	Copel
Copel Serviços S.A. (Copel SER)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Comercialização S.A. (Copel COM)	Curitiba/PR	Comercialização de energia	100,0	Copel
Companhia Paranaense de Gás - Compagás	Curitiba/PR	Distribuição de gás canalizado	51,0	Copel
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
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. (a) (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra II Energias Renováveis S.A. (a) (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra III Energias Renováveis S.A. (a) (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra IV Energias Renováveis S.A. (a) (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
GE Olho D'Água S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Boa Vista S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Farol S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE São Bento do Norte S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
Central Geradora Eólica São Bento do Norte I S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte III S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel I S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Jangada S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica 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

(a) Fase pré-operacional.

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

(c) Em 03.08.2021 foi concluído o desinvestimento da Copel Telecomunicações S.A. (NE nº 41)

Aquisição do Complexo Eólico Vilas

Conforme Fato Relevante 10/21 divulgado em 17.05.2021, a Copel GeT assinou contrato para a aquisição de 100% do Complexo Eólico Vilas como parte da estratégia da Companhia de crescimento sustentável em energia renovável. O empreendimento é formado por 5 parques eólicos com 186,7 MW de capacidade instalada, atualmente pertencentes à Voltalia Energia do Brasil S/A, localizados no Município de Serra do Mel - RN. O valor total da transação é de R\$ 1.059.000 com previsão de fechamento para 30.11.2021, condicionado à aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE e de credores e outras condições precedentes usuais para esse tipo de operação, incluindo o início da operação comercial de todos os parques.

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.	Curitiba/PR	Participação em sociedades	49,0	Copel
Paraná Gás Exploração e Produção S.A. (a)	Curitiba/PR	Extração de petróleo e gás natural	30,0	Copel
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	24,5	Copel GeT
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	Jundiaí/SP	Transmissão de energia elétrica	50,1	Copel GeT
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT

(a) Projeto com suas atividades encerradas dia 26.07.2021. Não há saldo de investimento registrado para este empreendimento.

1.1.3 Coligadas

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

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

a) Consórcio Copel Energia a Gás Natural

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

b) Consórcio Paraná IP

Em setembro de 2020 foi criado o Consórcio Paraná IP, com o objetivo de participar de estudos e licitações visando obtenção de concessões municipais e estabelecimento de Parcerias Público-Privadas com municípios ou consórcios de municípios interessados na modernização de seus sistemas de iluminação pública e no desenvolvimento de soluções de cidades inteligentes (*smart cities*). No entanto, a Companhia aprofundou a prospecção de oportunidades de negócio e as análises de atratividade para atuação no segmento, considerando as recentes concessões efetuadas por municípios para constituição de Parcerias Público-Privadas e os níveis de deságio apresentados pelos potenciais concorrentes e concluiu por não priorizar sua atuação neste serviço no atual momento. O processo de distrato do consórcio foi finalizado em 25.05.2021 com o registro na Junta Comercial do Paraná.

2 Concessões e Autorizações

2.1 Contratos de Concessão/Autorização das participações da Copel

Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias		Participação %	Vencimento
Copel DIS	Contrato de concessão nº 046/1999, prorrogado pelo 5º Termo Aditivo	100	07.07.2045
Copel TEL (a)	Termo de autorização nº 54/2003 - Anatel/SPV/PVST	100	Indeterminado
	Termo de autorização nº 305/2012 - Anatel/SPV/PVST	100	Indeterminado
Elejor	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Fundão	70	11.06.2040
	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Santa Clara	70	10.05.2040
	Autorização - Resoluções nºs 753 e 757/2002 - PCHs Fundão I e Santa Clara I	70	19.12.2032
Dona Francisca Energética	Contrato de concessão nº 188/1998 - UHE Dona Francisca	23	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	06.07.2024
Paraná Gás	PART-T-300_R12 Nº 4861-.0000.99/2014-00 - ANP	30	15.05.2045
Usina de Energia Eólica São João S.A. (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) Em 03.08.2021 foi concluído o desinvestimento da Copel Telecomunicações S.A. (NE nº 41)

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

Usina Hidrelétrica - UHE

Pequena Central Hidrelétrica - PCH

Usina Termelétrica - UTE

Usina Eólioeletrica - EOL

2.1.1 Compagás

A Compagás tem contrato de concessão firmado com o Poder Concedente, o Estado do Paraná, que determina vigência de 30 anos a partir de 06.07.1994.

Em 07.12.2017, o Estado do Paraná publicou a Lei Complementar nº 205, trazendo nova interpretação quanto ao término de vencimento da concessão que ocorria em 20.01.2019. Houve um entendimento entre os acionistas de que a lei poderia ser questionada e a Compagás entrou com ação judicial, pela inconstitucionalidade da Lei. Foi deferida tutela provisória à Compagás reconhecendo a validade da cláusula de vencimento prevista em contrato.

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

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

Os impactos estão apresentados a seguir:

30.09.2021	Saldos Compagás	Ajustes	Saldos Copel
BALANÇO PATRIMONIAL			
Ativo não circulante			
Intangível	81.500	23.514	105.014
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Custos Operacionais			
Amortização	(22.362)	(6.225)	(28.587)

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

Copel GeT	Participação %	Vencimento	
CONCESSÕES ONEROSAS PELO DIREITO DE USO DO BEM PÚBLICO - UBP			
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 - UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	51	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 Iguaçu	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 36.2.6)	100	27.03.2019	
UHE São Jorge (NE nº 36.2.6)	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 Pítangui 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 (a)	Resolução Autorizativa nº 913/2007 - transferência de titularidade pela Resolução Autorizativa nº 7802/2019	100	02.01.2041
F.D.A. Geração de Energia Elétrica (NE nº 36.2.6)	Contrato de Concessão de Geração nº 002/2020	100	21.12.2024
Jandaíra I Energias Renováveis (a)	Portaria nº 140/2020 - EOL Jandaíra I	100	02.04.2055
Jandaíra II Energias Renováveis (a)	Portaria nº 141/2020 - EOL Jandaíra II	100	02.04.2055
Jandaíra III Energias Renováveis (a)	Portaria nº 142/2020 - EOL Jandaíra III	100	02.04.2055
Jandaíra IV Energias Renováveis (a)	Portaria nº 139/2020 - EOL Jandaíra IV	100	02.04.2055

(a) Empreendimento em construção.

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

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

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

3 Base de Preparação

3.1 Base de elaboração

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

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

A emissão destas demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas foi aprovada pelo Conselho de Administração em 10.11.2021.

3.2 Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas são apresentadas em real, que é a moeda funcional da Companhia. As informações financeiras foram arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

3.3 Base de mensuração

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

3.4 Uso de estimativas e julgamentos

Na preparação destas demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas, a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados dos ativos, passivos, receitas e despesas da Copel e de suas controladas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

As estimativas e premissas são revisadas de forma contínua. As revisões das estimativas são reconhecidas prospectivamente.

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

3.5 Julgamento da Administração quanto à continuidade operacional

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

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

3.6 Reapresentação de saldos comparativos

3.6.1 Lucro e dividendos por ação

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

Considerando o que determina o item 64 do CPC 41, estas demonstrações financeiras intermediárias apresentam os valores do lucro líquido básico e diluído por ação de 30.09.2020 ajustados, considerando o novo número de ações, após o desdobramento. O quadro a seguir demonstra os valores do lucro por ação apresentados em 30.09.2020 e os valores que estão sendo reapresentados, equivalentes ao valor já divulgado dividido por 10:

30.09.2020	Apresentado	Reapresentado
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora		
Ações ordinárias	9,7898	0,97898
Ações preferenciais classe "A"	13,1596	1,31596
Ações preferenciais classe "B"	10,7688	1,07688

4 Principais Políticas Contábeis

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

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

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

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

4.2 Novas normas que ainda não entraram em vigor

A partir do exercício de 2022, estarão vigentes as alterações nos seguintes pronunciamentos:

- (i) CPC 25 / IAS 37: especificação sobre custos para cumprir contrato oneroso;
- (ii) CPC 27 / IAS 16: definições sobre recursos antes do uso pretendido.
- (iii) CPC 15 / IFRS 3: atualização da norma, tendo em vista as modificações da Estrutura Conceitual;
- (iv) Alterações no CPC 26 / IAS 1: classificação de passivos como circulantes ou não circulantes;
- (v) CPC 50 / IFRS 17: novo pronunciamento para contratos de seguros, em substituição ao CPC 11 / IFRS 4.

A Companhia não tem expectativa de impactos significativos nas demonstrações contábeis decorrentes destas alterações de normas.

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2021	31.12.2020	30.09.2021	31.12.2020
Caixa e bancos conta movimento	5.115	339	244.960	228.711
Aplicações financeiras de liquidez imediata	2.597.926	42.361	4.608.313	2.994.057
	2.603.041	42.700	4.853.273	3.222.768

Compreendem numerários em espécie, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, que possam ser resgatadas no prazo de até 90 dias da data de contratação. Essas aplicações financeiras estão demonstradas ao custo, acrescido dos rendimentos auferidos até a data de encerramento do período e com risco insignificante de mudança de valor.

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas referem-se a Certificados de Depósitos Bancários - CDBs e a operações compromissadas, que se caracterizam pela venda de título com o compromisso, por parte do vendedor (Banco) de recomprá-lo, e do comprador, de revendê-lo no futuro. As aplicações são remuneradas entre 78,0% e 100,2% 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 3 a 51 meses a partir do final do período de relatório.

Categoria	Indexador	Controladora		Consolidado	
		30.09.2021	31.12.2020	30.09.2021	31.12.2020
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	91	90	264.619	237.141
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	90% a 101% do CDI	-	-	52.305	62.638
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	Selic	-	-	-	751
		91	90	316.924	300.530
	Circulante	91	90	1.529	1.465
	Não circulante	-	-	315.395	299.065

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

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

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

7 Clientes

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 30.09.2021	Saldo 31.12.2020
Consumidores					
Residencial	462.007	248.368	24.113	734.488	639.424
Industrial	264.311	22.149	72.993	359.453	312.302
Comercial	307.094	50.649	15.810	373.553	335.439
Rural	99.071	22.237	2.895	124.203	109.651
Poder público	42.177	2.172	273	44.622	37.370
Iluminação pública	53.336	62	-	53.398	46.615
Serviço público	55.977	694	54	56.725	41.812
Fornecimento não faturado - cativos	938.706	-	-	938.706	583.209
Parcelamento de débitos - cativos (7.1)	235.365	28.507	55.660	319.532	291.847
Subsídio baixa renda - Eletrobras	16.842	-	-	16.842	13.783
Consumidores livres	171.829	479	1.309	173.617	163.786
Outros créditos	67.855	23.106	82.666	173.627	168.270
	2.714.570	398.423	255.773	3.368.766	2.743.508
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras					
Contratos bilaterais	240.610	165	1.495	242.270	590.335
Contratos regulados	181.829	2	6.483	188.314	170.951
CCEE (7.2)	483.918	-	119.665	603.583	328.001
Suprimento de energia elétrica	906.357	167	127.643	1.034.167	1.089.287
Encargos de uso da rede elétrica	331.201	3.332	9.871	344.404	281.508
Distribuição de gás	84.239	2.274	11.482	97.995	70.928
(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)	(12.416)	(16.941)	(313.117)	(342.474)	(365.551)
	4.023.951	387.255	91.652	4.502.858	3.819.680
	Circulante			4.439.621	3.768.242
	Não circulante			63.237	51.438

7.1 Parcelamento de débitos - cativos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, em 30.09.2021, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto, que varia de 1,00% a 2,70% a.m.

7.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

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

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

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

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

7.3 Perdas de créditos esperadas

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Adições / (reversões)	Perdas	Reclassifi- cação (a)	Saldo em 30.09.2021
Consumidores					
Residencial	47.396	78.452	(87.678)	-	38.170
Industrial	88.866	17.645	(22.310)	-	84.201
Comercial	68.723	27.867	(32.398)	-	64.192
Rural	3.937	4.713	(5.928)	-	2.722
Poder público	3.084	118	(2.850)	-	352
Iluminação pública	8	5	(8)	-	5
Serviço público	143	(7)	(129)	-	7
Não faturado - cativos	1.589	758	-	-	2.347
Ajuste a valor presente	(650)	115	-	-	(535)
	213.096	129.666	(151.301)	-	191.461
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras					
CCEE (7.2)	119.665	-	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	20.533	763	(39)	-	21.257
	140.198	763	(39)	-	140.922
Telecomunicações	-	3.042	(3.153)	111	-
Distribuição de gás	12.257	(2.294)	128	-	10.091
	365.551	131.177	(154.365)	111	342.474

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

8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná

A Administração da Companhia e o Estado do Paraná manteve até 10.08.2021 contrato de negociação da Conta de Resultados a Compensar - CRC.

Em 14.07.2021 foi recebido o Ofício nº 443/2021 – GS/SEFA, por meio do qual o Governo do Estado do Paraná se manifesta na intenção de realizar a quitação integral do saldo da Conta de Resultados a Compensar (“CRC”).

Em 10.08.2021, o Governo do Estado do Paraná quitou integralmente o saldo devedor atualizado pro-rata die da Conta de Resultados a Compensar (“CRC”) no valor de R\$ 1.431.200.

O Estado do Paraná cumpriu os termos contratuais acordados e efetuou todos os pagamentos nas condições originalmente contratadas, bem como o valor para quitação do saldo devedor.

8.1 Mutação do CRC

	Saldo em 1º.01.2021	Juros	Variacão monetária	Recebimentos	Saldo em 30.09.2021
	1.392.624	52.234	201.756	(1.646.614)	-
Circulante	287.789				-
Não circulante	1.104.835				-

9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

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

Consolidado	30.09.2021		31.12.2020	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2021				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	-	-	(54.864)	(54.864)
Energia elétrica para revenda - Itaipu	-	-	231.588	231.588
Transporte de energia pela rede básica	-	-	88.137	88.137
Transporte de energia de Itaipu	-	-	9.766	9.766
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	-	-	11.266	11.266
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	(903)	(903)
Proinfa	-	-	(89)	(89)
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	-	-	27.923	27.923
Sobrecontratação	-	-	78.836	78.836
Risco hidrológico	-	-	(143.147)	(143.147)
Devoluções tarifárias	-	-	(76.144)	(76.144)
Outros	-	-	1.096	1.096
	-	-	173.465	173.465
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2022				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	76.015	228.045	-	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	182.387	547.161	-	-
Transporte de energia pela rede básica	11.653	34.961	-	-
Transporte de energia de Itaipu	(772)	(2.316)	-	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	28.003	84.009	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(5.505)	(16.516)	-	-
Proinfa	(13)	(40)	-	-
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	11.139	33.419	-	-
Sobrecontratação	(51.977)	(155.932)	-	-
Risco hidrológico	(51.880)	(155.640)	-	-
Devoluções tarifárias	(12.860)	(38.580)	-	-
Outros	27.915	83.745	-	-
	214.105	642.316	-	-
	214.105	642.316	173.465	173.465

Consolidado	30.09.2021		31.12.2020	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2020				
Parcela A			-	
Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ	-	-	9.675	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	-	-	(3.401)	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	(66)	-
Proinfa	-	-	33	-
Transporte de energia pela rede básica	-	-	603	-
Transporte de energia de Itaipu	-	-	214	-
Outros componentes financeiros				
Compensação acordos bilaterais CCEAR	-	-	36.395	-
Risco hidrológico	-	-	(187.817)	-
Devoluções tarifárias	-	-	(41.381)	-
Sobrecontratação	-	-	(26.995)	-
Neutralidade	-	-	21.419	-
Outros	-	-	2.612	-
	-	-	(188.709)	-
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2021				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	(189.345)	-	-	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	36.999	-	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	57.139	-	-	-
Proinfa	16.264	-	-	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	477.873	-	-	-
Transporte de energia pela rede básica	234.267	-	-	-
Transporte de energia de Itaipu	24.135	-	-	-
Outros componentes financeiros				
Devolução créditos Pis e Cofis	(512.850)	-	-	-
Risco hidrológico	(359.799)	-	-	-
Devoluções tarifárias	(83.789)	-	-	-
Sobrecontratação	70.639	-	-	-
Neutralidade	51.342	-	-	-
Compensação acordos bilaterais CCEAR	(280)	-	-	-
Outros	(35.078)	-	-	-
	(212.483)	-	-	-
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2023				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	(21.551)	-	-
	-	(21.551)	-	-
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2024				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	(21.551)	-	-
	-	(21.551)	-	-
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2025				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	(21.552)	-	-
	-	(21.552)	-	-
	(212.483)	(64.654)	(188.709)	-

9.2 Mutações dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Balanco Patrimonial	Saldo em 30.09.2021
		Constituição	Amortização	Atualização		Constituição	
Parcela A							
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	463.176	903.565	(180.930)	21.610	-	-	1.207.421
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	(100.053)	675.620	62.022	(4.615)	(518.259)	-	114.715
Transporte de energia pela rede básica	176.877	186.052	(88.751)	6.703	-	-	280.881
Transporte de energia comprada de Itaipu	19.746	9.798	(9.308)	811	-	-	21.047
ESS	19.131	270.473	(10.516)	(713)	(129.364)	-	149.011
CDE	(1.872)	56.505	(21.371)	1.856	-	-	35.118
Proinfa	(145)	22.352	(6.143)	147	-	-	16.211
Outros componentes financeiros							
Devolução Pis e Cofins (NE nº 13.2.1)	-	-	189.150	-	-	(702.000)	(512.850)
Neutralidade	77.265	58.817	(40.355)	173	-	-	95.900
Compensação acordos bilaterais CCEAR	36.395	(383)	(36.292)	-	-	-	(280)
Risco hidrológico	(474.111)	(408.595)	320.519	(5.132)	-	-	(567.319)
Devoluções tarifárias	(193.669)	(72.906)	72.283	(5.591)	-	-	(199.883)
Sobrecontratação	130.677	(184.831)	942	21	(84.079)	-	(137.270)
Outros	4.804	67.042	10.325	1.012	-	(6.601)	76.582
	158.221	1.583.509	261.575	16.282	(731.702)	(708.601)	579.284
Ativo circulante	173.465						214.105
Ativo não circulante	173.465						642.316
Passivo circulante	(188.709)						(212.483)
Passivo não circulante	-						(64.654)

10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	30.09.2021	31.12.2020
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (10.1)	1.106.018	960.518
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (10.2)	223.798	189.416
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (10.3)	712.286	671.204
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (10.4)	96.509	81.202
	2.138.611	1.902.340
Circulante	5.323	4.515
Não circulante	2.133.288	1.897.825

10.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 1º.01.2021	960.518
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	77.028
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(352)
Reconhecimento do valor justo	68.830
Baixas	(6)
Em 30.09.2021	1.106.018

O saldo do contrato de concessão da distribuidora é mensurado a valor justo e seu recebimento é assegurado pelo Poder Concedente por meio de indenização quando da reversão desses ativos ao término da concessão.

10.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2021	189.416
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	4.742
Transferência de ativo intangível (NE nº 19.3)	976
Reconhecimento do valor justo	28.758
Baixas	(94)
Em 30.09.2021	223.798

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

Em 1º.01.2021	671.204
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(55.376)
Juros efetivos (NE nº 32.1)	96.458
Em 30.09.2021	712.286

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.

10.4 Contrato de concessão de geração de energia elétrica

Em 1º.01.2021	81.202
Remuneração	12.703
Reversão de <i>impairment</i> (NE nº 33.4)	2.604
Em 30.09.2021	96.509

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

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

A Copel GeT manifestou tempestivamente à Aneel o interesse no recebimento do valor indenizável. A formalização da comprovação de realização dos respectivos investimentos àquela agência reguladora ocorreu em 17.12.2015.

11 Ativos de contrato

Consolidado	30.09.2021	31.12.2020
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (11.1)	1.613.629	1.114.961
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (11.2)	30.846	27.254
Contratos de concessão de transmissão (11.3)	4.900.304	4.350.582
	6.544.779	5.492.797
	Circulante	135.481
	Não circulante	6.409.298
		285.682
		5.207.115

11.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo	Obrigações especiais	Total
Em 1º.01.2021	1.144.780	(29.819)	1.114.961
Aquisições	1.199.609	-	1.199.609
Participação financeira do consumidor	-	(103.158)	(103.158)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	39.720	-	39.720
Transferências para o intangível (NE nº 19.1)	(637.999)	81.927	(556.072)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	(86.177)	9.149	(77.028)
Baixas	(4.403)	-	(4.403)
Em 30.09.2021	1.655.530	(41.901)	1.613.629

11.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2021	27.254
Aquisições	10.545
Transferências para o intangível (NE nº 19.3)	(2.211)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	(4.742)
Em 30.09.2021	30.846

11.3 Contratos de concessão de transmissão

	Ativo concessões	Ativo RBSE	Total
Em 1º.01.2021	3.007.234	1.343.348	4.350.582
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	541	-	541
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(226.944)	(203.373)	(430.317)
Transferências para o imobilizado	(1.124)	-	(1.124)
Transferência de litígios	2.374	-	2.374
Remuneração	450.677	173.021	623.698
Receita de construção	153.573	-	153.573
Margem de construção	2.534	-	2.534
Ganho por eficiência (11.3.1)	106.491	91.952	198.443
Em 30.09.2021	3.495.356	1.404.948	4.900.304

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

Na construção e operação da infraestrutura de transmissão, esperam-se possíveis impactos positivos ou negativos em função de atrasos e custos adicionais por questões ambientais, variação dos custos, principalmente com cabos e estruturas quando indexados 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.

Nos nove primeiros meses houve um ganho estimado por eficiência no montante de R\$ 198.443, assim seguem descritos os principais impactos:

- Ganho de R\$ 91.952 decorrente do reperfilamento dos ativos RBSE;
- Ganho de R\$ 52.277 pela Revisão Tarifária Periódica dos contratos 010/2010 (LT Araraquara – Taubaté), 015/2010 (Cerquilha) e 006/2016 (LT Blumenau – Curitiba Leste);
- Ganho de R\$ 24.804 pelo êxito no pleito parcial da Copel GeT sobre o excludente de responsabilidade referente ao empreendimento Aratau, na qual foi decidido pela extensão de 878 dias do término do contrato de concessão; e
- Ganhos de eficiência na construção de reforços e melhoria no valor de R\$ 28.305 devido ao Capex ter sido menor que o previsto nas resoluções pela Aneel.

11.3.2 Premissas adotadas para o cálculo do ativo de contrato

30.09.2021	Ativo concessões	Ativo RBSE
Margem de construção	1,65%	N/A
Margem de operação e manutenção	1,65%	N/A
Taxa de remuneração (a)	9,56% a.a.	9,54% a.a.
Índice de correção dos contratos	IPCA (b)	IPCA
RAP anual, conforme Resolução Homologatória	439.073	192.288
Custo de construção incorrido das obras em andamento		
Contrato nº 006/2016 - LT 525 kV Curitiba Leste - Blumenau	265.271	N/A

(a) Taxa média dos contratos

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

12 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2021	31.12.2020	30.09.2021	31.12.2020
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 36.2.12)	-	-	1.065.010	689.531
Serviços em curso (a)	7.958	7.444	305.090	260.348
Adiantamento a empregados	1.417	664	28.666	17.785
Repasse CDE (12.2)	-	-	69.113	60.433
Créditos nas operações de aquisição de gás (12.1)	-	-	78.579	120.515
Ressarcimento de valores de consumo de carvão pela CDE	-	-	40.014	28.657
Alienações e desativações em curso	-	17	35.735	36.855
Adiantamento a fornecedores (b)	-	2	23.692	36.609
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (NE nº 36.2.3 - b)	-	-	6.084	23.308
Adiantamento para indenizações imobiliárias	-	-	7.621	14.484
Bandeira tarifária - CCRBT	-	-	10.548	7.194
Outros créditos	384	341	97.075	63.926
	9.759	8.468	1.767.227	1.359.645
Circulante	1.800	1.025	659.913	514.185
Não circulante	7.959	7.443	1.107.314	845.460

CCRBT - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias

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

(b) Adiantamento previsto em cláusula contratual.

12.1 Créditos nas operações de aquisição de gás - Compagás

Refere-se à aquisição de volumes de gás contratados e garantidos, superiores àqueles efetivamente retirados e utilizados, para os quais o contrato prevê a compensação futura. A Compagás tem o direito de utilizar e compensar esse gás ao longo da vigência do contrato e em até 1 ano após o encerramento, atualmente estabelecido em dezembro de 2023. De acordo com as disposições contratuais e perspectivas de consumo, decorrentes da revisão dos projetos e cenários para os próximos anos, a Compagás estima compensar integralmente os volumes contratados no curso de sua operação. Os contratos com a Petrobras preveem o direito de cessão deste ativo. De acordo com as disposições contratuais e perspectivas de consumo, decorrente da revisão dos projetos e cenários para os próximos anos, a Companhia efetuou uma revisão da estimativa do valor recuperável (NE 33.4) (*impairment*) do crédito de *ship or pay* a compensar.

12.2 Repasse CDE

Valores da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE a serem repassados à Companhia, para cobertura dos descontos tarifários incidentes sobre as tarifas, definidos na Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 7.891/2013. O valor repassado referente ao período de junho de 2020 a maio de 2021, de acordo com Resolução Homologatória Aneel nº 2.704/2020, foi de R\$ 47.005 mensais, alterado para R\$ 47.661 mensais a partir de junho de 2021, pela Resolução Homologatória Aneel nº 2.886/2021 de 22.06.2021, a qual homologou o resultado do último Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS.

13 Tributos

13.1 Imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em 1º.01.2021	Reconhecido Operação Continuada	Reconhecido Operação Descontinuada	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 30.09.2021
Ativo não circulante					
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	132.354	15.651	(148.005)	-	-
Provisões para litígios	111.193	(4.301)	-	-	106.892
Perdas de créditos esperadas	49.443	-	-	-	49.443
Amortização do direito de concessão	4.470	286	-	-	4.756
Provisão Finam	3.455	-	-	-	3.455
Benefícios pós-emprego	3.449	179	-	914	4.542
Outros	4.520	4.337	-	-	8.857
	308.884	16.152	(148.005)	914	177.945
(-) Passivo não circulante					
Atualização de depósitos judiciais	21.620	877	-	-	22.497
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	1.373	(332)	-	-	1.041
Instrumentos financeiros	3.759	(1.335)	-	-	2.424
	26.752	(790)	-	-	25.962
Líquido	282.132	16.942	(148.005)	914	151.983

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Reconhecido Operação Continuada	Reconhecido Operação Descontinuada	Reclassifi- cação (a)	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 30.09.2021
Ativo não circulante						
Provisões para litígios	510.680	(20.613)	-	-	-	490.067
Benefícios pós-emprego	507.037	11.841	-	-	(15.821)	503.057
<i>Impairment</i>	321.640	2.521	-	-	-	324.161
Provisão para P&D e PEE	152.498	(15.717)	-	-	-	136.781
Perdas de créditos esperadas	128.953	(11.256)	-	-	-	117.697
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	242.735	75.179	(148.005)	-	-	169.909
INSS - liminar sobre depósito judicial	74.540	2.156	-	-	-	76.696
Provisões por desempenho e participação nos lucros	161.737	(84.794)	-	-	-	76.943
Amortização do direito de concessão	47.209	3.915	-	-	-	51.124
Contratos de concessão	21.061	(968)	-	-	-	20.093
Provisão para compra de energia	18.039	-	-	-	-	18.039
(-) Reclassificação (a)	(83.742)	(19.547)	-	17.116	-	(86.173)
Outros	165.893	6.296	-	-	-	172.189
	2.268.280	(50.987)	(148.005)	17.116	(15.821)	2.070.583
(-) Passivo não circulante						
Contratos de concessão	900.505	231.685	-	-	-	1.132.190
Efeitos da repactuação do risco hidrológico - GSF	-	530.704	-	-	-	530.704
Custo atribuído ao imobilizado	350.491	(18.271)	-	-	-	332.220
Instrumentos financeiros derivativos	117.682	451	-	-	-	118.133
Atualização de depósitos judiciais	63.126	1.837	-	-	-	64.963
Depreciação acelerada	75.955	-	-	-	-	75.955
Custo de transação - empréstimos e debêntures	24.569	1.302	-	-	-	25.871
(-) Reclassificação (a)	(2.765)	343	-	-	-	(2.422)
Outros	31.951	(20.710)	-	-	-	11.241
	1.561.514	727.341	-	-	-	2.288.855
Líquido	706.766	(778.328)	(148.005)	17.116	(15.821)	(218.272)
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	1.191.104					1.001.759
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(484.338)					(1.220.031)

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

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

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2021	5.079	(346)	161.144	(53.698)
2022	11.103	(1.528)	267.407	(253.836)
2023	6.729	(1.190)	177.945	(258.346)
2024	6.728	(900)	142.639	(258.902)
2025	6.728	(900)	116.487	(171.288)
2026 a 2028	19.874	(2.699)	254.271	(408.972)
2029 a 2030	121.704	(18.399)	950.690	(883.813)
	177.945	(25.962)	2.070.583	(2.288.855)

13.1.2 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 30.09.2021, a Companhia não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 39.671 (R\$ 131.655 em 31.12.2020) por não haver razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

13.2 **Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais**

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2021	31.12.2020	30.09.2021	31.12.2020
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	-	-	99.728	89.942
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	-	-	1.161.449	1.474.119
Outros tributos a compensar	-	-	1.215	1.262
	-	-	1.262.392	1.565.323
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	122.130	84.376
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	59.347	88.318	3.891.448	4.421.403
Outros tributos a compensar	13	13	33.783	33.719
	59.360	88.331	4.047.361	4.539.498
Passivo circulante				
ICMS a recolher	-	-	249.901	201.138
PIS/Pasep e Cofins a recolher	-	-	197.927	179.133
IRRF sobre JSCP	-	-	-	43.950
Programa Especial de Regularização Tributária	-	-	51.517	50.565
Outros tributos	654	952	16.773	15.822
	654	952	516.118	490.608
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	3.114	2.978	215.312	209.145
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	377.791	408.738
Outros tributos	-	-	4.823	4.600
	3.114	2.978	597.926	622.483

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

13.2.1 Crédito de Pis e Cofins sobre ICMS – 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, bem como para autorizá-la a proceder a compensação administrativa dos valores recolhidos a maior de tais contribuições sociais, dos últimos cinco anos.

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

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

Adicionalmente, com a assistência de seus assessores legais, a Companhia decidiu pela contabilização do passivo a restituir para os consumidores dos últimos 10 anos do crédito, a contar da data do trânsito em julgado, considerando a legislação vigente, o prazo prescricional definido no código civil e a jurisprudência dos tribunais. A restituição dos créditos de PIS e Cofins aos consumidores aguarda uma conclusão das discussões junto à Aneel a respeito dos mecanismos e critérios de compensação, a partir da efetiva compensação dos créditos fiscais, que se iniciou em junho de 2021 com a habilitação junto à Receita Federal do crédito originário da Cofins.

Em 09.02.2021, a Aneel abriu consulta pública voltada a discutir a forma de devolução dos créditos tributários para os consumidores, conforme descrito na NE nº 30.2. A proposta da Aneel é de 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) serão abatidos na fatura de energia elétrica, por meio de seu rateio pelo conjunto de consumidores, sendo definidas cotas-partes de cada um deles a cada ciclo de faturamento, de modo que se considere sua participação no faturamento mensal, também não houve manifestação da Aneel em relação ao período prescricional de devolução do crédito ao consumidor. Até a presente data a Aneel não publicou o resultado da consulta pública.

Ainda, em 09.02.2021, a ANEEL publicou o Despacho Aneel nº 361, estabelecendo que, diante de situações excepcionais, nas quais haja possibilidade de aumento tarifário expressivo, poderá, antecipadamente à conclusão da Consulta Pública nº 005/2021, ser utilizada parte dos créditos do PIS e da Cofins, limitada a 20% (vinte por cento) do total envolvido nas ações judiciais impetradas pelas distribuidoras.

Considerando o Despacho Aneel nº 361/2021, nas tarifas reajustadas a partir de 24.06.2021, por meio da Resolução Homologatória nº 2.886, foram utilizados, como item financeiro, reduzindo a tarifa dos consumidores nos próximos doze meses, R\$ 702.000. Contudo, a Companhia manifestou no processo tarifário o direito de pleitear, caso necessário, ajustes tarifários futuros que equalizem eventuais diferenças financeiras observadas entre os valores ora considerados e os valores efetivamente recuperados de créditos tributários, bem como outros direitos que julgue necessário.

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 das contribuições PIS/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 Companhia, mantendo o tratamento e valores registrados.

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

	30.09.2021	30.09.2020
Crédito tributário - principal	3.212.401	3.620.118
Crédito tributário - atualização monetária	1.594.142	2.018.622
Efeito no ativo	4.806.543	5.638.740
PIS/Pasep e Cofins a restituir para consumidores	(3.713.180)	(3.793.394)
(-) Transferência para Passivos Financeiros Setoriais	425.917	-
Obrigações fiscais - Pis/Pasep e Cofins a recolher sobre receita financeira	-	(93.866)
Imposto de renda e contribuição social	-	(595.503)
Efeito no passivo	(3.287.263)	(4.482.763)
EFEITO NO BALANÇO PATRIMONIAL	1.519.280	1.155.977
Receita operacional líquida	-	810.563
Receita financeira, líquida de pis e cofins	14.826	940.917
Imposto de renda e contribuição social	(5.041)	(595.503)
EFEITO NA DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	9.785	1.155.977

Complementarmente, no processo de Revisão Tarifária da Copel DIS de 24.06.2021, foram transferidos para a conta de Passivo Financeiro Setorial o montante de R\$ 702.000 conforme demonstrado na NE nº 9.2, sendo R\$ 578.603 referente a parte de créditos tributários a devolver ao consumidor e R\$ 123.397 dos valores remensurados de março a junho de 2020.

13.2.2 Crédito de PIS e Cofins sobre ICMS –Compagás

No saldo está contido o registro decorrente do trânsito em julgado da ação judicial em que a Compagás discutia a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e Cofins. Diante da decisão favorável, a Compagás registrou o ativo de R\$ 107.453, em setembro de 2019. Parte destes créditos já foi recuperada de modo que o saldo atualizado, em 30.09.2021, é de R\$ 77.685.

13.3 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2021	30.09.2020	30.09.2021	30.09.2020
Lucro antes do IRPJ e CSLL	3.288.253	2.783.955	4.691.676	4.080.507
IRPJ e CSLL (34%)	(1.118.006)	(946.545)	(1.595.170)	(1.387.372)
Efeitos fiscais sobre:				
Equivalência patrimonial	1.077.650	924.709	94.849	28.356
Juros sobre o capital próprio	127.101	-	127.101	-
Dividendos	435	188	435	188
Despesas indedutíveis	(3.320)	(3.244)	(4.881)	(11.432)
Incentivos fiscais	7.434	198	27.362	11.739
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(21.453)	(68.394)
Constituição e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores	-	-	107.556	-
Diferença entre bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	36.386	83.692
Outros	12	19	(987)	8.617
IRPJ e CSLL correntes	74.364	(47.093)	(450.474)	(1.225.170)
IRPJ e CSLL diferidos	16.942	22.418	(778.328)	(109.436)
Alíquota efetiva - %	-2,8%	0,9%	26,2%	32,7%

	Controladora		Consolidado	
	1º.07.2021 a 30.09.2021	1º.07.2020 a 30.09.2020	1º.07.2021 a 30.09.2021	1º.07.2020 a 30.09.2020
Lucro antes do IRPJ e CSLL	1.630.929	689.085	2.395.619	934.899
IRPJ e CSLL (34%)	(554.516)	(234.289)	(814.511)	(317.865)
Efeitos fiscais sobre:				
Equivalência patrimonial	560.913	216.964	42.895	19.048
Juros sobre o capital próprio	81.476	-	81.476	-
Dividendos	188	188	187	188
Despesas indedutíveis	(2.778)	(455)	3.367	(3.135)
Incentivos fiscais	7.366	56	20.558	3.688
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(102.286)	(18.979)
Constituição e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores	-	-	107.556	-
Diferença entre bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	9.882	46.891
Outros	6	7	1.895	3.312
IRPJ e CSLL correntes	85.351	(36.201)	(98.858)	(224.935)
IRPJ e CSLL diferidos	7.304	18.672	(550.123)	(41.917)
Alíquota efetiva - %	-5,7%	2,5%	27,1%	28,5%

14 Despesas Antecipadas

Consolidado	30.09.2021	31.12.2020
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa	22.568	22.408
Prêmios de seguros	17.657	14.453
Outros	2.071	170
	42.296	37.031
	Circulante	40.652
	Não circulante	1.644
		36.987
		44

15 Partes Relacionadas

	Controladora	
	30.09.2021	31.12.2020
Ativo circulante		
Controladas		
UEG Araucária - mútuo (15.2)	-	33.572
Compartilhamento de estrutura	5.916	6.726
Ativo não circulante		
Controladas		
Copel DIS (15.1)	147.257	140.337
Passivo circulante		
Controladas		
Copel CTE - mútuo (15.3)	-	282.817
Compartilhamento de estrutura	487	833
Passivo não circulante		
Controladas		
Adiantamento - Elejor	5.851	5.851

15.1 Copel DIS - Financiamento repassado - STN

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

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

15.2 UEGA - Contrato de Mútuo

Em 20.02.2020, foi assinado contrato de mútuo entre a Companhia Paranaense de Energia - Copel e UEG Araucária Ltda - UEGA (mutuária), com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de 119% do CDI, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa. O valor da receita financeira no período findo em 30.09.2021 foi de R\$ 67 (R\$ 306 em 30.09.2020). Em 29.04.2021 o mútuo foi quitado.

15.3 Copel Telecomunicações - Contrato de Mútuo

Em 19.06.2020, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel Telecomunicações S.A. (mutuante) e a Companhia Paranaense de Energia - Copel (mutuária), com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de 120% do CDI, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa e vigência até 30.06.2021. O valor integral foi liquidado em 30.06.2021, tendo como resultado do período os juros remuneratórios no valor de R\$ 7.688, a tributação sobre o rendimento no valor de R\$ 1.346 e as despesas financeiras no valor de R\$ 2.367.

16 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2021	31.12.2020	30.09.2021	31.12.2020
Fiscais	126.909	125.227	394.074	346.659
Trabalhistas	501	440	110.095	72.263
Cíveis				
Cíveis	-	-	74.425	57.006
Servidões de passagem	-	-	43.135	7.156
Consumidores	-	-	3.399	3.479
	-	-	120.959	67.641
Outros	530	71	582	183
	127.940	125.738	625.710	486.746

17 Investimentos

17.1 Mutações dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2021	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Alienação Copel Telecom	Saldo em 30.09.2021
Controladas									
Copel GeT	10.732.734	2.421.487	(88)	177.532	-	-	(602.540)	-	12.729.125
Copel DIS	7.212.915	643.770	(185)	17.762	-	-	(420.718)	-	7.453.544
Copel TEL	757.799	36.697	32.759	-	(54.330)	-	-	(772.925)	-
Copel TEL - Reclassificação (a)	(758.742)	-	-	-	-	-	-	758.742	-
Copel SER	29.386	39.511	(46.533)	5.636	(28.000)	-	-	-	-
Copel Energia	356.922	52.941	-	2.170	-	-	-	-	412.033
UEG Araucária (17.2)	48.355	74.239	-	-	-	-	-	-	122.594
Compagás (17.2)	252.481	34.977	-	-	-	-	(26.980)	-	260.478
Elejor (17.2)	9.443	(9.443)	-	-	-	-	-	-	-
Elejor - direito de concessão	11.499	-	-	-	-	(567)	-	-	10.932
	18.652.792	3.294.179	(14.047)	203.100	(82.330)	(567)	(1.050.238)	(14.183)	20.988.706
Empreendimentos controlados em conjunto									
Voltaia São Miguel do Gostoso I (17.3)	107.721	1.495	-	-	-	-	-	-	109.216
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	9.671	-	-	-	-	(275)	-	-	9.396
Solar Paraná	6.831	(121)	-	100	-	-	-	-	6.810
	124.223	1.374	-	100	-	(275)	-	-	125.422
Coligadas									
Dona Francisca Energética (17.4)	28.147	6.686	-	-	-	-	(9.578)	-	25.255
Outras	1.940	(3)	-	-	-	-	-	-	1.937
	30.087	6.683	-	-	-	-	(9.578)	-	27.192
	18.807.102	3.302.236	(14.047)	203.200	(82.330)	(842)	(1.059.816)	(14.183)	21.141.320

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

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Outros (a)	Saldo em 30.09.2021
Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)							
Voltaia São Miguel do Gostoso I	107.721	1.495	-	-	-	-	109.216
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	9.671	-	-	(275)	-	-	9.396
Caiuá	95.362	9.880	-	-	-	-	105.242
Integração Maranhense	148.581	15.524	-	-	-	-	164.105
Matrinchá	734.503	76.879	-	-	(9.255)	-	802.127
Guaraciaba	361.170	42.434	-	-	(4.966)	-	398.638
Paranaíba	203.681	23.488	-	-	(6.897)	-	220.272
Mata de Santa Genebra	661.430	55.779	-	-	-	-	717.209
Cantareira	359.686	35.554	30.870	-	-	-	426.110
Solar Paraná	6.831	(121)	100	-	-	-	6.810
	2.688.636	260.912	30.970	(275)	(21.118)	-	2.959.125
Coligadas							
Dona Francisca Energética (17.4)	28.147	6.686	-	-	(9.578)	-	25.255
Foz do Chopim Energética (17.4)	9.986	11.371	-	-	(2.831)	-	18.526
Outras	1.940	(3)	-	-	-	-	1.937
	40.073	18.054	-	-	(12.409)	-	45.718
Propriedades para investimento	808	-	-	(4)	-	(262)	542
	2.729.517	278.966	30.970	(279)	(33.527)	(262)	3.005.385

(a) Transferência de bens destinados a alienação.

17.2 Controladas com participação de não controladores

17.2.1 Informações financeiras resumidas

Saldos em 30.09.2021	Compagás	Elejor	UEG Araucária
ATIVO	811.396	812.023	1.009.846
Ativo circulante	329.927	186.136	693.064
Ativo não circulante	481.469	625.887	316.782
PASSIVO	811.396	812.023	1.009.846
Passivo circulante	208.510	108.925	398.709
Passivo não circulante	92.146	739.147	7.217
Patrimônio líquido	510.740	(36.049)	603.920
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita operacional líquida	562.747	128.956	1.494.686
Custos e despesas operacionais	(458.425)	(65.008)	(1.106.958)
Resultado financeiro	5.653	(144.021)	3.395
Tributos	(41.392)	30.534	(25.414)
Lucro (prejuízo) do período	68.583	(49.539)	365.709
Outros resultados abrangentes	-	-	-
Resultado abrangente do período	68.583	(49.539)	365.709
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA			
Fluxo de caixa das atividades operacionais	126.132	183.202	241.540
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(12.679)	(66.524)	-
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(46.948)	-	(33.582)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	66.505	116.678	207.958
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	110.659	51.616	64.806
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	177.164	168.294	272.764
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	66.505	116.678	207.958

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

17.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participação no capital social	Compagás 49%	Elejor 30%	UEG Araucária 18,8%	Consolidado
Em 1º.01.2021	242.578	4.046	44.783	291.407
Lucro líquido (prejuízo) do período	33.606	(14.863)	68.753	87.496
Dividendos	(25.920)	-	-	(25.920)
Em 30.09.2021	250.264	(10.817)	113.536	352.983

17.3 Informações resumidas dos principais empreendimentos controlados em conjunto

	Voltaia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
Saldos em 30.09.2021								
ATIVO	225.097	284.920	512.367	2.601.846	1.384.914	1.790.694	2.808.955	1.668.594
Ativo circulante	3.670	34.849	71.657	424.948	180.501	196.731	334.335	180.833
Caixa e equivalentes de caixa	3.619	9.780	13.414	121.901	53.668	33.699	34.559	32.856
Outros ativos circulantes	51	25.069	58.243	303.047	126.833	163.032	299.776	147.977
Ativo não circulante	221.427	250.071	440.710	2.176.898	1.204.413	1.593.963	2.474.620	1.487.761
PASSIVO	225.097	284.920	512.367	2.601.846	1.384.914	1.790.694	2.808.955	1.668.594
Passivo circulante	2.207	16.815	50.337	135.910	95.802	86.326	159.037	52.551
Passivos financeiros	-	7.376	13.152	93.550	34.781	49.227	111.420	27.533
Outros passivos circulantes	2.207	9.439	37.185	42.360	61.021	37.099	47.617	25.018
Passivo não circulante	-	53.327	127.118	828.941	475.565	805.300	1.218.362	746.430
Passivos financeiros	-	37.420	55.898	702.455	433.975	528.090	1.178.068	461.602
Outros passivos não circulantes	-	15.907	71.220	126.486	41.590	277.210	40.294	284.828
Patrimônio líquido	222.890	214.778	334.912	1.636.995	813.547	899.068	1.431.556	869.613
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	-	30.691	50.868	280.871	174.441	203.029	312.992	164.828
Custos e despesas operacionais	(49)	(3.989)	(3.911)	(15.800)	(10.560)	(13.645)	(59.546)	(22.319)
Resultado financeiro	95	(1.911)	(3.051)	(59.915)	(32.437)	(48.663)	(79.292)	(32.510)
Equivalência patrimonial	3.012	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	(8)	(4.626)	(12.226)	(48.260)	(44.727)	(44.998)	(62.818)	(37.441)
Lucro (prejuízo) do período	3.050	20.165	31.680	156.896	86.717	95.723	111.336	72.558
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	3.050	20.165	31.680	156.896	86.717	95.723	111.336	72.558
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	109.216	105.242	164.105	802.127	398.638	220.272	717.209	426.110

Em 30.09.2021, a participação da Copel nos passivos contingentes classificados como perda possível em seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 252.427 (R\$ 227.467 em 31.12.2020), sendo que do montante, o valor de R\$ 211.129 se refere a Mata de Santa Genebra.

17.4 Informações resumidas das principais coligadas

Saldos em 30.09.2021	Dona Francisca	Foz do Chopim
ATIVO	121.688	55.478
Ativo circulante	11.950	12.591
Ativo não circulante	109.738	42.887
PASSIVO	121.688	55.478
Passivo circulante	11.255	3.679
Passivo não circulante	766	-
Patrimônio líquido	109.667	51.799
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO		
Receita operacional líquida	50.596	40.839
Custos e despesas operacionais	(20.079)	(5.828)
Resultado financeiro	228	(1.833)
Provisão para IR e CSLL	(1.718)	(1.379)
Lucro líquido do período	29.027	31.799
Outros resultados abrangentes	-	-
Resultado abrangente do período	29.027	31.799
Participação na coligada - %	23,03	35,77
Valor contábil do investimento	25.255	18.526

Em 30.09.2021, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 2.171 (R\$ 1.428 em 31.12.2020).

18 Imobilizado

18.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	30.09.2021			31.12.2020		
	Custo	Depreciação acumulada		Custo	Depreciação acumulada	
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	8.161.357	(4.736.186)	3.425.171	8.081.989	(4.600.598)	3.481.391
Máquinas e equipamentos	7.604.894	(2.745.690)	4.859.204	7.644.171	(2.619.939)	5.024.232
Edificações	1.994.101	(1.117.294)	876.807	1.968.591	(1.096.016)	872.575
Terrenos	507.381	(46.232)	461.149	490.177	(38.269)	451.908
Veículos e aeronaves	33.984	(32.683)	1.301	44.617	(42.725)	1.892
Móveis e utensílios	14.497	(10.879)	3.618	22.314	(15.498)	6.816
(-) Impairment (18.4)	(788.735)	-	(788.735)	(925.521)	-	(925.521)
(-) Impairment	-	-	-	(27.928)	-	(27.928)
(-) Obrigações especiais	(792)	259	(533)	(332)	81	(251)
	17.526.687	(8.688.705)	8.837.982	17.298.078	(8.412.964)	8.885.114
Em curso						
Custo	609.757	-	609.757	734.507	-	734.507
(-) Impairment (18.4)	(133.492)	-	(133.492)	(120.308)	-	(120.308)
(-) Impairment	-	-	-	(3.853)	-	(3.853)
	476.265	-	476.265	610.346	-	610.346
	18.002.952	(8.688.705)	9.314.247	17.908.424	(8.412.964)	9.495.460

18.2 Muta o do imobilizado

Consolidado	Saldo em 1 ^o .01.2021	Aquisi�es/ Impairment	Deprecia�o	Baixas	Transfe- rências	Aliena�o Copel Telecom	Saldo em 30.09.2021
Em serviço							
Reservatórios, barragens, adutoras	3.481.391	-	(134.358)	2.147	75.991	-	3.425.171
Máquinas e equipamentos	5.647.220	-	(299.041)	(26.332)	142.399	(605.042)	4.859.204
Edifica�es	872.575	-	(29.807)	(354)	35.060	(667)	876.807
Terrenos	451.908	-	(7.963)	(752)	18.054	(98)	461.149
Veículos e aeronaves	1.892	-	(649)	(68)	134	(8)	1.301
Móveis e utensílios	6.816	-	(960)	(43)	(376)	(1.819)	3.618
(-) Impairment (18.4)	(925.521)	136.786	-	-	-	-	(788.735)
(-) Impairment	(27.928)	1.989	-	-	-	25.939	-
(-) Obriga�es especiais	(251)	-	58	-	(340)	-	(533)
(-) Reclassifica�o (a)	(622.988)	-	-	-	41.293	581.695	-
	8.885.114	138.775	(472.720)	(25.402)	312.215	-	8.837.982
Em curso							
Custo	795.816	199.734	-	(14.052)	(301.228)	(70.513)	609.757
(-) Impairment (18.4)	(120.308)	(13.184)	-	-	-	-	(133.492)
(-) Impairment	(3.853)	3.103	-	-	-	750	-
(-) Reclassifica�o (a)	(61.309)	-	-	-	(8.454)	69.763	-
	610.346	189.653	-	(14.052)	(309.682)	-	476.265
	9.495.460	328.428	(472.720)	(39.454)	2.533	-	9.314.247

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

18.3 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 (%)	30.09.2021	31.12.2020
UHE Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá	51,0			
Consórcio Energético Cruzeiro do Sul				
Em serviço			859.926	859.917
(-) Deprecia�o Acumulada		3,43	(257.547)	(235.454)
Em curso			26.267	24.827
			628.646	649.290
UHE Baixo Iguaçu	30,0			
Em serviço			691.754	691.833
(-) Deprecia�o Acumulada		3,29	(58.850)	(41.803)
Em curso			54.117	50.114
			687.021	700.144
			1.315.667	1.349.434

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

Em 30.09.2021, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	<i>Impairment</i>	
UHE Colíder	2.482.838	(236.175)	(696.697)	1.549.966
UEGA	701.524	(459.853)	-	241.671
Consórcio Tapajós (a)	14.879	-	(14.879)	-
Usinas no Paraná	997.377	(95.038)	(210.651)	691.688
	4.196.618	(791.066)	(922.227)	2.483.325

(a) Projeto em desenvolvimento

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

Consolidado	<i>Impairment</i>		Saldo em
	1º.01.2021	/ Reversão	
Em serviço			
UHE Colíder	(683.193)	(13.504)	(696.697)
UEGA	(138.777)	138.777	-
Usinas no Paraná	(103.551)	11.513	(92.038)
	(925.521)	136.786	(788.735)
Em curso			
Consórcio Tapajós	(14.464)	(415)	(14.879)
Usinas no Paraná	(105.844)	(12.769)	(118.613)
	(120.308)	(13.184)	(133.492)
	(1.045.829)	123.602	(922.227)

18.4.1 UEG Araucária

Em 30.09.2021 as premissas de recuperabilidade do ativo foram avaliadas individualmente e a Administração não identificou de que o ativo possa ter sofrido desvalorização.

Em junho de 2021, o cálculo do valor em uso considerou: i) premissas e orçamentos da Companhia; ii) premissas de geração, de despacho e de custos variáveis; e, iii) atualização da taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante em 7,87% a.a. (em 2020, 7,87% a.a.), que derivam da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica, acrescida de risco adicional associado à variação da receita. Pela revisão das premissas e do orçamento, foi reconhecida a reversão integral do saldo provisionado para perdas em períodos anteriores tendo em vista principalmente pelo aumento da demanda de energia no país, consequência das condições hidrológicas desfavoráveis do período associadas a política operativa do ONS para garantia de suprimento energético, o que faz com que as premissas de despacho da usina ocorram em um período maior que as projeções anteriores.

18.5 Empreendimentos em construção

18.5.1 PCH Bela Vista

Com um investimento estimado em R\$ 224.000, o empreendimento, que tem 29,81 MW de capacidade instalada e garantia física de 18,4 MW médios, construído no Rio Chopim, nos municípios de São João e Verê, localizados no sudoeste do estado do Paraná.

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

As obras tiveram seu início no mês de agosto de 2019, sendo que a entrada em operação comercial da primeira, segunda e terceira unidades geradoras ocorreu em 12.06.2021, 10.07.2021 e 15.08.2021, respectivamente. A entrada em operação comercial da quarta unidade está prevista para o final do mês de novembro.

18.5.2 Complexo eólico Jandaíra

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

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

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

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

19 Intangível

Consolidado	30.09.2021	31.12.2020
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (19.1)	6.446.351	6.203.387
Contratos de concessão/autorização de geração (19.2)	2.165.175	553.840
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (19.3)	105.014	132.366
Outros intangíveis (19.4)	35.559	39.863
	8.752.099	6.929.456

19.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo intangível	Obrigações	Total
	em serviço	especiais em serviço	
Em 1º.01.2021	8.953.486	(2.750.099)	6.203.387
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	637.999	(81.927)	556.072
Transferências para outros créditos	(2.956)	-	(2.956)
Quotas de amortização - concessão (a)	(387.819)	106.845	(280.974)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(7.787)	-	(7.787)
Baixas	(21.391)	-	(21.391)
Em 30.09.2021	9.171.532	(2.725.181)	6.446.351

(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.

19.2 Contratos de concessão de geração

Consolidado	Contrato de concessão (a)		Direito de concessão e autorização	Total
	em serviço	em curso		
Em 1º.01.2021	195.622	-	358.218	553.840
Outorga Aneel - uso do bem público	63.446	1.823	-	65.269
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(13.237)	-	(11.240)	(24.477)
Repactuação GSF (c)	1.570.543	-	-	1.570.543
Em 30.09.2021	1.816.374	1.823	346.978	2.165.175

(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.

(c) Refere-se a repactuação hidrológica do GSF. (NE nº 1 b)

19.3 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Consolidado	Total
Em 1º.01.2021	132.366
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	2.211
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	(976)
Quotas de amortização - concessão	(28.587)
Em 30.09.2021	105.014

19.4 Outros intangíveis

Consolidado	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2021	19.209	20.654	39.863
Aquisições	916	6.250	7.166
Transferências do imobilizado	70	(32)	38
Capitalizações para intangível em serviço	4.409	(4.409)	-
Quotas de amortização (a)	(6.670)	-	(6.670)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(5)	-	(5)
Cisão Parcial de Ativos	(5.047)	(526)	(5.573)
(-) Reclassificação (b)	141	599	740
Em 30.09.2021	13.023	22.536	35.559

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

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

20 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2021	31.12.2020	30.09.2021	31.12.2020
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	1.664	1.609	29.882	42.748
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	2.136	907	41.360	29.742
	3.800	2.516	71.242	72.490
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida	-	-	826	-
Férias	6.802	2.978	134.763	100.175
Provisões por desempenho e participação nos lucros	10.098	11.263	245.580	483.110
Programa de desligamentos voluntários	14.670	-	15.640	28.071
Outros	19	2	501	200
	31.589	14.243	397.310	611.556
	35.389	16.759	468.552	684.046

21 Fornecedores

Consolidado	30.09.2021	31.12.2020
Energia elétrica	1.772.155	1.393.899
Materiais e serviços	824.957	671.458
Gás para revenda	60.259	38.574
Encargos de uso da rede elétrica	313.045	332.521
	2.970.416	2.436.452
	Circulante	2.844.672
	Não circulante	125.744
		2.291.307
		145.145

22 Empréstimos e Financiamentos

Consolidado												
Contrato	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	30.09.2021	31.12.2020
MOEDA ESTRANGERA												
Secretaria do Tesouro Nacional - STN												
Par Bond	Copel	Reestruturação da dívida.	Garantias depositadas (22.1).	20.05.1998	1	11.04.2024	Semestral	6,0% + 0,20%	6,0% + 0,20%	17.315	87.514	82.933
Discount Bond				20.05.1998	1	11.04.2024	Semestral	1,1250% + 0,20%	1,1250% + 0,20%	12.082	59.743	57.404
Total moeda estrangeira											147.257	140.337
MOEDA NACIONAL												
Banco do Brasil												
CCB 306.401.381 (a)	Copel HOL	Capital de giro.	Cessão de créditos	21.07.2015	2	25.03.2023	Trimestral	135,00% do DI	145,46% do DI	640.005	640.619	640.177
											640.619	640.177
Caixa Econômica Federal												
415.855-22/14		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	10.057	11.496
3153-352	Copel DIS	Aquisição de máquinas, equipamentos, bens de informática e automação.	Cessão fiduciária de duplicatas.	01.11.2016	36	15.12.2021	Mensal	5,5 % acima da TJLP	5,5 % acima da TJLP	1.156	40	165
											10.097	11.661
Banco do Brasil - Repasse BNDES												
21/02000-0	Copel GeT	Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	16.04.2009	179	15.01.2028	Mensal	2,13% acima da TJLP	2,13% acima da TJLP	169.500	75.045	83.936
											75.045	83.936

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

Consolidado														
Contrato	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	30.09.2021	31.12.2020		
BNDES														
820989.1	Copel GeT	Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	17.03.2009	179	15.01.2028	Mensal	1,63% acima da TJLP	1,63% acima da TJLP	169.500	75.045	83.935		
1120952.1		Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguçu 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	15.258	17.756		
1220768.1		Implantação da PCH Cavernoso II.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	28.09.2012	192	15.07.2029	Mensal	1,36% acima da TJLP	1,36% acima da TJLP	73.122	37.786	41.405		
13211061		Implantação da UHE Coldier.	Cessão fiduciária de direitos creditórios.	04.12.2013	192	15.10.2031	Mensal	0% e 1,49% acima da TJLP	6,43% e 7,68%	1.041.155	696.269	748.083		
13210331		Implantação da subestação Cerquillo III.		03.12.2013	168	15.08.2028	Mensal	1,49% e 1,89% acima da TJLP	1,49% e 1,89% acima da TJLP	17.644	9.084	10.069		
15206041		Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.		28.12.2015	168	15.06.2030	Mensal	2,42% acima da TJLP	9,04%	34.265	18.677	20.280		
15205921		Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim.		28.12.2015	168	15.12.2029	Mensal	2,32% acima da TJLP	8,93%	21.584	11.156	12.171		
18205101		Implantação da UHE Baixo Iguçu		22.11.2018	192	15.06.2035	Mensal	1,94% acima da TJLP	8,50%	194.000	174.559	184.087		
19207901- A+B+E+F+G+H		Implantação das instalações de transmissão das linhas: SE Medianeira; SE Curitiba Centro e Curitiba Uberaba e SE Andará Leste.	03.06.2020	279	15.12.2043	Mensal	IFCA + 4,8165%	IFCA + 4,8570%	206.882	181.066	158.351			
19207901- C+D+H+J		Implantação das instalações de transmissão das linhas: Linha de Transmissão Curitiba Leste - Blumenal e Baixo Iguçu - Realeza.	03.06.2020	267	15.12.2043	Mensal	IFCA + 4,8165%	IFCA + 4,8570%	225.230	158.859	110.699			
14205611-A	Copel DIS	Preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão e consolidação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE)	Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.	15.12.2014	72	15.01.2021	Mensal	2,09% acima da TJLP	8,37%	41.583	-	585		
14205611-B				15.12.2014	6	15.02.2021	Anual	2,09 acima da TR BNDES	2,09 acima da TR BNDES	17.821	-	4.329		
14205611-C				15.12.2014	113	15.06.2024	Mensal	6,0%	6,0%	78.921	21.552	27.434		
14205611-D				15.12.2014	57	15.02.2021	Mensal	TJLP	TJLP	750	-	2		
14.2.1271.1	Santa Maria	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas	Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios; cessão fiduciária de receitas.	01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	71.676	38.734	41.665		
14.2.1272.1	Santa Helena			01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	82.973	42.028	45.208		
11211521	GE Farol			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	54.100	34.536	37.470		
11211531	GE Boa Vista			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	40.050	25.532	27.701		
11211541	GE S.B. do Norte			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	90.900	57.904	62.824		
11211551	GE Olho D'Água			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	97.000	61.841	67.096		
18204611	Cutia			Penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios.	10.10.2018	192	15.07.2035	Mensal	2,04% acima da TJLP	8,37%	619.405	569.579	588.169	
13212221 - A	Costa Oeste			Implantação de linha de transmissão entre as subestações Cascavel Oeste e Umuarama Sul e implantação da subestação Umuarama Sul.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	03.12.2013	168	30.11.2028	Mensal	1,95% + TJLP	1,95% + TJLP	27.634	15.431	17.046
13212221 - B						03.12.2013	106	30.09.2023	Mensal	3,5%	3,5%	9.086	1.596	2.194
14205851 - A	Marumbi			Implantação de linha de transmissão entre as subestações Curitiba e Curitiba Leste e implantação da subestação Curitiba Leste.		08.07.2014	168	30.06.2029	Mensal	2,00% + TJLP	2,00% + TJLP	33.460	20.085	22.029
14205851 - B		08.07.2014	106			30.04.2024	Mensal	6,0%	6,0%	21.577	5.850	7.550		
Total moeda nacional											2.272.427	2.338.138		
										Divida bruta	3.145.445	3.214.249		
										(-) Custo de transação	(24.669)	(25.718)		
										Divida líquida	3.120.776	3.188.531		
										Circulante	527.568	717.677		
										Não Circulante	2.593.208	2.470.854		

DI - Depósito interbancário
 IFCA - Índice nacional de preços ao consumidor amplo
 TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo.

22.1 Cauções e depósitos vinculados – STN

Constituição de garantias, sob a forma de caução em dinheiro, *Par Bond*, no valor de R\$ 81.710 (R\$ 78.764 em 31.12.2020), e *Discount Bond*, no valor de R\$ 56.841 (R\$ 54.757 em 31.12.2020), destinadas a amortizar os valores de principal, correspondentes aos contratos da STN, quando da exigência de tais pagamentos, em 11.04.2024. Os valores são atualizados mediante aplicação da média ponderada das variações percentuais dos preços do Bônus de Zero Cupom do Tesouro dos Estados Unidos da América, pela participação de cada série do instrumento na composição da carteira de garantias de principal, constituídas no contexto do Plano Brasileiro de Financiamento de 1992.

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

Consolidado		30.09.2021	%	31.12.2020	%
Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)					
Dólar norte-americano	3,93	147.257	4,72	140.337	4,40
		147.257	4,72	140.337	4,40
Moeda nacional - indexadores ao final do período (%)					
TJLP	4,88	1.958.458	62,76	2.090.340	65,56
CDI	6,15	638.627	20,46	638.431	20,02
IPCA	6,90	337.379	10,81	270.749	8,49
Sem indexador (taxa fixa anual)	-	39.055	1,25	48.674	1,53
		2.973.519	95,28	3.048.194	95,60
		3.120.776	100,00	3.188.531	100,00

22.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

30.09.2021	Controladora			Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2022	-	(340)	(340)	50.584	(777)	49.807
2023	320.003	(304)	319.699	523.464	(2.036)	521.428
2024	144.472	-	144.472	344.159	(1.738)	342.421
2025	-	-	-	197.424	(1.735)	195.689
2026	-	-	-	197.779	(1.738)	196.041
Após 2026	-	-	-	1.301.391	(13.569)	1.287.822
	464.475	(644)	463.831	2.614.801	(21.593)	2.593.208

22.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

Controladora	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2021	140.337	638.431	778.768
Encargos	4.620	23.544	28.164
Variação monetária e cambial	5.467	-	5.467
Pagamento - encargos	(3.167)	(23.348)	(26.515)
Em 30.09.2021	147.257	638.627	785.884

Consolidado	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2021	140.337	3.048.194	3.188.531
Ingressos	-	51.000	51.000
Encargos	4.620	133.397	138.017
Variação monetária e cambial	5.467	19.757	25.224
Amortização - principal	-	(150.669)	(150.669)
Pagamento - encargos	(3.167)	(128.160)	(131.327)
Em 30.09.2021	147.257	2.973.519	3.120.776

22.5 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

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

Em 31.12.2020, todos os indicadores financeiros medidos apenas anualmente foram integralmente atendidos. Em 30.09.2021, todos os demais indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel GeT	BNDES Finem nº 820989.1 - Mauá Banco do Brasil nº 21/02000-0 - Mauá	Ebitda / Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
Copel DIS	BNDES Finem nº 14205611	Endividamento Financeiro / Ebitda ajustado	≤ 4,0
Santa Maria	BNDES Finem nº 14212711	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Santa Helena	BNDES Finem nº 14212721		
São Bento Energia, Investimento e Participações 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.

23 Debêntures

Empresa	Emissão	Características	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	30.09.2021	31.12.2020
Copel	7ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	19.01.2018	2	19.01.2021	Semestral	119,0% da taxa DI	125,18% do DI	600.000	-	303.101
	8ª		Pagamento da 6ª emissão de debêntures e reforço da estrutura de capital.		14.06.2019	1	14.06.2022	Semestral	106,0% da taxa DI	110,93% do DI	500.000	507.478	500.475
Copel GeT	3ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	20.10.2017	3	20.10.2022	Semestral	126,0% da taxa DI	131,21% da taxa DI	1.000.000	682.472	669.811
	4ª		Resgate antecipado total da 4ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.		23.07.2018	3	23.07.2023	Semestral	126,0% da taxa DI	133,77% da taxa DI	1.000.000	674.620	1.010.625
	5ª	Reembolso de gastos da construção das Linhas de Transmissão Araraquara II - Taubaté, Assis - Londrina e Foz do Chopim.	25.09.2018		5	15.09.2025	Semestral	IPCA + 7,6475%	IPCA + 8,3295%	290.000	270.973	322.110	
	6ª (série 1)	Resgate antecipado total da 5ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 2ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.	15.07.2019		2	15.07.2024	Semestral	109,0% da taxa DI	111,25% da taxa DI	800.000	809.103	807.793	
	6ª (série 2)	Reembolso de gastos com os projetos UHE Colider e UHE Baixo Iguaçu	15.07.2019		1	15.07.2025	Semestral	IPCA + 3,90%	IPCA + 4,46%	200.000	228.378	215.265	
Copel DIS	3ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	20.10.2017	2	20.10.2022	Semestral	126,0% da taxa DI	130,85% da taxa DI	500.000	511.854	502.358
	4ª		Capital de giro e pagamento da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.		27.09.2018	3	27.09.2023	Semestral	DI + spread 2,70%	CDI + 3,96%	1.000.000	667.352	1.011.796
	5ª (série 1)	Investimento para expansão, renovação ou melhoria e reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Emissora vinculada ao contrato de concessão nº 46/1999 da ANEEL.	15.11.2019		3	15.11.2027	Semestral	IPCA + 4,20%	IPCA + 4,61%	500.000	572.946	529.349	
	5ª (série 2)	Reforço do capital de giro e recomposição de caixa pela amortização final da 2ª emissão de debêntures.	15.11.2019		2	15.11.2022	Semestral	DI + spread 1,45%	CDI + 1,65%	350.000	357.789	351.479	
	6ª (série 1)	Reforço do capital de giro da Emissora e a 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	1.014.624	-	
	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 nº 46/1999-ANEEL.	16.06.2021		3	15.06.2031	Semestral	IPCA + 4,7742% a.a.	IPCA + 5,1564% a.a.	500.000	514.306	-	
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	102.570	109.677
	2ª (série 2)				24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	IPCA + 9,87%	IPCA + 10,92%	153.258	130.678	130.449
Cutia	1ª	(b)	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.	Fidejussória	20.03.2019	26	15.12.2031	Semestral	IPCA + 5,8813%	IPCA + 6,83%	360.000	375.551	353.166
Compagás	2ª	(e)	Financiar plano de investimentos da emissora.	Flutuante	15.04.2016	54	15.12.2021	Trimestral	TJLP+2,17% SELIC+2,17%	TJLP+2,17% SELIC+2,17%	33.620	750	3.000
	3ª				17.12.2019	18	28.06.2021	Mensal	DI + spread 0,88%	5,68%	43.000	-	14.475
											Dívida bruta	7.422.167	6.837.819
											(-) Custo de transação	(83.911)	(80.338)
											Dívida líquida	7.338.256	6.757.481
											Circulante	2.116.758	1.881.411
											Não Circulante	5.221.498	4.876.070

- (a) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interveniente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.
- (b) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real com garantia adicional fidejussória, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interveniente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.
- (c) Debêntures simples, duas séries, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interveniente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.
- (d) Debêntures simples, duas séries, não conversíveis em ações, emissão privada. Empresas: Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus e Ventos de Santo Uriel. Interveniente garantidora: Copel. Não possui agente fiduciário.

23.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

30.09.2021	Controladora			Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2022	-	-	-	778.052	(4.527)	773.525
2023	-	-	-	1.180.256	(14.432)	1.165.824
2024	-	-	-	511.537	(9.363)	502.174
2025	-	-	-	1.034.265	(7.678)	1.026.587
2026	-	-	-	750.480	(5.706)	744.774
Após 2026	-	-	-	1.028.205	(19.591)	1.008.614
	-	-	-	5.282.795	(61.297)	5.221.498

23.2 Mutação das debêntures

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2021	801.289	6.757.481
Ingressos	-	1.500.000
Encargos e variação monetária	14.968	440.039
Amortização - principal	(300.000)	(1.093.538)
Pagamento - encargos	(9.845)	(265.726)
Em 30.09.2021	506.412	7.338.256

23.3 Cláusulas contratuais restritivas - covenants

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

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

Em 30.09.2021, todos os demais indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel	7ª Emissão de Debêntures 8ª Emissão de Debêntures		
Copel GeT	3ª Emissão de Debêntures 4ª Emissão de Debêntures 5ª Emissão de Debêntures 6ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
Copel DIS	3ª Emissão de Debêntures 4ª Emissão de Debêntures 5ª Emissão de Debêntures 6ª Emissão de Debêntures		
Compagás	2ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida / Ebitda	≤ 3,5
		Endividamento Geral	≤ 0,7
	3ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida / Ebitda	≤ 3,5
Nova Asa Branca I Nova Asa Branca II Nova Asa Branca III Nova Eurus IV Ventos de Santo Uriel	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Cutia	1ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≥ 1,2

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

24 Benefícios Pós-emprego

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

24.1 Plano de benefício previdenciário

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

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

24.2 Plano Assistencial

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

24.3 Balanço patrimonial e resultado do período

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

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2021	31.12.2020	30.09.2021	31.12.2020
Planos previdenciários	6	13	662	1.124
Planos assistenciais	13.355	10.142	1.528.683	1.492.490
	13.361	10.155	1.529.345	1.493.614
Circulante	231	226	68.828	69.231
Não circulante	13.130	9.929	1.460.517	1.424.383

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2021	30.09.2020	30.09.2021	30.09.2020
Empregados				
Planos previdenciários	585	426	41.928	42.966
Plano assistencial - pós-emprego	689	577	87.379	70.762
Plano assistencial - funcionários ativos	932	716	54.303	56.528
	2.206	1.719	183.610	170.256
Administradores				
Planos previdenciários	245	91	943	542
Plano assistencial	20	46	93	104
	265	137	1.036	646
	2.471	1.856	184.646	170.902

	Controladora		Consolidado	
	1º.07.2021 a 30.09.2021	1º.07.2020 a 30.09.2020	1º.07.2021 a 30.09.2021	1º.07.2020 a 30.09.2020
Empregados				
Plano previdenciário (CV)	322	142	13.800	14.235
Plano assistencial - pós-emprego	267	193	29.125	23.588
Plano assistencial - funcionários ativos	403	252	18.414	18.585
	992	587	61.339	56.408
Administradores				
Plano previdenciário	83	106	295	330
Plano assistencial	(6)	17	17	36
	77	123	312	366
	1.069	710	61.651	56.774

24.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1�.01.2021	10.155	1.493.614
Apropria�o do cáculo atuarial	689	87.379
Apropria�o das contribui�es previdenciárias e assistenciais	4.071	87.177
Ajuste referente a perdas atuariais	2.688	-
Amortiza�es	(4.242)	(138.825)
Em 30.09.2021	13.361	1.529.345

25 Encargos Setoriais a Recolher

Consolidado	30.09.2021	31.12.2020
Conta de desenvolvimento energético - CDE	36.006	5.700
Reserva global de reversão - RGR	9.706	12.446
Bandeira tarifária	149.340	15.566
	195.052	33.712

26 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

Conforme a Lei n  9.991/2000 e regulamenta 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.

A Medida Provisória n  998/2020, convertida em Lei n  14.120/2021, altera a Lei n  9.991/2000 e prevê a destina o dos recursos não utilizados de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética - PEE, para a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, visando à modicidade tarifária até 2025 como medida de mitiga o dos impactos econ micos provenientes da pandemia de Covid-19. O Despacho Aneel n  904/2021 determinou os recolhimentos para a CDE a partir de abril de 2021.

26.1 Saldos constituídos para aplicação em Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE

Consolidado	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 30.09.2021	Saldo em 31.12.2020
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
FNDCT	-	9.861	-	9.861	8.085
MME	-	4.929	-	4.929	4.041
P&D	211.820	3.601	92.583	308.004	332.746
	211.820	18.391	92.583	322.794	344.872
Programa de eficiência energética - PEE					
Procel	-	16.321	-	16.321	5.855
PEE	71.801	17.945	226.631	316.377	314.284
	71.801	34.266	226.631	332.698	320.139
	283.621	52.657	319.214	655.492	665.011
			Circulante	346.586	380.186
			Não circulante	308.906	284.825

Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT
 Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel

26.2 Mutações dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1º.01.2021	8.085	4.041	332.746	5.855	314.284	665.011
Constituições	36.798	18.398	36.799	9.358	37.433	138.786
Contrato de desempenho	-	-	-	-	2.225	2.225
Juros (NE nº 34)	(387)	-	2.379	1.108	6.043	9.143
Recolhimentos	(34.635)	(17.510)	(12.142)	-	(36.673)	(100.960)
Conclusões	-	-	(51.778)	-	(6.935)	(58.713)
Em 30.09.2021	9.861	4.929	308.004	16.321	316.377	655.492

27 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	30.09.2021	31.12.2020
UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	05.2047	5,65% a.a.	IPCA	19.918	17.213
UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	26.574	25.075
UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	8.334	7.841
UHE Guaricana	Copel GeT	03.03.2020	03.03.2020	03.2025	7,74% a.a.	IPCA	2.988	3.299
UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	05.2037	11,00% a.a.	IGPM	835.404	678.436
							893.218	731.864
						Circulante	103.301	88.951
						Não circulante	789.917	642.913

Taxa de desconto no cálculo do valor presente

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

Pagamento à União

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

27.1 Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

Em 1^o.01.2021	731.864
Adição	65.269
Ajuste a valor presente	(464.825)
Variacão monetária	625.947
Pagamentos	(65.037)
Em 30.09.2021	893.218

27.2 Uhes Fundão e Santa Clara

Em 30 de setembro de 2021 a Elejor protocolou o Termo de Aceitação decorrente da Lei n^o 14.052/2020, Resolução Normativa ANEEL n^o 895/2020 e Resolução Homologatória ANEEL n^o 2.932/2021, que tratam da repactuação do Risco Hidrológico com Extensão de Outorga da UHE Santa Clara até 10 de maio de 2040 e da UHE Fundão até 10 de junho de 2040, conforme detalhado na NE 1(b), assim, o valor presente dos pagamentos futuros do UBP (Uso do Bem Público) para o período de extensão foram reconhecidos nesta data.

28 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos

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

28.1 Direito de uso de ativos

Consolidado	Saldo em 1 ^o .01.2021	Adições	Ajuste por remensuração	Amortização	Baixas	Reclassifi- cação (a)	Saldo em 30.09.2021
Imóveis	23.384	88.106	10.817	(7.763)	(12.812)	(87)	101.645
Veículos	90.316	6.722	3.032	(24.939)	(68)	427	75.490
Equipamentos	18.821	573	613	(4.890)	(1.239)	1.371	15.249
	132.521	95.401	14.462	(37.592)	(14.119)	1.711	192.384

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

28.2 Passivo de arrendamentos

28.2.1 Mutação do passivo de arrendamentos

	Controladora	Consolidado
Em 1^o.01.2021	986	138.361
Adições	2.648	95.401
Ajuste por remensuração	151	14.462
Encargos	164	9.808
Pagamento - principal	(236)	(39.889)
Pagamento - encargos	(165)	(5.321)
Baixas	(3)	(14.421)
Reclassificação (a)	-	1.717
Em 30.09.2021	3.545	200.118
	Circulante	396
	Não circulante	3.149
		47.448
		152.670

(a) Reclassificação para Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda (NE n^o 41).

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

28.2.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

2022	14.830
2023	36.714
2024	28.233
2025	14.279
2026	6.901
Após 2026	109.330
Valores não descontados	210.287
Juros embutidos	(57.617)
Saldo do passivo de arrendamento	152.670

28.2.3 Direito potencial de Pis/Cofins a recuperar

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

Fluxos de caixa	Nominal	Valor Presente
Contraprestação do arrendamento	310.834	200.118
Pis/Cofins potencial	26.920	17.088

28.3 Impacto pela projeção de inflação nos fluxos de caixa descontados

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

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

Consolidado	Saldo conforme o CPC 06 (R2) - IFRS 16	Saldo com projeção da inflação	%
Passivo de arrendamentos	200.118	237.808	18,83%
Direito de uso de ativos	192.384	223.571	16,21%
Despesa Financeira	9.063	12.487	37,78%
Despesa de amortização	34.477	38.931	12,92%

28.4 Compromissos de arrendamentos e aluguéis

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

Consolidado				30.09.2021
	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	
Compromissos de arrendamentos e aluguéis	7.646	33.848	164.526	206.020

28.5 Recebíveis de arrendamentos

Consolidado				Total
	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	30.09.2021
Compartilhamento de instalações	1.001	4.005	16.324	21.330

29 Outras Contas a Pagar

Consolidado		
	30.09.2021	31.12.2020
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 36.2.12)	717.562	343.406
Desvio de geração - empreendimentos eólicos (NE nº 36.2.11)	79.842	94.089
Taxa de iluminação pública arrecadada	29.108	48.188
Consumidores	35.473	44.508
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	32.546	29.174
Obrigações junto a clientes nas operações de venda de gás (a)	34.049	29.508
Cauções em garantia	27.357	16.409
Aquisição de investimentos	294	14.169
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	15.546	9.799
Devolução ao consumidor	4.989	4.893
Outras obrigações	65.300	71.143
	1.042.066	705.286
	Circulante	328.614
	Não circulante	713.452
		235.400
		469.886

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

30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente

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

A Administração da Companhia acredita ser impraticável fornecer informações a respeito do momento de

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

30.1 Mutação das provisões para litígios

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Resultado			Adições no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros (a)	Saldo em 30.09.2021
		Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições				
Fiscais								
Cofins	107.148	2.319	(1.212)	-	-	-	108.255	
Outras	66.725	2.197	(197)	-	-	(131)	63.211	
	173.873	4.516	(1.409)	-	-	(131)	171.466	
Trabalhistas	596.248	75.800	(21.647)	-	-	(77.406)	579.082	
Benefícios a empregados	52.401	3.854	(16.717)	-	-	(762)	39.222	
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo	387.895	53.419	(9.303)	-	-	(54.222)	377.808	
Servidões de passagem	111.553	1.058	(137)	5.683	42.318	(156)	160.319	
Desapropriações e patrimoniais	133.888	676	(13.842)	2.235	9.805	-	132.762	
Consumidores	3.973	383	(706)	-	-	-	3.650	
Ambientais	7.174	4.750	(4.964)	-	-	-	5.660	
	644.483	60.286	(28.952)	7.918	52.123	(54.378)	680.199	
Regulatórias	88.699	8.728	(5.968)	-	-	(261)	91.198	
	1.555.704	153.184	(74.693)	7.918	52.123	(132.938)	1.561.167	

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

Controladora	Saldo em 1º.01.2021	Resultado		Quitações	Saldo em 30.09.2021
		Adições	Reversões		
Fiscais					
Cofins	107.148	2.319	(1.212)	-	108.255
Outras	29.405	261	-	-	29.666
	136.553	2.580	(1.212)	-	137.921
Trabalhistas	2.466	263	(336)	(381)	2.012
Cíveis	163.940	13.254	-	(27.030)	150.164
Regulatórias	21.373	-	-	-	21.373
	324.332	16.097	(1.548)	(27.411)	311.470

30.2 Detalhamento das provisões para litígios e passivos contingentes

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

Natureza	Descrição	Controladora				Consolidado			
		Provisões		Passivo contingente		Provisões		Passivo contingente	
		30.09.2021	31.12.2020	30.09.2021	31.12.2020	30.09.2021	31.12.2020	30.09.2021	31.12.2020
Fiscais									
Cofins	Exigência da Receita Federal relativo ao período de agosto de 1995 a dezembro de 1996, lançados em decorrência de rescisão de acórdão judicial que havia reconhecido a imunidade da Companhia ao tributo.	108.256	107.148	7.695	6.554	108.256	107.148	7.695	6.554
INSS	Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.	29.647	29.405	103.761	100.165	29.647	29.405	103.761	100.165
Impostos federais	Exigências e questionamentos administrativos da Receita Federal do Brasil.	-	-	-	-	-	-	83.621	84.027
ICMS	Auto de infração nº 6.587.156-4 lavrado pelo Estado do Paraná por suposta ausência de recolhimento do ICMS sobre a rubrica "demanda medida" destacada em faturas de energia elétrica emitidas pela Copel DIS no período de maio de 2011 a dezembro de 2013. O processo foi encerrado após trânsito em julgado em favor da Companhia.	-	-	-	-	-	-	-	97.404
IPTU	Exigência de Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana - IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica.	-	-	-	-	-	-	112.373	98.459
ISS	Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviços de construção civil prestado por terceiro.	-	-	-	-	-	-	82.640	73.094
Outras	Impostos, taxas e outros tributos federais, estaduais e municipais em que a Companhia discute a incidência ou não, bem como suas bases e valores para recolhimento.	18	-	55.631	53.004	33.563	37.320	112.449	116.920
		137.921	136.553	167.087	159.723	171.466	173.873	502.539	576.623
Trabalhistas	Cobrança de horas-extras, periculosidade, adicional de transferência, equiparação/reenquadramento salarial, entre outras, por empregados e ex-empregados da Copel; cobranças de parcelas indenizatórias e outras, por ex-empregados de empreiteiros e empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária).	2.012	2.466	3.766	2.291	579.082	596.248	304.263	348.463
Benefícios a empregados	Reclamações trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados contra a Fundação Copel, que causarão, consequentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.	-	-	-	-	39.222	52.401	3.270	9.210
Regulatórias									
Despacho Aneel nº 288/2002	Ações judiciais contra o Despacho Aneel nº 288/2002 envolvendo as empresas Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE e Dona Francisca Energética S.A.	21.373	21.373	-	-	70.188	70.188	-	-
ESBR	A ESBR moveu a ação ordinária nº 10426-71.2013.4.01.4100 contra a Aneel, na Justiça Federal de Rondônia, cuja sentença (i) reconheceu excludentes de responsabilidade pelo atraso de 535 dias no cronograma das obras da UHE Jirau; (ii) declarou inexigíveis quaisquer obrigações, penalidades e custos impostos à ESBR decorrentes do atraso e, por fim, (iii) anulou o despacho Aneel nº 1.732/2013, que havia reconhecido o atraso de apenas 52 dias no cronograma de implantação. Houve recurso de apelação pela Aneel, em trâmite no TRF da 1ª Região. A consequência prática da decisão foi, ao tempo em que isentou a ESBR, expor as distribuidoras com as quais celebrou CCEARs ao Mercado de Curto Prazo e ao alto valor do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD no período, onde se inclui a Copel DIS. Isso se deu porque as regras de comercialização de energia elétrica impõem que toda energia consumida tenha a correspondente cobertura contratual. Caso as ações sejam julgadas desfavoráveis para a Copel, o valor será considerado como um Ativo Financeiro Setorial a ser recuperado mediante tarifa.	-	-	-	-	-	-	1.047.200	942.640
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.	-	-	-	-	-	-	308.040	216.353
Outras	Notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias	-	-	-	-	21.010	18.511	194	-
		21.373	21.373	-	-	91.198	88.699	1.355.434	1.158.993

(continua)

Natureza	Descrição	Controladora				Consolidado			
		Provisões		Passivo contingente		Provisões		Passivo contingente	
		30.09.2021	31.12.2020	30.09.2021	31.12.2020	30.09.2021	31.12.2020	30.09.2021	31.12.2020
Cíveis									
Fumicultores	Ações que têm como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.	-	-	-	-	73.413	50.330	63.478	41.258
DER	O DER lavrou auto de infração fiscal à Copel Distribuição que, por sua vez, impetrou ação com objeto de impugnar a cobrança da Taxa de Uso ou Ocupação da Faixa de Domínio das Rodovias, uma vez que a Companhia entende que esta taxa é inconstitucional por possuir caráter confiscatório.	-	-	-	-	-	-	108.181	95.669
Arbitragem	Discussão em arbitragem protegida por sigilo e confidencialidade, em fase de instrução probatória, sem decisão proferida	135.207	125.719	549.074	510.543	135.207	125.719	549.074	510.543
Crédito PIS/COFINS sobre ICMS	Referente a estimativa de contingência passiva, conforme julgamento da administração e opinião de seus assessores legais, relativa a eventual propositura de demanda pelos consumidores sobre o crédito tributário reconhecido, detalhado na NE nº 13.2.1, referente ao período que exacerbe a regra de neutralidade tributária, compreendido entre o 11º e o 16º ano, de um total de 16 anos considerados na ação. Em 09.02.2021, a Aneel abriu Consulta Pública 005/2021 para obter subsídios até 29.03.2021, com intuito de aprimoramento da proposta de devolução destes créditos tributários aos consumidores. As áreas técnicas da Aneel elaboraram nota técnica à referida Consulta Pública delimitando seu escopo à análise econômico-financeira, porém sem discutir os aspectos jurídicos trazidos no âmbito da Tomada de Subsídio 005/2020 e que permeiam o tema. A Companhia e seus assessores legais avaliaram os documentos disponibilizados na Consulta Pública 005/2021 e aguardam análise pela Aneel de suas contribuições de forma a solidificar seu entendimento e resguardar seus direitos.	-	-	-	-	-	-	1.769.029	1.755.112
Cíveis e direito administrativo	Outras ações que envolvem faturamento, supostos procedimentos irregulares, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica e acidentes com veículos.	14.957	38.221	5.678	4.759	113.180	133.560	282.368	282.794
Indenização a terceiros (cíveis)	Ações de indenização decorrentes de danos causados durante a construção de usinas	-	-	-	-	56.185	82.146	67.766	38.127
Servidões de passagem	Discussão entre o valor avaliado pela Copel para pagamento e o pleiteado pelo proprietário e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrícula, entre outras); intervenção no usucapião de terceiros, seja na qualidade de confrontante ou em caso de imóvel onde há áreas de servidão de passagem, a fim de preservar os limites e confrontações das faixas de servidão.	-	-	-	-	160.139	110.652	29.088	26.001
Desapropriações e patrimoniais	Discussão entre o valor avaliado pela Copel para pagamento e o pleiteado pelo proprietário, e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrícula entre outras); ações de reintegrações de posse de imóveis de propriedade da concessionária; intervenção no usucapião de terceiros, na qualidade de confrontante, a fim de preservar os limites e confrontações das áreas desapropriadas.	-	-	-	-	94.906	86.207	140.034	138.341
Indenização a terceiros (Desapropriações)	Ações de desapropriação para construção de subestação de energia elétrica e para desapropriação de terreno alagado de Usina	-	-	-	-	37.857	44.775	49.391	45.196
Consumidores	Ações pleiteando ressarcimento de danos causados em aparelhos eletrodomésticos, máquinas industriais e comerciais, indenizações por dano moral decorrente da prestação de serviço (suspensão do fornecimento) e ações movidas por consumidores industriais, questionando a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica, ocorrida na vigência do Plano Cruzado, e pleiteando restituição de valores envolvidos.	-	-	-	-	3.650	3.920	3.964	3.768
Ambientais	Ações civis públicas e ações populares que têm como finalidade obstaculizar o andamento de licenciamento ambiental de novos projetos ou a recuperação de áreas de preservação permanente no entorno dos reservatórios das usinas hidrelétricas utilizadas indevidamente por particulares. Em caso de eventual condenação, estima-se somente o custo da elaboração de novos estudos ambientais e o custo de recuperação das áreas de propriedade da Copel GeT. Contemplam também os Termos de Ajuste de Conduta - TAC, que se referem aos compromissos acordados e aprovados entre a Companhia e os órgãos competentes, pelo descumprimento de alguma condicionante concluída nas Licenças de Instalação e Operação.	-	-	-	-	5.662	7.174	193.158	180.068
		150.164	163.940	554.752	515.302	680.199	644.483	3.255.531	3.116.877
		311.470	324.332	725.605	677.316	1.561.167	1.555.704	5.421.037	5.210.166

31 Patrimônio Líquido

31.1 Capital social

Em 30.09.2021, o capital social integralizado é de R\$ 10.800.000 (R\$ 10.800.000 em 31.12.2020). Sua composição por ações (sem valor nominal) e os principais acionistas estão demonstrações a seguir, já considerando a quantidade de ações atualizadas após o desdobramento aprovado pela Administração:

Acionistas	Número de ações em unidades							
	Ordinárias		Preferenciais "A"		Preferenciais "B"		Total	
	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%
Estado do Paraná	734.316.196	69,66	-	-	115.969.784	6,91	850.285.980	31,07
BNDESPAR	131.161.562	12,44	-	-	524.646.248	31,24	655.807.810	23,96
Eletrobras	15.307.740	1,45	-	-	-	-	15.307.740	0,56
Custódias em bolsa:								
B3	123.205.498	11,69	660.230	21,11	850.332.878	50,63	974.198.606	34,25
NYSE	46.550.542	4,42	-	-	186.202.168	11,09	232.752.710	9,86
Latibex	229.067	0,02	-	-	1.684.543	0,10	1.913.610	0,07
Prefeituras	1.783.930	0,17	93.260	2,98	34.710	-	1.911.900	0,07
Outros	1.535.925	0,15	2.374.510	75,91	464.959	0,03	4.375.394	0,16
	1.054.090.460	100,00	3.128.000	100,00	1.679.335.290	100,00	2.736.553.750	100,00

31.2 Ajustes de avaliação patrimonial

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2021	353.349	353.349
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	(2.688)	-
Tributos sobre os ajustes (a)	914	(15.821)
Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(14.047)	-
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(53.739)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	18.272
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos	(35.467)	-
Passivo atuarial - realização de investimento	(33.205)	(33.205)
Em 30.09.2021	268.856	268.856

(a) desreconhecimento de ativo fiscal diferido sobre passivo atuarial da Copel SER por não haver razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para sua absorção

31.3 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	Operações continuadas	Operações descontinuadas	30.09.2021	Operações continuadas	Operações descontinuadas	30.09.2020
Numerador básico e diluído						
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:						
Ações ordinárias	1.350.360	499.896	1.850.256	1.396.311	23.525	1.419.836
Ações preferenciais classe "A"	4.059	1.438	5.497	4.244	58	4.302
Ações preferenciais classe "B"	2.025.140	684.042	2.709.182	1.358.725	22.893	1.381.618
	3.379.559	1.185.376	4.564.935	2.759.280	46.476	2.805.756
Denominador básico e diluído						
Média ponderada das ações (em milhares):						
Ações ordinárias	1.218.093.751	1.218.093.751	1.218.093.751	1.450.310.800	1.450.310.800	1.450.310.800
Ações preferenciais classe "A"	3.185.750	3.185.750	3.185.750	3.268.067	3.268.067	3.268.067
Ações preferenciais classe "B"	1.515.274.249	1.515.274.249	1.515.274.249	1.282.974.883	1.282.974.883	1.282.974.883
	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas controladores						
Ações ordinárias	1,10858	0,41039	1,51897	0,96276	0,01622	0,97898
Ações preferenciais classe "A"	1,27410	0,45143	1,72553	1,29812	0,01784	1,31596
Ações preferenciais classe "B"	1,33648	0,45143	1,78791	1,05904	0,01784	1,07688

Controladora	Operações continuadas	Operações descontinuadas	Total 1º.07.2021 a 30.09.2021	Operações continuadas	Operações descontinuadas	Total 1º.07.2020 a 30.09.2020
Numerador básico e diluído						
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:						
Ações ordinárias	652.004	466.218	1.118.222	339.536	7.006	346.542
Ações preferenciais classe "A"	2.050	1.341	3.391	1.623	17	1.640
Ações preferenciais classe "B"	1.069.530	637.959	1.707.489	330.397	6.817	337.214
	1.723.584	1.105.518	2.829.102	671.556	13.840	685.396
Denominador básico e diluído						
Média ponderada das ações (em milhares):						
Ações ordinárias	1.218.093.751	1.218.093.751	1.218.093.751	1.450.310.800	1.450.310.800	1.450.310.800
Ações preferenciais classe "A"	3.185.750	3.185.750	3.185.750	3.268.067	3.268.067	3.268.067
Ações preferenciais classe "B"	1.515.274.249	1.515.274.249	1.515.274.249	1.282.974.883	1.282.974.883	1.282.974.883
	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas controladores						
Ações ordinárias	0,53527	0,38274	0,91801	0,23411	0,00483	0,23894
Ações preferenciais classe "A"	0,64345	0,42102	1,06447	0,49660	0,00531	0,50191
Ações preferenciais classe "B"	0,70583	0,42102	1,12685	0,25752	0,00531	0,26283

Os resultados demonstrados foram calculados com base no novo número de ações, após o desdobramento de ações aprovado em Assembleia Geral, conforme descrito na NE nº 3.6.1.

31.4 Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas

Em 17.03.2021 o Conselho de Administração - CAD aprovou a distribuição dos dividendos adicionais propostos com saldo de reserva de lucros de períodos anteriores não capitalizados, com base na previsão estatutária que permite esta deliberação pelo CAD. Em 30.04.2021 ocorreu o pagamento parcial dos dividendos no montante de R\$ 1.250.000 e o saldo remanescente de R\$ 257.449 em 11.08.2021.

31.5 Deliberação de Dividendos Intercalares e de Juros sobre o Capital Próprio - JCP

Em 16.09.2021 o Conselho de Administração - CAD aprovou o pagamento do primeiro evento de proventos regulares de 2021 no montante de R\$1.436.639, sendo dividendos intercalares de R\$1.197.003 e Juros sobre Capital Próprio - JCP de R\$239.636 com previsão de pagamento para 30.11.2021.

32 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						30.09.2021	30.09.2020
Fornecimento de energia elétrica	8.594.116	(639.818)	(1.678.698)	(940.784)	-	5.334.816	4.884.027
Suprimento de energia elétrica	5.019.792	(631.454)	(16.790)	(53.458)	-	4.318.090	2.343.848
Disponibilidade da rede elétrica	7.402.031	(518.993)	(1.699.071)	(1.319.383)	-	3.864.584	3.056.839
Receita de construção	1.383.117	-	-	-	-	1.383.117	920.664
Valor justo do ativo indenizável da concessão	97.588	-	-	-	-	97.588	12.977
Distribuição de gás canalizado	672.564	(53.626)	(114.560)	-	(425)	503.953	379.271
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	1.845.084	(170.669)	-	-	-	1.674.415	264.032
Outras receitas operacionais	234.410	(15.952)	(76)	-	(4.350)	214.032	305.870
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS	-	-	-	-	-	-	810.563
	25.248.702	(2.030.512)	(3.509.195)	(2.313.625)	(4.775)	17.390.595	12.978.091

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						1º.07.2021 a 30.09.2021	1º.07.2020 a 30.09.2020
Fornecimento de energia elétrica	3.366.473	(252.087)	(641.710)	(590.598)	-	1.882.078	1.577.819
Suprimento de energia elétrica	2.259.255	(277.966)	(5.390)	(16.917)	-	1.958.982	800.810
Disponibilidade da rede elétrica	2.618.924	(185.055)	(575.911)	(421.597)	-	1.436.361	1.065.218
Receita de construção	512.311	-	-	-	-	512.311	347.675
Valor justo do ativo indenizável da concessão	28.869	-	-	-	-	28.869	8.629
Distribuição de gás canalizado	264.719	(21.066)	(45.204)	-	(162)	198.287	126.546
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	975.346	(90.219)	-	-	-	885.127	242.300
Outras receitas operacionais	89.447	(11.951)	(12)	-	(1.716)	75.768	159.426
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS	-	-	-	-	-	-	1.409
	10.115.344	(838.344)	(1.268.227)	(1.029.112)	(1.878)	6.977.783	4.329.832

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

Consolidado	30.09.2021	30.09.2020	1º.07.2021	1º.07.2020
			a 30.09.2021	a 30.09.2020
Fornecimento de energia elétrica	8.594.116	6.983.650	3.366.473	2.200.643
Residencial	2.821.690	2.259.075	1.145.364	711.402
Industrial	863.936	717.788	359.536	237.129
Comercial, serviços e outras atividades	1.482.354	1.248.113	593.260	362.065
Rural	599.268	449.030	237.055	130.263
Poder público	176.798	143.140	74.780	38.785
Iluminação pública	228.465	171.720	99.685	52.773
Serviço público	277.376	219.090	114.484	67.238
Consumidores livres	1.641.537	1.250.088	582.408	449.960
Doações e subvenções	502.692	525.606	159.901	151.028
Suprimento de energia elétrica	5.019.792	2.700.170	2.259.255	921.442
Contratos bilaterais	1.792.257	1.545.633	682.776	544.126
Contratos regulados	756.220	692.875	249.099	241.875
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	2.374.857	404.709	1.291.070	112.043
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.3)	96.458	56.953	36.310	23.398
Disponibilidade da rede elétrica	7.402.031	6.316.557	2.618.924	2.128.901
Residencial	2.207.361	2.030.278	771.159	674.393
Industrial	1.079.017	930.584	398.643	323.259
Comercial, serviços e outras atividades	1.276.928	1.180.392	446.905	373.111
Rural	461.828	401.694	156.415	125.845
Poder público	142.005	131.228	52.628	39.328
Iluminação pública	158.677	154.270	55.240	52.498
Serviço público	159.128	144.434	57.375	48.206
Consumidores livres	1.056.057	817.969	387.185	292.606
Concessionárias e geradoras	56.885	43.719	21.867	15.772
Receita de operação e manutenção - O&M e juros efetivos	804.145	481.989	271.507	183.883
Receita de construção	1.383.117	920.664	512.311	347.675
Concessão de distribuição de energia	1.188.952	759.229	426.694	294.435
Concessão de distribuição de gás canalizado	8.648	6.007	2.979	1.392
Concessão de transmissão de energia (a)	185.517	155.428	82.638	51.848
Valor justo do ativo indenizável da concessão	97.588	12.977	28.869	8.629
Distribuição de gás canalizado	672.564	513.490	264.719	169.355
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	1.845.084	291.058	975.346	266.997
Outras receitas operacionais	234.410	335.063	89.447	170.208
Arrendamentos e aluguéis (32.2)	178.525	128.369	68.288	46.197
Valor justo na compra e venda de energia	1.323	138.231	(18.090)	103.497
Renda da prestação de serviços	49.659	33.314	30.023	12.059
Outras receitas	4.903	35.149	9.226	8.455
RECETA OPERACIONAL BRUTA	25.248.702	18.073.629	10.115.344	6.213.850
(-) Pis/Pasep e Cofins	(2.030.512)	(1.439.058)	(838.344)	(467.292)
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS (NE nº 13.2.1)	-	810.563	-	1.409
(-) ICMS	(3.509.195)	(3.119.004)	(1.268.227)	(971.875)
(-) ISSQN	(4.775)	(3.133)	(1.878)	(1.258)
(-) Encargos setoriais (32.3)	(2.313.625)	(1.344.906)	(1.029.112)	(445.002)
RECETA OPERACIONAL LÍQUIDA	17.390.595	12.978.091	6.977.783	4.329.832

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

32.2 Arrendamentos e aluguéis

32.2.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	30.09.2021	30.09.2020
Equipamentos e estruturas	177.956	127.893
Compartilhamento de instalações	417	369
Imóveis	152	107
	178.525	128.369

Consolidado	1º.07.2021 a 30.09.2021	1º.07.2020 a 30.09.2020
Equipamentos e estruturas	68.042	46.111
Compartilhamento de instalações	206	45
Imóveis	40	41
	68.288	46.197

32.3 Encargos setoriais

Consolidado	30.09.2021	30.09.2020
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (32.3.1)	1.299.982	1.148.070
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	807.519	23.598
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	138.786	98.416
Quota para reserva global de reversão - RGR	32.338	47.199
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	25.890	19.175
Taxa de fiscalização	9.110	8.448
	2.313.625	1.344.906

Consolidado	1º.07.2021 a 30.09.2021	1º.07.2020 a 30.09.2020
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia	437.736	382.839
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	518.157	196
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	56.869	34.310
Quota para reserva global de reversão - RGR	2.622	17.605
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	9.551	7.162
Taxa de fiscalização	4.177	2.890
	1.029.112	445.002

32.3.1 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, tem entre suas fontes de recursos, para cumprir seus objetivos, as quotas pagas pelos agentes que negociam energia com o consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas. A Companhia realiza pagamentos do encargo CDE-Uso, destinada ao custeio dos objetivos da CDE previstos na lei. As quotas anuais para cada distribuidora são definidas pela Aneel por meio das resoluções homologatórias.

A partir de junho/2021, a Companhia passa recolher a cota relativa à CDE CONTA COVID no montante de R\$ 29.032, segregada entre CDE Uso e CDE Energia. Esse encargo, repassado na tarifa aos consumidores é devido pelas concessionárias e permissionárias de distribuição conforme Despacho 939/2021, tem a finalidade de amortização da operação de crédito contratada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na gestão da CONTA COVID, nos termos da Resolução Normativa nº 885/2020.

O saldo é composto da seguinte forma:

Resoluções	Período	30.09.2021
CDE USO		
Resolução Homologatória nº 2.814/2020	Janeiro	163.844
Resolução Homologatória nº 2.814/2021	Fevereiro	157.767
Resolução Homologatória nº 2.834/2021	Março e Abril	277.844
Resolução Homologatória nº 2.864/2021	Maió a Setembro	584.398
Despacho nº 939/2021	Junho a Setembro	61.148
		1.245.001
CDE ENERGIA		
Despacho nº 939/2021	Junho a Setembro	54.981
		1.299.982

32.4 Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS

A Aneel homologou o resultado do 5º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica 2021 por meio da Resolução Homologatória nº 2.886, de 22.06.2021, autorizando o reajuste médio de 9,89% (0,41% em 2020) percebido pelos consumidores e cuja aplicação ocorreu integralmente às tarifas a partir de 24.06.2021.

Item	Composição %
Atualização da Parcela A	1,05%
Atualização da Parcela B	8,63%
Inclusão dos Componentes Financeiros	1,19%
Componentes Financeiros do processo tarifário anterior	-0,98%
Efeito médio	9,89%
Consumidores de alta tensão	9,57%
Consumidores de baixa tensão	10,04%

33 Custos e Despesas Operacionais

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	30.09.2021
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(7.141.896)	-	-	-	(7.141.896)
Encargos de uso da rede elétrica	(1.622.807)	-	-	-	(1.622.807)
Pessoal e administradores (33.2)	(641.974)	(8.816)	(331.137)	-	(981.927)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(125.237)	(1.212)	(58.197)	-	(184.646)
Material	(45.388)	(21)	(4.633)	-	(50.042)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(1.156.450)	-	-	-	(1.156.450)
Gás natural e insumos para operação de gás	(360.069)	-	-	-	(360.069)
Serviços de terceiros (33.3)	(370.794)	(5.064)	(120.051)	-	(495.909)
Depreciação e amortização	(725.934)	(1)	(36.347)	(11.515)	(773.797)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	110.518	(129.705)	-	(79.499)	(98.686)
Custo de construção (33.5)	(1.351.173)	-	-	-	(1.351.173)
Repactuação Risco Hidrológico - GSF (a)	-	-	-	1.570.543	1.570.543
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(128.685)	538	(73.156)	(9.539)	(210.842)
	(13.559.889)	(144.281)	(623.521)	1.469.990	(12.857.701)

(a) Refere-se a repactuação hidrológica do GSF. (NE nº 1 b)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	1º.07.2021 a 30.09.2021
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(3.479.170)	-	-	-	(3.479.170)
Encargos de uso da rede elétrica	(490.835)	-	-	-	(490.835)
Pessoal e administradores (33.2)	(219.435)	(2.556)	(131.160)	-	(353.151)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(41.658)	(397)	(19.596)	-	(61.651)
Material	(15.798)	(11)	(1.925)	-	(17.734)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(551.727)	-	-	-	(551.727)
Gás natural e insumos para operação de gás	(141.705)	-	-	-	(141.705)
Serviços de terceiros (33.3)	(132.288)	(1.314)	(39.908)	-	(173.510)
Depreciação e amortização	(244.756)	-	(13.713)	(3.837)	(262.306)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	(15.688)	(48.361)	-	(41.842)	(105.891)
Custo de construção (33.5)	(478.620)	-	-	-	(478.620)
Repactuação Risco Hidrológico - GSF (a)	-	-	-	1.570.543	1.570.543
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(43.281)	3.860	(23.722)	11.048	(52.095)
	(5.854.961)	(48.779)	(230.024)	1.535.912	(4.597.852)

(a) Refere-se a repactuação hidrológica do GSF. (NE nº 1 b)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	30.09.2020
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(4.508.361)	-	-	-	(4.508.361)
Encargos de uso da rede elétrica	(994.507)	-	-	-	(994.507)
Pessoal e administradores (33.2)	(650.190)	(8.268)	(269.100)	-	(927.558)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(121.388)	(1.201)	(48.313)	-	(170.902)
Material	(49.100)	(91)	(4.881)	-	(54.072)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(143.409)	-	-	-	(143.409)
Gás natural e insumos para operação de gás	(263.610)	-	-	-	(263.610)
Serviços de terceiros (33.3)	(296.484)	(3.795)	(113.391)	-	(413.670)
Depreciação e amortização	(696.288)	(107)	(33.985)	(11.516)	(741.896)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	(104.517)	(116.518)	-	(194.507)	(415.542)
Custo de construção (33.5)	(941.215)	-	-	-	(941.215)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(128.079)	(12.445)	(68.679)	(65.002)	(274.205)
	(8.897.148)	(142.425)	(538.349)	(271.025)	(9.848.947)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	1º.07.2020 a 30.09.2020
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(1.542.643)	-	-	-	(1.542.643)
Encargos de uso da rede elétrica	(431.353)	-	-	-	(431.353)
Pessoal e administradores (33.2)	(218.027)	(2.782)	(93.631)	-	(314.440)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(40.027)	(375)	(16.372)	-	(56.774)
Material	(15.516)	(3)	(1.084)	-	(16.603)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(21.277)	-	-	-	(21.277)
Gás natural e insumos para operação de gás	(82.561)	-	-	-	(82.561)
Serviços de terceiros (33.3)	(105.248)	(1.250)	(37.460)	-	(143.958)
Depreciação e amortização	(231.059)	(107)	(11.978)	(3.838)	(246.982)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	5.985	(20.109)	-	(141.777)	(155.901)
Custo de construção (33.5)	(371.159)	-	-	-	(371.159)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(71.580)	(2.557)	(15.879)	(24.264)	(114.280)
	(3.124.465)	(27.183)	(176.404)	(169.879)	(3.497.931)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	30.09.2021
Pessoal e administradores (33.2)	(44.249)	-	(44.249)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(2.471)	-	(2.471)
Material	(285)	-	(285)
Serviços de terceiros	(16.966)	-	(16.966)
Depreciação e amortização	(884)	(842)	(1.726)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	(37.926)	(37.926)
Outras receitas (despesas) operacionais	(17.263)	(10.363)	(27.626)
	(82.118)	(49.131)	(131.249)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	1º.07.2021 a 30.09.2021
Pessoal e administradores (33.2)	(31.954)	-	(31.954)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(1.069)	-	(1.069)
Material	(101)	-	(101)
Serviços de terceiros	(3.408)	-	(3.408)
Depreciação e amortização	(310)	(282)	(592)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	(6.938)	(6.938)
Outras receitas (despesas) operacionais	(6.160)	(7.939)	(14.099)
	(43.002)	(15.159)	(58.161)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	30.09.2020
Pessoal e administradores (33.2)	(16.601)	-	(16.601)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(1.856)	-	(1.856)
Material	(530)	-	(530)
Serviços de terceiros	(25.347)	-	(25.347)
Depreciação e amortização	(521)	(841)	(1.362)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	(53.397)	(53.397)
Outras receitas (despesas) operacionais	(14.517)	(9.621)	(24.138)
	(59.372)	(63.859)	(123.231)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	1º.07.2020 a 30.09.2020
Pessoal e administradores (33.2)	(5.884)	-	(5.884)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(710)	-	(710)
Material	165	-	165
Serviços de terceiros	(7.294)	-	(7.294)
Depreciação e amortização	(202)	(280)	(482)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	(49.074)	(49.074)
Outras receitas (despesas) operacionais	(4.201)	(3.856)	(8.057)
	(18.126)	(53.210)	(71.336)

33.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	30.09.2021	30.09.2020
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	2.773.986	2.215.154
Itaipu Binacional	1.329.657	1.316.495
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	1.574.299	460.342
Contratos bilaterais	1.813.336	737.943
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	203.312	165.900
Micro e mini geradores e recompra de clientes	222.155	110.392
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(774.849)	(497.865)
	7.141.896	4.508.361

Consolidado	1º.07.2021 a 30.09.2021	1º.07.2020 a 30.09.2020
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	1.148.113	742.204
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	1.120.529	136.002
Itaipu Binacional	440.650	471.355
Contratos bilaterais	941.637	269.925
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	67.691	55.250
Micro e mini geradores e recompra de clientes	91.258	43.716
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(330.708)	(175.809)
	3.479.170	1.542.643

33.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2021	30.09.2020	30.09.2021	30.09.2020
Pessoal				
Remunerações	5.671	4.264	465.638	472.875
Encargos sociais	2.025	1.510	163.422	169.389
Auxílio alimentação e educação	1.437	1.099	76.299	80.121
Programa de desligamentos voluntários	21.540	-	14.392	-
	30.673	6.873	719.751	722.385
Administradores				
Honorários	3.389	3.255	12.917	13.196
Encargos sociais	761	356	2.735	2.108
Outros gastos	66	61	190	171
	4.216	3.672	15.842	15.475
Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores	9.360	6.056	246.334	189.698
	44.249	16.601	981.927	927.558

	Controladora		Consolidado	
	1º.07.2021 a 30.09.2021	1º.07.2020 a 30.09.2020	1º.07.2021 a 30.09.2021	1º.07.2020 a 30.09.2020
Pessoal				
Remunerações	2.939	1.343	152.584	160.599
Encargos sociais	1.066	497	53.421	56.665
Auxílio alimentação e educação	649	388	25.470	26.107
Programa de desligamentos voluntários	21.540	-	14.392	-
	26.194	2.228	245.867	243.371
Administradores				
Honorários	1.132	1.275	4.357	4.319
Encargos sociais	253	300	882	956
Outros gastos	21	21	56	60
	1.406	1.596	5.295	5.335
Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores	4.354	2.060	101.989	65.734
	31.954	5.884	353.151	314.440

33.3 Serviços de terceiros

Consolidado	30.09.2021	30.09.2020
Manutenção do sistema elétrico	203.308	150.008
Manutenção de instalações	83.170	75.891
Comunicação, processamento e transmissão de dados	47.972	21.809
Atendimento ao consumidor	45.483	37.170
Leitura e entrega de faturas	39.692	35.737
Consultoria e auditoria	26.236	35.148
Outros serviços	50.048	57.907
	495.909	413.670

Consolidado	1º.07.2021 a 30.09.2021	1º.07.2020 a 30.09.2020
Manutenção do sistema elétrico	64.530	57.652
Manutenção de instalações	29.177	27.919
Comunicação, processamento e transmissão de dados	17.153	2.771
Atendimento a consumidor	17.229	13.213
Leitura e entrega de faturas	13.850	11.743
Consultoria e auditoria	5.679	12.878
Outros serviços	25.892	17.782
	173.510	143.958

33.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2021	30.09.2020	30.09.2021	30.09.2020
Provisão para litígios (a)	12.692	53.397	76.106	197.573
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>				
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (NE nº 10.4)	-	-	(2.604)	(5.259)
Impairment de gás QNPR (quantidade paga e não retirada) (b)	-	-	15.688	-
Imobilizado - segmento de geração (NE nº 18.4)	-	-	(123.602)	101.807
Imobilizado - segmento de telecomunicações	-	-	-	-
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	-	-	129.705	116.518
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	3.393	(3.066)
Provisão para perdas em participações societárias	25.234	-	-	7.969
	37.926	53.397	98.686	415.542

	Controladora		Consolidado	
	1º.07.2021	1º.07.2020	1º.07.2021	1º.07.2020
	a 30.09.2021	a 30.09.2020	30.09.2021	a 30.09.2020
Provisão para litígios (a)	4.496	49.074	41.637	143.117
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>				
Contrato de concessão de geração de energia elétrica	-	-	-	(3.530)
Impairment de gás QNPR (quantidade paga e não retirada) (b)	-	-	15.688	-
Imobilizado - segmento de geração	-	-	-	(2.480)
Imobilizado - segmento de telecomunicações	-	-	-	25
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	-	-	48.361	20.109
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	205	(1.340)
Provisão para perdas em participações societárias	2.442	-	-	-
	6.938	49.074	105.891	155.901

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

(b) Houve compensação dos contratos entre a Petrobrás e a Compagás do volume de 55.770.890 m³, desconsiderando a diferença de precificação do gás existente entre os contratos (NE 12.1). Porém até a presente data as partes não chegaram a um consenso, restando controvertida a quantia de R\$ 15.688. Diante da compensação efetuada pela PETROBRAS e a incerteza no ressarcimento da diferença em Reais da referida Cessão, foi constituída provisão deste valor até o desfecho da operação.

33.5 Custo de construção

Consolidado	30.09.2021	30.09.2020
Material	778.900	506.457
Serviços de terceiros	439.418	303.906
Pessoal	113.130	100.963
Outros (a)	19.725	29.889
	1.351.173	941.215

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

Consolidado	1º.07.2021	1º.07.2020
	a 30.09.2021	a 30.09.2020
Material	272.879	178.597
Serviços de terceiros	156.429	135.089
Pessoal	39.155	40.423
Outros	10.157	17.050
	478.620	371.159

33.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	30.09.2021	30.09.2020
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	66.793	46.930
Taxa de arrecadação	38.215	35.484
Indenizações	36.972	30.277
Doações, contribuições, subvenções, incentivos fiscais (a)	32.151	6.214
Tributos	30.008	26.286
Arrendamentos e aluguéis	13.937	8.731
Perdas (ganho) na desativação e alienação de bens, líquidas	(4.628)	36.529
Comunicação corporativa		
Associação das Emissoras de Radiodifusão do Paraná - AERP	8.518	8.606
Talento Olímpico Paranaense - TOP	3.972	1.753
Patrocínio	400	3.104
Publicidade	7.901	7.071
Outras receitas, custos e despesas, líquidos	(23.397)	63.220
	210.842	274.205

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

Consolidado	1º.07.2021	1º.07.2020
	a 30.09.2021	a 30.09.2020
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	25.090	26.817
Taxa de arrecadação	12.379	11.460
Indenizações	11.026	4.816
Doações, contribuições, subvenções, incentivos fiscais (a)	30.593	740
Tributos	11.014	7.916
Arrendamentos e aluguéis	8.562	2.470
Perdas (ganho) na desativação e alienação de bens, líquidas	(20.266)	12.903
Comunicação corporativa		
Associação das Emissoras de Radiodifusão do Paraná - AERP	2.832	2.822
Talento Olímpico Paranaense - TOP	1.494	-
Patrocínio	226	2.260
Publicidade	3.773	1.410
Outras receitas, custos e despesas, líquidos	(34.628)	40.666
	52.095	114.280

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

34 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2021	30.09.2020	30.09.2021	30.09.2020
Receitas financeiras				
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	255.777	237.641	255.777	237.641
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	-	247.187	175.816
Renda de aplicações financeiras	22.596	719	85.540	63.637
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	33.000	17.519
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	18.007	18.025
Reconhecimento de crédito tributário (NE 13.2.1)	-	-	14.826	940.917
Variação cambial sobre caucões de empréstimos	-	-	10.518	46.611
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.1)	-	-	3.434	1.213
Valor justo dos derivativos - contrato a termo (NE nº 36.2.3 - b)	-	-	-	28.310
Outras receitas financeiras	8.651	7.582	82.611	126.387
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre Receita Financeira	(13.177)	(11.350)	(32.330)	(72.556)
	273.847	234.592	718.570	1.583.520
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	40.657	42.632	555.579	462.436
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.1)	-	-	164.556	126.949
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	44.614	70.489
Valor justo dos derivativos - contrato a termo (NE nº 36.2.3 - b)	-	-	17.224	-
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 26.2)	-	-	9.143	10.510
Variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	1.787	-	1.787	-
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	1.725	62
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	28	-	28	-
Outras despesas financeiras	6.668	4.508	44.098	45.110
	49.140	47.140	838.754	715.556
Líquido	224.707	187.452	(120.184)	867.964

	Controladora		Consolidado	
	1º.07.2021 a 30.09.2021	1º.07.2020 a 30.09.2020	1º.07.2021 a 30.09.2021	1º.07.2020 a 30.09.2020
Receitas financeiras				
Juros e variação monetária sobre repasse CRC	32.522	139.059	32.522	139.059
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	-	72.784	75.287
Renda de aplicações financeiras	21.959	185	53.941	17.745
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	199	481
Remuneração de ativos e passivos setoriais	-	-	8.873	2.515
Reconhecimento de crédito tributário	-	-	6.170	4.393
Variação cambial sobre cauções de empréstimos	-	-	10.507	5.289
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	-	-	1.175	380
Valor justos dos derivativos - contrato a termo	-	-	-	7.244
Outras receitas financeiras	4.214	1.959	35.039	30.754
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre Receita Financeira	(2.625)	(6.548)	(9.351)	(12.645)
	56.070	134.655	211.859	270.502
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	17.843	9.746	247.651	131.876
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	-	-	24.763	71.127
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	17.989	7.566
Valor justo dos derivativos - contrato a termo	-	-	9.813	-
Juros sobre P&D e PEE	-	-	3.796	2.567
Remuneração de ativos e passivos setoriais	-	-	785	-
Outras despesas financeiras	1.330	2.619	17.535	10.390
	19.173	12.365	322.332	223.526
Líquido	36.897	122.290	(110.473)	46.976

35 Segmentos Operacionais

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

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

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

Até 30.09.2021, todas as vendas foram realizadas em território brasileiro, bem como todos os ativos não correntes estão localizados em território nacional. Não foi identificado cliente da Companhia ou de suas controladas que seja responsável individualmente por mais de 10% da receita líquida total registrada até 30.09.2021.

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

35.2 Segmentos reportáveis da Companhia

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

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

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

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

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

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

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

35.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Reclassificações NE nº 41	Operações inter- segmento	Consolidado
	GET	DIS	COM						
30.09.2021									
ATIVO TOTAL	22.797.729	21.252.146	1.742.573	-	811.396	4.386.431	(1.451.159)	294.790	49.833.906
ATIVO CIRCULANTE	2.432.134	6.121.239	763.831	-	329.927	3.534.606	(652.886)	(514.420)	12.014.431
ATIVO NÃO CIRCULANTE	20.365.595	15.130.907	978.742	-	481.469	851.825	(798.273)	809.210	37.819.475
Realizável a Longo Prazo	6.312.723	8.580.332	973.447	-	362.383	662.516	(129.077)	(206.964)	16.555.360
Investimentos	2.852.234	542	-	-	-	152.609	-	-	3.005.385
Imobilizado	9.296.279	-	257	-	-	17.711	(651.458)	651.458	9.314.247
Intangível	1.845.899	6.446.351	3.434	-	105.014	4.423	(8.202)	355.180	8.752.099
Direito de uso de ativos	58.460	103.682	1.604	-	14.072	14.566	(9.536)	9.536	192.384

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

35.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				TEL	GÁS	HOL	Reclassificações NE nº 41	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM						
	GER	TRA								
30.09.2021										
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE										
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.410.203	1.175.370	10.786.833	3.284.977	243.611	562.747	16.238	(228.379)	(2.861.005)	17.390.595
Receita operacional líquida com terceiros	2.645.719	899.074	10.745.682	2.542.399	228.379	541.483	16.238	(228.379)	-	17.390.595
Receita operacional líquida entre segmentos	1.764.484	276.296	41.151	742.578	15.232	21.264	-	-	(2.861.005)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.614.485)	(326.819)	(9.917.998)	(3.214.793)	(222.883)	(458.425)	(143.074)	81.805	2.958.971	(12.857.701)
Energia elétrica comprada para revenda	(864.001)	-	(5.588.253)	(3.197.593)	-	-	-	-	2.507.951	(7.141.896)
Encargos de uso da rede elétrica	(385.215)	-	(1.531.254)	-	-	-	-	-	293.662	(1.622.807)
Pessoal e administradores	(178.570)	(106.993)	(564.331)	(10.927)	(39.365)	(27.058)	(54.683)	-	-	(981.927)
Planos previdenciário e assistencial	(32.438)	(20.637)	(116.336)	(1.150)	(6.289)	(3.703)	(4.093)	-	-	(184.646)
Material	(7.305)	(3.018)	(38.463)	(15)	(965)	(939)	(304)	965	2	(50.042)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(1.175.859)	-	-	-	-	-	-	-	-	19.409
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	-	(360.069)	-	-	-	(360.069)
Serviços de terceiros	(122.976)	(23.855)	(337.693)	(2.269)	(38.690)	(10.827)	(17.816)	38.690	19.527	(495.909)
Depreciação e amortização	(425.094)	(7.985)	(304.034)	(158)	(77.901)	(30.804)	(2.440)	1.893	72.726	(773.797)
Provisão (reversão) para litígios	(6.949)	1.335	(55.541)	(216)	4.845	63	(14.798)	(4.845)	-	(76.106)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	126.361	(155)	-	-	5.156	(15.688)	-	(5.156)	-	110.518
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(547)	(2.746)	(131.926)	(174)	(8.612)	2.294	(25.234)	8.612	25.235	(133.098)
Custo de construção	-	(153.573)	(1.188.952)	-	-	(8.648)	-	-	-	(1.351.173)
Repactuação Risco Hidrológico - GSF	1.570.543	-	-	-	-	-	-	-	-	1.570.543
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(112.435)	(9.192)	(61.215)	(2.291)	(61.062)	(3.046)	(23.706)	41.646	20.459	(210.842)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	11.371	259.538	-	-	-	-	8.057	-	-	278.966
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	2.807.089	1.108.089	868.835	70.184	20.728	104.322	(118.779)	(146.574)	97.966	4.811.860
Receitas financeiras	76.498	11.016	341.876	10.224	19.183	11.796	278.472	(19.180)	(11.315)	718.570
Despesas financeiras	(363.649)	(103.380)	(256.356)	(140)	(44.928)	(6.143)	(120.401)	44.928	11.315	(838.754)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	2.519.938	1.015.725	954.355	80.268	(5.017)	109.975	39.292	(120.826)	97.966	4.691.676
Imposto de renda e contribuição social	(721.056)	(234.290)	(310.585)	(27.327)	(6.284)	(41.392)	89.210	47.648	(24.726)	(1.228.802)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	1.798.882	781.435	643.770	52.941	(11.301)	68.583	128.502	(73.178)	73.240	3.462.874
Resultado de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	1.116.379	73.178	-	1.189.557
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	1.798.882	781.435	643.770	52.941	(11.301)	68.583	1.244.881	-	73.240	4.652.431

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				TEL	GÁS	HOL	Reclassificações NE nº 41	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM						
	GER	TRA								
30.09.2020										
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE										
RECETA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.711.606	781.635	8.683.105	1.759.112	285.743	395.321	-	(261.881)	(1.376.550)	12.978.091
Receita operacional líquida com terceiros	1.655.528	556.563	8.644.626	1.730.047	261.881	391.327	-	(261.881)	-	12.978.091
Receita operacional líquida entre segmentos	1.056.078	225.072	38.479	29.065	23.862	3.994	-	-	(1.376.550)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.608.586)	(357.420)	(7.111.470)	(1.611.191)	(257.865)	(329.044)	(125.924)	176.008	1.376.550	(9.848.942)
Energia elétrica comprada para revenda	(88.457)	-	(3.904.215)	(1.595.494)	-	-	-	-	1.079.805	(4.508.361)
Encargos de uso da rede elétrica	(359.720)	-	(878.872)	-	-	-	-	-	244.085	(994.507)
Pessoal e administradores	(169.914)	(101.836)	(552.770)	(9.441)	(48.529)	(27.475)	(17.593)	-	-	(927.558)
Planos previdenciário e assistencial	(28.372)	(17.817)	(110.137)	(1.079)	(8.370)	(3.224)	(1.903)	-	-	(170.902)
Material	(6.934)	(2.524)	(43.630)	(6)	(1.266)	(443)	(535)	1.266	-	(54.072)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(147.136)	-	-	-	-	-	-	-	3.727	(143.409)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	-	(263.610)	-	-	-	(263.610)
Serviços de terceiros	(87.034)	(18.332)	(300.495)	(1.441)	(49.724)	(8.739)	(25.930)	49.724	28.301	(413.670)
Depreciação e amortização	(436.777)	(7.413)	(275.543)	(50)	(110.352)	(15.062)	(1.628)	104.931	-	(741.894)
Provisão (reversão) para litígios	(49.681)	(22.984)	(71.367)	(67)	(1.562)	(48)	(53.425)	1.562	-	(197.572)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	(96.548)	-	-	-	34.127	-	-	(34.127)	-	(96.548)
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(10.072)	2.254	(112.199)	(1.055)	(20.355)	(349)	-	20.355	-	(121.421)
Custo de construção	-	(175.979)	(759.229)	-	-	(6.007)	-	-	-	(941.215)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(127.941)	(12.789)	(103.013)	(2.558)	(51.834)	(4.087)	(24.910)	32.297	20.632	(274.203)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	9.622	69.352	-	(88)	-	-	4.513	-	-	83.399
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO										
FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.112.642	493.567	1.571.635	147.833	27.878	66.277	(121.411)	(85.873)	-	3.212.548
Receitas financeiras	85.597	21.683	1.219.893	6.798	17.408	11.113	238.755	(15.655)	(2.075)	1.583.517
Despesas financeiras	(302.223)	(54.635)	(246.874)	(80)	(36.945)	(12.613)	(101.206)	36.945	2.075	(715.556)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	896.016	460.615	2.544.654	154.551	8.341	64.777	16.138	(64.583)	-	4.080.509
Imposto de renda e contribuição social	(273.132)	(123.445)	(863.698)	(52.733)	(2.993)	(23.103)	(26.579)	24.182	6.894	(1.334.607)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	622.884	337.170	1.680.956	101.818	5.348	41.674	(10.441)	(40.401)	6.894	2.745.902
Resultado de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	40.401	-	40.401
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	622.884	337.170	1.680.956	101.818	5.348	41.674	(10.441)	-	6.894	2.786.303

35.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

30.09.2021	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Consolidado
	GET	DIS	COM				
Ativos de contrato	-	1.096.451	-	-	10.545	-	1.106.996
Imobilizado	268.342	-	66	59.292	-	728	328.428
Intangível	2.633	-	1.660	179	-	2.694	7.166
Direito de uso de ativos	36.295	40.400	1.536	11.406	2.969	2.795	95.401

36 Instrumentos Financeiros

36.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE nº	Nível	30.09.2021		31.12.2020	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	4.853.273	4.853.273	3.222.768	3.222.768
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	-	-	751	751
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	316.924	316.924	299.779	299.779
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	10.1 e 10.2	3	1.329.816	1.329.816	1.149.934	1.149.934
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (d)	10.4	3	96.509	96.509	81.202	81.202
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (e)	12	3	6.084	6.084	23.308	23.308
Valor justo na compra e venda de energia (e)	12	3	1.065.010	1.065.010	689.531	689.531
Outros investimentos temporários (f)		1	13.245	13.245	14.910	14.910
Outros investimentos temporários (f)		2	5.213	5.213	7.475	7.475
			7.686.074	7.686.074	5.489.658	5.489.658
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)			198	198	197	197
Caução STN (g)	22.1		138.551	114.166	133.521	113.477
Clientes (a)	7		4.502.858	4.502.858	3.819.680	3.819.680
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (h)	8		-	-	1.392.624	1.496.016
Ativos financeiros setoriais (a)	9		856.421	856.421	346.930	346.930
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (i)	10.3		712.286	808.117	671.204	763.070
			6.210.314	6.281.760	6.364.156	6.539.370
Total dos ativos financeiros			13.896.388	13.967.834	11.853.814	12.029.028
Passivos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Valor justo na compra e venda de energia (e)	29	3	717.562	717.562	343.406	343.406
			717.562	717.562	343.406	343.406
Custo amortizado						
Passivos financeiros setoriais (a)	9		277.137	277.137	188.709	188.709
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (g)	13.2		429.308	364.885	459.303	377.375
PIS e Cofins a restituir para consumidores (a)	13.2.1		3.287.263	3.287.263	3.927.823	3.927.823
Fornecedores (a)	21		2.970.416	2.970.416	2.436.452	2.436.452
Empréstimos e financiamentos (g)	22		3.145.445	2.908.802	3.214.249	2.956.696
Debêntures (j)	23		7.422.167	7.422.167	6.837.819	6.837.819
Contas a pagar vinculadas à concessão (k)	27		893.218	1.020.609	731.864	811.329
			18.424.954	18.251.279	17.796.219	17.536.203
Total dos passivos financeiros			19.142.516	18.968.841	18.139.625	17.879.609

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

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

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

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

Apuração dos valores justos

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

- e) Os ativos e passivos equivalem ao seu respectivo valor contábil conforme NE nº 4.15 das demonstrações financeiras de 31.12.2020.
- f) Investimentos em outras empresas, avaliados ao valor justo, o qual é calculado conforme cotações de preço publicadas em mercado ativo, para os ativos classificados como nível 1, e apurado por meio de modelo de avaliação comparativa para os ativos classificados como nível 2.
- g) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, CDI + 1,95%, para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- h) Utilizada como premissa a comparação com o título Notas do Tesouro Nacional - NTN-B, de longo prazo e pós-fixado, a NTN-B Principal com vencimento em 15.08.2026, que paga em torno de 3,87% a.a. mais IPCA.
- i) Créditos a receber relacionados ao contrato de concessão de prestação de serviço de geração de energia elétrica em regime de cotas, tendo seu valor justo calculado pelo fluxo de entradas de caixa esperado, descontado à taxa estipulada no edital do leilão nº 12/2015 Aneel (9,04%).
- j) Calculado conforme cotação do Preço Unitário - PU em 30.09.2021, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar.
- k) Utilizada a taxa de desconto real e líquida, de 8,64% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.

36.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

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

36.2.1 Risco de crédito

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

Consolidado		
Exposição ao risco de crédito	30.09.2021	31.12.2020
Caixa e equivalentes de caixa (a)	4.853.273	3.222.768
Títulos e valores mobiliários (a)	316.924	300.530
Cauções e depósitos vinculados (a)	138.749	133.718
Clientes (b)	4.502.858	3.819.680
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	-	1.392.624
Ativos financeiros setoriais (d)	856.421	346.930
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (e)	1.329.816	1.149.934
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (f)	712.286	671.204
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (g)	96.509	81.202
Outros investimentos temporários (h)	18.458	22.385
	12.825.294	11.140.975

- a) A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos, considerando sua política em aplicar praticamente todos os recursos em instituições bancárias federais. Excepcionalmente, por força legal e/ou regulatória, a Companhia aplica recursos em bancos privados considerados de primeira linha.
- b) Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Tal risco está diretamente relacionado a fatores internos e externos à Copel. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gestão de contas a receber, detectando as classes de consumidores com maior possibilidade de inadimplência, implementando políticas específicas de cobrança e/ou exigência de garantias financeiras e suspendendo o fornecimento e/ou o registro de energia e a prestação do serviço, conforme estabelecido em contrato e normas regulamentares.
- c) A Administração considera o risco desse crédito reduzido, visto que as amortizações são garantidas com recursos provenientes de dividendos.
- d) A Administração considera reduzido o risco desse crédito, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, correspondente aos custos não recuperados por meio de tarifa.
- e) A Administração considera reduzido o risco desse crédito visto, que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, referente aos investimentos em infraestrutura não recuperados por meio da tarifa.
- f) A Administração considera reduzido o risco desse crédito visto que o contrato celebrado de venda da energia por cotas garante o recebimento de Receita Anual de Geração - RAG, que inclui a amortização anual desse valor durante o prazo da concessão.
- g) Para os ativos de concessão de geração, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 596/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do VNR, para fins de indenização. Mais recentemente, em julho de 2021, foi publicada a Resolução Normativa nº 942/2021 disciplinando a apuração destes valores por meio da apresentação de laudos de avaliação a serem elaborados por empresas credenciadas. A expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados.
- h) Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da volatilidade do mercado de ações. Esse tipo de risco envolve fatores externos e vem sendo administrado através de acompanhamento periódico das variações ocorridas no mercado.

36.2.2 Risco de liquidez

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

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

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

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

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

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

A tabela a seguir demonstra valores esperados de liquidação, não descontados, em cada faixa de tempo. As projeções foram efetuadas com base em indicadores financeiros vinculados aos respectivos instrumentos financeiros, previstos nas medianas das expectativas de mercado do Relatório Focus, do Banco Central do Brasil - Bacen, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para os próximos 3 anos. A partir de 2025, repetem-se os indicadores de 2024 até o horizonte da projeção.

Consolidado	Juros (a)	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
30.09.2021							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 22	33.715	78.066	659.683	1.843.176	1.597.596	4.212.236
Debêntures	NE nº 23	621.650	295.384	1.685.695	5.126.392	1.805.346	9.534.467
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	8.916	17.843	80.586	482.702	2.397.863	2.987.910
Fornecedores	-	2.470.662	398.835	34.916	66.003	-	2.970.416
PIS e Cofins a restituir para consumidores	-	-	-	-	3.436.319	-	3.436.319
Pert	Selic	4.309	8.683	40.345	246.637	239.350	539.324
Passivos financeiros setoriais	Selic	17.814	35.969	168.556	73.834	-	296.173
Passivo de arrendamentos	NE nº 28	54.879	110.699	507.019	1.475.139	2.229.928	4.377.664
		3.211.945	945.479	3.176.800	12.750.202	8.270.083	28.354.509

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

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

36.2.3 Risco de mercado

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

a) Risco cambial - dólar norte-americano

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

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

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

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

Análise de sensibilidade do risco cambial - dólar

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto da depreciação cambial do dólar norte-americano sobre seus empréstimos e financiamentos expostos a tais riscos.

A avaliação dos instrumentos financeiros considera os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1) Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto na data destas demonstrações financeiras intermediárias, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela abaixo, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras intermediárias e para o cenário provável considerou-se o saldo com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 5,45) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2021 do Relatório Focus do Bacen de 22.10.2021. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Risco cambial	Risco	Base 30.09.2021	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	138.551	270	(34.435)	(69.140)
		138.551	270	(34.435)	(69.140)
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos - STN	Alta do dólar	(147.257)	(287)	(37.173)	(74.059)
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(296.144)	(577)	(74.757)	(148.938)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(60.259)	(117)	(15.212)	(30.306)
		(503.660)	(981)	(127.142)	(253.303)

b) Risco cambial - euro

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

Baseado nos valores nocionais de € 4.400, em aberto na data destas demonstrações financeiras intermediárias, o valor justo foi estimado pela diferença entre os valores contratados nos respectivos termos e as cotações futuras da moeda (taxas referenciais da B3), trazidos a valor presente pela taxa pré na mesma data. O saldo ativo registrado está apresentado na NE nº 12.

Análise de sensibilidade sobre as operações com instrumentos financeiros derivativos

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

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras intermediárias e para o cenário provável consideraram-se os saldos atualizados com as cotações futuras da moeda (taxas referenciais da B3 em 01.11.2021) trazidos a valor presente pela taxa pré. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram a elevação ou queda de 25% e 50% nas cotações futuras aplicadas sobre o cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Consolidado	Variação na taxa cambial	Base 30.09.2021	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) em operações com instrumentos financeiros derivativos	Elevação	6.084	6.829	14.016	21.204
	Queda	6.084	6.829	(359)	(7.546)

c) Risco de taxa de juros e variações monetárias

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

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

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

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

A avaliação dos instrumentos financeiros considera os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1) Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto na data destas demonstrações financeiras intermediárias estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela abaixo, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras intermediárias e para o cenário provável consideraram-se os saldos com a variação dos indicadores (CDI/Selic - 8,75%, IPCA - 8,96%, IGP-DI - 17,82%, IGP-M - 17,75% e TJLP - 5,32%) previstos na mediana das expectativas de mercado para 2021 do Relatório Focus do Bacen de 22.10.2021, exceto o IGP-DI e a TJLP, que consideram a projeção interna da Companhia. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	Base	Cenários projetados		
		30.09.2021	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	316.924	5.880	4.437	2.986
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	198	4	3	1
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	856.421	18.149	13.718	9.217
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	2.042.102	44.282	33.475	22.497
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	96.509	-	-	-
		3.312.154	68.315	51.633	34.701
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(640.619)	(13.576)	(16.841)	(20.058)
BNDES	Alta TJLP	(1.903.504)	(24.827)	(30.886)	(36.889)
BNDES	Alta IPCA	(339.925)	(7.371)	(9.142)	(10.887)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(75.045)	(979)	(1.218)	(1.454)
Caixa Econômica Federal	Alta TJLP	(40)	(2)	(2)	(2)
Outros	Sem Risco	(39.055)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(5.226.015)	(110.749)	(137.386)	(163.632)
Debêntures	Alta IPCA	(2.092.832)	(45.382)	(56.287)	(67.030)
Debêntures	Alta TJLP	(103.320)	(1.348)	(1.676)	(2.002)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(277.137)	(5.873)	(7.286)	(8.677)
Pert	Alta Selic	(429.308)	(9.098)	(11.286)	(13.442)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(835.404)	(34.831)	(42.917)	(50.785)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(57.814)	(1.254)	(1.555)	(1.852)
		(12.020.018)	(255.290)	(316.482)	(376.710)

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

36.2.4 Risco quanto à escassez de energia

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

Desde setembro de 2020, o Sistema Interligado Nacional vem apresentando o pior histórico de Energias Naturais Afluentes ao agregado de seus aproveitamentos. O Ministério de Minas e Energia de demais órgãos do setor estão trabalhando para mitigação de riscos de racionamento, com destaque para um elevado despacho termoelétrico fora da ordem de mérito de custo, bem como a flexibilização de restrições à operação hidrelétrica do sistema. Adicionalmente, considerando a forte geração eólica no Nordeste e a geração de biomassa no Sudeste, estima-se que o risco de falta energia em 2021 e 2022 seja minimizado, conforme as informações oficiais publicadas até o momento.

De forma a mitigar o risco de atendimento à demanda instantânea, o MME está fazendo gestão sobre os grandes consumidores de energia no sentido de migrar seus consumos dos períodos de maior demanda. O que, de modo geral, significa transferir a produção para as madrugadas. Isso garante o atendimento aos consumidores com maior economicidade, visto que a operação em períodos de elevada demanda instantânea é muito cara.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE tem mantido os indicadores de risco de déficit de energia dentro da margem de segurança, nas projeções de curto prazo, mediante autorização de despacho de geração térmica fora da ordem de mérito de custo pelo ONS, que por sua vez vem despachando os montantes necessários à uma operação segura ao Sistema Interligado Nacional.

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

36.2.5 Risco quanto aos impactos do GSF

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

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

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

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

Para as usinas com contratos no Ambiente de Contratação Livre - ACL, a principal forma de gerenciar o risco de GSF baixo é não comprometer toda a GF com contratos bem como a recompra oportuna de energia intra-anual, abordagens atualmente adotadas pela Companhia.

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

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

36.2.6 Risco de não prorrogação das concessões de geração e transmissão

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

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

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

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

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 (NE nº 1b).

A Copel possui 2 usinas com o vencimento da concessão nos próximos 5 anos.

Para a Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - UHE GBM (1676 MW), que terá sua concessão vencida em 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, caso os estudos realizados pela Copel GeT apontem para a vantagem da operação, alienar o controle desta concessionária e, desta forma, possibilitar uma nova outorga pelo prazo de 30 anos.

Com relação à UHE São Jorge, cuja concessão vence em 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, para celebração de eventual Termo Aditivo. A usina encontra-se em processo de modernização e terá como benefícios diretos a melhora na eficiência energética e a redução das emissões de poluentes na atmosfera, em comparação a antiga planta.

Conforme a nova lei, a Companhia poderá se manifestar sobre a intenção em prorrogar a concessão da UHE Apucarantina até 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.

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

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

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

Os critérios de eficiência relacionados à continuidade do fornecimento e à gestão econômica e financeira para manutenção da concessão foram atendidos no período findo em 30 de junho de 2021 conforme exposto abaixo.

Indicadores e penalidades

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

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

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

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Realizado	Qualidade - limites ^(a)		Qualidade - realizado	
			DECI ^(b)	FECi ^(b)	DECI	FECi
2016			13,61	9,24	10,80	7,14
2017	LAJIDA ≥ 0 ^(c)	661.391	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	LAJIDA (-) QRR ≥ 0 ^(d)	550.675	11,23	8,24	10,29	6,20
2019	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (0,8 * SELIC)$ ^(d)	822.386	10,12	7,74	9,10	6,00
2020	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (1,11 * SELIC)$ ^(e)	1.624.821	9,83	7,24	7,81	5,55

(a) Conforme NT 0335/2015 Aneel.

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

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

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

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

Metas definidas à Copel Distribuição para manutenção do contrato de concessão

Após os primeiros cinco anos as metas passam a ter sua definição da seguinte forma:

- Eficiência Econômica-Financeira – {Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (1,11 * SELIC)$
- Indicadores de Qualidade (DECI / FECi) – passam a seguir as resoluções autorizativas, sendo elas a REA 5911/2016 (período de 2017 – 2021) e a REA 10.231/2021 (período de 2022 a 2026)

O descumprimento dos critérios de qualidade por três anos consecutivos ou dos parâmetros mínimos de sustentabilidade econômico-financeira por dois anos consecutivos implicará a abertura do processo de caducidade.

36.2.8 Risco de não prorrogação da concessão de distribuição de gás

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

36.2.9 Risco de sobrecontratação e subcontratação de energia elétrica

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

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

Nos últimos anos o segmento de distribuição esteve exposto a um cenário de sobrecontratação generalizada, na medida em que a maioria das empresas apurou nível de contratação superior a 105%. Entendendo que vários dos fatores que contribuíram para esta situação são extraordinários e inevitáveis por parte das distribuidoras, tais como a alocação compulsórias de cotas de garantia física, a migração massiva de consumidores para o mercado livre e mais recentemente, a partir de 2020, os efeitos no mercado das medidas governamentais de isolamento social implementadas no combate a pandemia do coronavírus Sars-CoV-2 (Covid-19), que acarretou significativa retração no mercado das concessionárias de distribuição, a Aneel e o MME implementaram uma série de medidas visando a mitigação da sobrecontratação.

Em relação à 2021, as apurações envolvendo os cenários mais recentes de oferta e demanda apontam a ocorrência de sobrecontratação em relação à parcela contratada acima dos limites regulatórios no ano civil. Contudo, a distribuidora permanecerá exercendo uma contínua vigilância em relação aos seus níveis de contratação e ocorrências de eventos involuntários alheios à sua gestão, como a migração de consumidores ao mercado livre e redução da carga.

36.2.10 Risco quanto à escassez de gás

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

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

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

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

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

36.2.11 Risco de não performance dos empreendimentos eólicos

Os contratos de compra e venda de energia por fonte eólica estão sujeitos às cláusulas de performance, as quais preveem uma geração mínima anual e quadrienal da garantia física comprometida no leilão. Os empreendimentos estão sujeitos a fatores climáticos associados às incertezas da velocidade de vento. O não atendimento do que está disposto no contrato pode comprometer receitas futuras da Companhia. O saldo consolidado registrado no passivo referente a não *performance* está demonstrado na NE nº 29.

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

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

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

Baseado nos valores nocionais de R\$ 7.327.160 para contratos de compra e de R\$ R\$ 7.251.065 para contratos de venda de energia elétrica, em aberto na data destas demonstrações financeiras intermediárias, o valor justo foi estimado utilizando os preços definidos internamente pela Companhia, que representam a melhor estimativa do preço de mercado futuro. A taxa de desconto utilizada tem como referência a taxa de retorno das NTN-Bs divulgadas pela Anbima, ajustada pelo risco de crédito e pelo risco adicional de projeto.

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

Consolidado	Ativo	Passivo	Saldo líquido
Circulante	139.909	(135.242)	4.667
Não circulante	925.101	(582.320)	342.781
	1.065.010	(717.562)	347.448

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

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto de mudanças nos preços futuros. Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras intermediárias e para o cenário provável consideraram-se os saldos atualizados com a curva de preços de mercado e taxa NTN-B em 30.09.2021. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram elevação ou queda de 25% e 50%, aplicadas sobre os preços futuros considerados no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Consolidado	Variação no preço	Base 30.09.2021	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) não realizados em operações de compra e venda de energia	Elevação	347.448	330.911	469.553	608.186
	Queda	347.448	330.911	192.286	53.653

36.2.13 Risco de contraparte no mercado de energia

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

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

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

36.3 Gerenciamento de capital

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

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

36.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

Endividamento	Controladora		Consolidado	
	30.09.2021	31.12.2020	30.09.2021	31.12.2020
Empréstimos e financiamentos	787.876	780.514	3.145.445	3.168.710
Debêntures	507.478	803.576	7.422.167	8.540.366
(-) Caixa e equivalentes de caixa	2.603.041	42.700	4.853.273	3.222.768
(-) Títulos e valores mobiliários	91	90	316.924	300.530
Dívida líquida	(1.307.778)	1.541.300	5.397.415	8.185.778
Patrimônio líquido	21.564.137	19.959.111	21.917.120	20.250.518
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	(0,06)	0,08	0,25	0,40

37 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
	30.09.2021	31.12.2020	30.09.2021	31.12.2020	30.09.2021	30.09.2020	30.09.2021	30.09.2020
Controlador								
Estado do Paraná - dividendos			426.265	749.338	-	-	-	-
Repasso CRC (NE nº 8)	-	1.392.624	-	-	253.990	237.641	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	10.709	6.682	-	-	-	-	-	-
Programa Tarifa Rural Noturna (a)	11.912	8.168	-	-	-	-	-	-
Programa Morar Bem Paraná (a)	-	1.057	-	-	-	-	-	-
Empregados cedidos (b)	226	87	-	-	-	-	-	-
Serviços de telecomunicações (c)	-	13.686	-	-	19.201	32.882	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (c) (d)	-	2	831	855	18	-	(8.533)	(6.160)
Entidades com influência significativa								
BNDDES e BNDESPAR - dividendos (e)			341.529	568.315	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 22)	-	-	2.249.750	2.314.166	-	-	(125.085)	(109.895)
Debêntures - Compagás (NE nº 23)	-	-	1.469	5.890	-	-	(299)	(1.462)
Debêntures - eólicas (NE nº 23) (f)	-	-	232.428	239.249	-	-	(23.338)	(17.435)
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (c) (g)	-	223	505	582	2.164	3.795	(6.129)	(4.661)
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	-	-	-	-	237	620	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltalia São Miguel do Gostoso - dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
Caiuá Transmissora de Energia (c) (h) (i) (j)	279	261	1.665	1.401	2.438	4.643	(12.947)	(12.053)
Dividendos	2.973	4.443	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (i) (j)	-	-	175	160	-	-	(1.689)	(1.484)
Dividendos	-	3.806	-	-	-	-	-	-
Matrinchá Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	1.026	959	-	-	(10.003)	(7.954)
Dividendos	12.339	34.460	-	-	-	-	-	-
Guaraciaba Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	481	436	-	-	(4.598)	(3.953)
Dividendos	21.248	16.281	-	-	-	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	695	649	-	-	(6.786)	(5.880)
Dividendos	3.448	-	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	531	468	-	-	(4.612)	(4.327)
Dividendos	-	6.547	-	-	-	-	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissão (i) (j) (k)	4.393	4.034	1.138	990	14.385	13.418	(8.923)	(4.822)
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (l)	17	13	1.312	1.436	114	124	(12.215)	(12.735)
Dividendos	1.612	97	-	-	-	-	-	-
Foz do Chopim Energética Ltda. (c) (m)	280	216	-	-	2.200	1.927	-	-
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 33.2)	-	-	-	-	-	-	(15.842)	(15.475)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	-	-	-	-	(1.036)	(646)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel (c)	30	40	-	-	173	229	-	-
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	84.728	1.836	-	-	(4.835)	(1.319)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	1.529.345	1.493.614	-	-	-	-
Lactec (c) (n)	3	5	1.910	2.747	469	583	(3.598)	(1.847)
Tecpar (c) (o)	-	11	-	-	1.526	-	-	-
Celepar (c) (p)	-	4	-	2	23	-	(7)	-

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

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

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

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

O Programa Morar Bem Paraná, instituído pelo Decreto nº 2845/2011, é um convênio entre o Governo do Estado, a Companhia de Habitação do Paraná - Cohapar e a Copel DIS, cuja gestão é realizada pela Cohapar. A principal atribuição da Copel neste convênio é a construção das redes de distribuição de energia elétrica e das entradas de serviços das unidades consumidoras dos conjuntos habitacionais.

- b)** Ressarcimento do valor correspondente a remuneração e encargos sociais de empregados cedidos ao Estado do Paraná. Os saldos apresentados são líquidos de Perdas de crédito esperadas.
- c)** Receita da Copel TEL proveniente de serviços de telecomunicações e arrendamentos de equipamentos e infraestrutura. Os saldos apresentados são líquidos de Perdas de crédito esperadas.
- d)** O Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar é uma unidade complementar do Serviço Social Autônomo Paraná Tecnologia, vinculado à Secretaria de Estado da Ciência, Tecnologia e Ensino Superior. O Simepar mantém contratos com a Companhia de prestação de serviços de previsão do tempo, laudos meteorológicos, análise de ampacidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.

- e) O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, que possui ações da Copel (NE nº 31.1). Em 22.12.2018 encerrou a vigência do acordo de acionista entre o Estado do Paraná e o BNDESPAR, assinado em 22.12.1998.
- f) O BNDES e a BNDESPAR adquiriram o total das debêntures emitidas pelas controladas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel.
- g) Saneamento básico prestado pela Sanepar.
- h) Contrato de prestação de serviços de operação e manutenção prestados pela Copel GeT, com vencimento em 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.
- i) Encargos de uso do sistema de transmissão devidos pela Copel GeT, UEG Araucária e parques eólicos.
- j) A Copel DIS mantém Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - Cust com o ONS e com as concessionárias de transmissão de energia, o qual tem por objeto a contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão - Must. A contratação é de caráter permanente e é regulamentada pela Resolução Normativa Aneel nº 666/2015. Os montantes são definidos para os quatro anos subsequentes, com revisões anuais.
- k) Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 1º.02.2023, prestação de serviços de engenharia do proprietário, assessoria e consultoria, encerrado em novembro de 2020, e compartilhamento de instalações com vencimento em 1º.01.2043.
- l) Contratos de conexão ao sistema de transmissão firmados pela Copel GeT, Costa Oeste e Marumbi, com vencimentos a partir de 17.08.2031 até 21.07.2048. Contrato de compra e venda de energia realizado pela Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.
- m) Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 23.05.2025, e conexão ao sistema de transmissão, com vencimento em 1º.01.2043.
- n) O Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec é uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público - Oscip, na qual a Copel é uma associada. O Lactec mantém contratos de prestação de serviços e de pesquisa e desenvolvimento com a Copel GeT, UEGA e com a Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel. A Copel COM presta serviços e vende energia ao instituto.
- o) Contrato de venda de energia firmado entre a Copel COM e o Instituto de Tecnologia do Paraná - Tecpar (empresa pública do Governo do Estado que apoia a inovação e o desenvolvimento econômico e social do Paraná e do Brasil).

- p)** Contratos de prestação de serviços firmados com a Companhia de Tecnologia da Informação do Paraná - Celepar (sociedade de economia mista, integrante da administração indireta do Governo do Estado).

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

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

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

37.1 Avais e garantias concedidos às partes relacionadas

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

A Copel forneceu garantias financeiras, na modalidade de carta fiança corporativa, para contratos de compra e transporte de energia elétrica efetuados pela Copel GeT e suas subsidiárias, no total de R\$ 4.339 (R\$ 4.307 em 31.12.2020) e efetuados pela Copel Energia, no total de R\$ 192.707 (R\$ 112.069 em 31.12.2020).

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

Empresa	Operação	Data da emissão	Vencimento final	Valor aprovado	Saldo 30.09.2021	% participação	Valor aval/fiança
(1) Caiuá Transmissora (a)	Financiamento	23.12.2013	15.02.2029	84.600	44.796	49,0	5.956
(2) Guaraciaba Transmissora	Financiamento	28.09.2016	15.01.2031	440.000	334.552	49,0	163.930
(3) Guaraciaba Transmissora	Debêntures	15.07.2018	15.12.2030	118.000	134.204	49,0	65.760
(4) Mata de Santa Genebra	Financiamento	30.11.2017	15.07.2033	1.018.500	1.068.904	50,1	535.521
(5) Mata de Santa Genebra	Debêntures	15.04.2019	15.11.2030	210.000	220.584	50,1	110.513
(6) Cantareira Transmissora de Energia (a)	Financiamento	28.12.2016	15.09.2032	426.834	396.291	49,0	28.175
(7) Cantareira Transmissora de Energia	Debêntures	09.01.2018	15.08.2032	100.000	92.844	49,0	45.494
							955.349

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

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

Destinação: programa de investimentos

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

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

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

38 Compromissos

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

Consolidado	30.09.2021	31.12.2020
Contratos de compra e transporte de energia	140.002.650	132.879.053
Aquisição de ativo imobilizado		
Construção de linhas de transmissão e subestações	-	12.062
Construção das usinas do empreendimento eólico Jandaíra	280.298	330.257
Construção da PCH Bela Vista	-	23.717
Obras de telecomunicações	-	132.430
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	1.137.324	978.189
Obrigações de compra de gás	582.692	655.422

39 Seguros

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

Consolidado Apólice	Término da vigência	Importância segurada
Riscos Operacionais - UHE Baixo Iguaçu	30.05.2022	2.250.207
Riscos Operacionais - UHE Colíder	10.11.2021	2.166.984
Riscos Operacionais - Cutia e Bento Miguel	29.03.2022	2.016.287
Riscos Nomeados	24.08.2022	2.089.718
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2022	878.937
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	23.11.2021	799.290
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2022	743.616
Riscos Operacionais - Elejor	11.03.2022	728.426
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	30.11.2022	681.459
Riscos Operacionais - São Bento	27.06.2022	510.557

(a) O valor da importância segurada de Riscos Operacionais - UEG Araucária foi convertido de dólar para real com a taxa do dia 30.09.2021, de R\$ 5,4394.

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

40 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

40.1 Transações que não envolvem caixa

Dentre as movimentações ocorridas na rubrica de ativos de contrato, especificadas nas NEs nº 11.1 e 11.2, as aquisições totalizaram R\$ 1.208.362 (R\$ 911.436 em 30.09.2020). Deste valor, R\$ 109.995 (R\$ 92.470 em 30.09.2020) correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

De acordo com as informações constantes na NE nº 18.2, as aquisições de imobilizado totalizaram R\$ 192.597 (R\$ 202.159 em 30.09.2020). Deste valor, R\$ 15.728 (R\$ 20.853 em 30.09.2020) correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

Conforme a NE nº 28.1, as adições e ajustes por remuneração ocorridos no direito de uso de ativos totalizaram R\$ 109.863 (R\$ 76.746 em 30.09.2020), sendo que tal reconhecimento teve como contrapartida a rubrica de passivo de arrendamentos.

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

41 Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas

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

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

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

Em 14.01.2021 foi celebrado o Contrato de Compra e Venda de Ações - CCVA com a Bordeaux Participações S.A., sociedade do grupo econômico do Bordeaux Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, vencedora do leilão.

Em 03.08.2021 houve a conclusão da operação de alienação conforme informado no fato relevante 13/21 após o cumprimento das condições definidas no Edital e no CCVA que contemplavam, dentre outras, as aprovações do Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE e da Agência Nacional de Telecomunicações - Anatel. Além disso, nessa data houve o recebimento do valor atualizado de R\$ 2.506.837 pelo desinvestimento de 100% nas ações da Copel Telecomunicações, o registro da transferência das ações, assinatura do termo de fechamento do negócio e renúncia dos atuais administradores. Portanto, em 03.08.2021 a Copel deixou de controlar a Copel Telecomunicações, transferindo ao adquirente seus ativos e passivos e a direção de seus negócios.

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

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

O detalhamento destes valores bem como o lucro decorrente dessa operação está apresentado nos quadros a seguir:

Demonstração de Resultados das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	30.09.2021	30.09.2020	30.09.2021	30.09.2020
Receita operacional líquida	-	-	228.379	261.881
Custos Operacionais	-	-	(19.266)	(109.243)
Lucro operacional bruto	-	-	209.113	152.638
Despesas com vendas	-	-	(16.745)	(29.058)
Despesas gerais e administrativas	-	-	(16.213)	(15.682)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	-	-	(29.581)	(22.024)
Resultado da equivalência patrimonial	68.997	46.476	-	-
	68.997	46.476	(62.539)	(66.764)
Lucro (prejuízo) antes do res. financeiro e tributos	68.997	46.476	146.574	85.874
Resultado Financeiro	-	-	(25.748)	(21.290)
Lucro (prejuízo) operacional	68.997	46.476	120.826	64.584
Imposto de renda e contribuição social	-	-	(47.648)	(24.182)
Lucro líquido do período da Copel Telecomunicações	68.997	46.476	73.178	40.402
Ganho na operação de venda de participação	1.723.913	-	1.723.913	-
Imposto de renda sobre ganho na operação de venda	(446.716)	-	(446.716)	-
Imposto de renda diferido sobre ganho na operação de venda	(160.818)	-	(160.818)	-
Lucro líquido do período da operação descontinuada	1.185.376	46.476	1.189.557	40.402

Demonstração dos Fluxos de Caixa das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	30.09.2021	30.09.2020	30.09.2021	30.09.2020
Lucro líquido do período	1.185.376	46.476	1.189.557	40.402
Ajustes ao lucro	(1.185.376)	(46.476)	(803.687)	202.404
Variações de ativos e passivos	-	-	(19.255)	(9.645)
Impostos e encargos pagos	-	-	(18.044)	(56.316)
Fluxo de caixa das atividades operacionais	-	-	348.571	176.845
Aquisições de imobilizado e intangível	-	-	(62.485)	(56.205)
Recebimento Alienação Copel Telecom	2.506.837	-	2.506.837	-
Fluxo de caixa das atividades de investimento	2.506.837	-	2.444.352	(56.205)
Amortizações empréstimos, debêntures e arrendamentos	-	-	(1.850)	(7.353)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	-	-	(1.850)	(7.353)
Varição no caixa e equivalentes de caixa	2.506.837	-	2.791.073	113.287

Demonstração do Valor Adicionado das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	30.09.2021	30.09.2020	30.09.2021	30.09.2020
Valor Adicionado a Distribuir				
Receitas	-	-	318.607	403.848
(-) Insumos adquiridos de terceiros	-	-	(100.500)	(96.581)
(-) Depreciação e amortização	-	-	-	(104.929)
(+) Valor adicionado transferido	1.792.910	46.476	1.745.989	17.978
	1.792.910	46.476	1.964.096	220.316
Distribuição do Valor Adicionado				
Pessoal	-	-	-	-
Governo	-	-	119.806	141.491
Terceiros	-	-	45.949	38.423
Acionistas	1.792.910	46.476	1.798.341	40.402
	1.792.910	46.476	1.964.096	220.316

Demonstração de Resultados das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	1º.07.2021 a 30.09.2021	1º.04.2020 a 30.06.2020	1º.07.2021 a 30.09.2021	1º.04.2020 a 30.06.2020
Receita operacional líquida	-	-	30.935	88.875
Custos Operacionais	-	-	(3.282)	(35.701)
Lucro operacional bruto	-	-	27.653	53.174
Despesas com vendas	-	-	(4.013)	(16.227)
Despesas gerais e administrativas	-	-	(1.921)	(3.495)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	-	-	(21.915)	(4.042)
Resultado da equivalência patrimonial	(10.862)	13.840	-	-
	(10.862)	13.840	(27.849)	(23.764)
Lucro (prejuízo) antes do res. financeiro e tributos	(10.862)	13.840	(196)	29.410
Resultado Financeiro	-	-	(3.965)	(9.956)
Lucro (prejuízo) operacional	(10.862)	13.840	(4.161)	19.454
Imposto de renda e contribuição social	-	-	(6.258)	(7.054)
Lucro líquido do período da Copel Telecomunicações	(10.862)	13.840	(10.419)	12.400
Ganho na operação de venda de participação	1.723.913	-	1.723.913	-
Imposto de renda sobre ganho na operação de venda	(607.534)	-	(607.534)	-
Lucro líquido do período da operação descontinuada	1.105.517	13.840	1.105.960	12.400

42 Eventos subsequentes

42.1 Programa de Desligamento Voluntário (PDV)

O Programa de Desligamento Voluntário (PDV) lançado em 18 de agosto de 2021, teve sua última fase finalizada em novembro de 2021 com a adesão no total de 509 empregados. O custo total estimado com indenizações é de R\$ 134.500 a serem reconhecidos ainda em 2021.

COMENTÁRIO DO DESEMPENHO

em 30 de setembro de 2021

em milhares de reais

1 Linhas de Distribuição

Redes Compactas - A Copel Distribuição S.A. vem implantando redes compactas em áreas urbanas com elevado grau de arborização nas proximidades das redes de distribuição. Essa tecnologia evita cortes e podas de árvores e melhora a qualidade do fornecimento, pois reduz o número de desligamentos. Ao final de setembro de 2021, a extensão das redes compactas instaladas era de 16.084km, ante 13.151km em setembro de 2020, um acréscimo de 2.933km, ou 22,3%, em doze meses.

Rede Secundária Isolada - A Copel Distribuição também investe em redes secundárias isoladas em baixa tensão (127/220V), que apresentam vantagens significativas em relação à rede aérea convencional, tais como: melhorar os indicadores Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC; dificultar o roubo de energia; melhorar as condições do meio ambiente; reduzir as áreas de podas; aumentar a segurança; reduzir a queda de tensão ao longo da rede; aumentar a vida útil dos transformadores pela redução do número de curtos-circuitos na rede, entre outras. Ao final de setembro de 2021, a extensão das redes de distribuição secundárias isoladas instaladas era de 20.663km, ante 19.824km em setembro de 2020, um acréscimo de 839km, ou 4,2%, em doze meses.

2 Mercado de Energia

Comportamento do mercado - A geração de energia da Copel Geração e Transmissão S.A. e parques eólicos nos 9 (nove) primeiros meses de 2021 foi de 13.090GWh, contra 8.962GWh no mesmo período de 2020. Essa diferença deve-se à ligeira recuperação do longo período de estiagem que atingiu a região Sul do país em 2020, com um maior despacho pelo ONS das usinas hidráulicas da região Sul, dentre elas as da Copel, embora ainda aquém dos patamares de geração própria de 15.235GWh alcançados no mesmo período de 2019. A seguir, o fluxo de energia do grupo Copel no 9M21:

Fluxo de energia (GWh)

janeiro a setembro de 2021

Geração própria		Disponibilidade	Mercado Cativo	
13.090	32,5%		14.420	35,8%
Energia comprada		40.240	Concessionárias²	
27.150	67,5%		64	0,2%
CCEAR	9.071		Suprimento concessionária CCEE³	
Itaipu	4.065		114	0,3%
Dona Francisca	101		Cessões MCSD EN⁴	
CCEE (MCP)	-		672	1,7%
Angra	730		CCEE (MVE)⁵	
CCGF	4.411		363	0,9%
MRE	824		Consumidores livres	
Elejor	-		7.064	17,6%
Proinfa	335		Energia suprida	
Outros ¹	7.613		15.215	37,8%
			Contratos bilaterais	
			8.912	
			CCEAR	
			2.611	
			CER	
			685	
			CCEE(MCP)	
			776	
			MRE	
			2.231	
			Perdas e diferenças	
			2.328	5,8%
			Perdas rede básica	
			387	
			Perdas distribuição	
			1.482	
			Alocação de contratos no CG	
			459	

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.

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.

⁵CCEE (MVE): Liquidação financeira de excedentes de energia da distribuidora ao mercado livre através do Mecanismo de Venda de Excedentes

Não considera a energia produzida pela UTE Araucária vendida no mercado de curto prazo (MCP) ou através de contratos bilaterais.

Venda de energia - Na tabela a seguir são apresentadas as vendas totais de energia da Copel no período, abertas entre Copel Distribuição, Copel Geração e Transmissão, Copel Comercialização e parques eólicos:

Classe			Em GWh
	jan a set 2021	jan a set 2020	Variação
Copel Distribuição			
Mercado cativo	14.420	14.179	1,7%
Residencial	6.021	5.793	3,9%
Industrial	1.720	1.719	0,1%
Comercial	3.055	3.080	-0,8%
Rural	1.865	1.828	2,0%
Outras	1.759	1.759	0,0%
Concessionárias e permissionárias	64	56	14,3%
CCEE (Cessões MCSD EN)	672	517	-
CCEE (MVE)	363	328	-
CCEE (MCP) (a)	1.256	1.743	-27,9%
Total da Copel Distribuição	16.775	16.824	-0,3%
Copel Geração e Transmissão (com FDA)			
CCEAR (Copel Distribuição)	91	90	1,1%
CCEAR (outras concessionárias)	1.647	1.649	-0,1%
Consumidores livres	983	2.462	-60,1%
Contratos bilaterais (Copel Comercialização)	9.726	5.338	82,2%
Contratos bilaterais ¹	522	2.219	-76,5%
CCEE (MCP) ²	-	264	-100,0%
Total da Copel Geração e Transmissão	12.969	12.022	7,9%
Parques Eólicos			
CCEAR (Copel DIS)	23	24	-4,2%
CCEAR (outras concessionárias)	964	965	-0,1%
CER	685	687	
Copel Mercado Livre	2	37	-94,6%
Total dos Parques Eólicos	1.674	1.713	-2,3%
Copel Comercialização			
Consumidores Livres	6.081	3.351	81,5%
Contratos Bilaterais (empresas do grupo)	2.504	318	
Contratos Bilaterais	8.504	5.202	
CCEE (MCP)	81	227	-64,3%
Total Copel Comercialização	17.170	9.098	88,7%
Total	48.588	39.657	22,5%

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

¹ Inclui Contratos de Venda no Curto Prazo.

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

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

Mercado fio da Copel Distribuição (TUSD): O mercado fio da Copel Distribuição, composto pelo mercado cativo, pelo suprimento a concessionárias e permissionárias dentro do Estado do Paraná e pela totalidade dos consumidores livres existentes na sua área de concessão, ajustado pela saída dos consumidores em 230kV da base de comparação, apresentou crescimento de 7,5% no consumo de energia nos 9 (nove) primeiros meses de 2021. Este resultado decorre da retomada gradual, a partir do segundo trimestre deste ano, das atividades econômicas, duramente afetadas em 2020 em função dos efeitos da pandemia da Covid-19. Destacam-se: (i) o bom desempenho da produção industrial do Paraná, cujo aumento no consumo de energia elétrica acumulado no ano, de 15,1%, ficou acima da média nacional, de 9,2%; e (ii) a retomada, pelo sexto mês consecutivo, do consumo de energia elétrica da classe comercial. Embora essas variações positivas no consumo reflitam a baixa base comparativa de 2020, devido aos efeitos da pandemia da Covid-19, verifica-se, ao considerar como base comparativa o ano de 2019 (período pré-pandêmico), um sólido crescimento do mercado fio da Copel Distribuição, de 4,7% no 9M21.

Mercado cativo da Copel Distribuição: A venda de energia para o mercado cativo da Copel Distribuição totalizou 14.420GWh nos 9 (nove) primeiros meses de 2021, um aumento de 1,7%. A seguir, o consumo por classe de consumidores:

- A classe residencial consumiu 6.021GWh nos 9 (nove) primeiros meses de 2021, um crescimento de 3,9% em relação ao mesmo período de 2020, devido ao aumento do número de consumidores em 2,7% e ao aumento do consumo médio mensal, que alcançou 161KWh/mês, motivado pelas medidas de isolamento social, que influenciaram as pessoas a permanecerem em suas casas. Ao final de setembro de 2021, a classe residencial representou 42,2% do consumo do mercado cativo, totalizando 4.016.423 consumidores.

- A classe industrial consumiu 1.720GWh nos 9 (nove) primeiros meses de 2021, praticamente nenhuma variação em relação ao mesmo período do ano anterior. Entretanto, esta mensuração de variação não reflete a tendência de crescimento no consumo (aumento de 0,3% no terceiro trimestre de 2021), reflexo da retomada gradual do nível de atividade econômica, parcialmente compensada pela migração de clientes para o mercado livre. Ao final de setembro de 2021, a classe industrial representou 12,5% do consumo do mercado cativo, com 70.823 consumidores.

- A classe comercial consumiu 3.055GWh nos 9 (nove) primeiros meses de 2021, uma redução de 0,8% em relação ao mesmo período do ano anterior. Todavia, esta mensuração de variação não reflete o crescimento, pelo sexto mês consecutivo desde o início da pandemia do Covid-19, em meados de março de 2020, no consumo da classe comercial, pois, além de conter em sua base comparativa os meses pré-pandêmicos de 2020, cujos níveis de consumo maiores contribuem negativamente para o percentual de variação acumulado, é parcialmente compensada pela migração de clientes para o mercado livre. Ao final de setembro de 2021, a classe comercial representou 20,8% do consumo do mercado cativo, com 419.800 consumidores.

- A classe rural consumiu 1.865GWh nos 9 (nove) primeiros meses de 2021, um crescimento de 2,0% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido ao bom desempenho do agronegócio no Paraná, apesar dos efeitos da pandemia da Covid-19. Ao final de setembro de 2021, a classe rural representou 11,9% do consumo do mercado cativo da Copel, com 343.663 consumidores.

- As outras classes (poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio) totalizaram 1.759GWh nos 9 (nove) primeiros meses de 2021, o mesmo montante do ano anterior, mesmo com a redução de 12,2% no número de clientes, em decorrência do recadastramento/recenseamento de postes de iluminação pública. Em conjunto, a classe “Outros” representou 12,6% do consumo do mercado cativo, com 52.282 consumidores.

Número de consumidores - O número de consumidores finais (cativos da Copel Distribuição e consumidores livres atendidos pela Copel GeT, Copel Comercialização e por outros fornecedores dentro da área de concessão da Copel Distribuição) faturados em setembro de 2021 foi de 4.905.239, representando um crescimento de 2,2% sobre o mesmo mês de 2020.

Classe	set 2021	set 2020	Varição
Residencial	4.016.423	3.911.289	2,7%
Industrial	70.823	70.936	-0,2%
Comercial	419.800	407.324	3,1%
Rural	343.663	348.453	-1,4%
Outras	52.282	59.521	-12,2%
Total cativo	4.902.991	4.797.523	2,2%
Suprimento Fio (a)	7	7	0,0%
Consumidores livres (b)	2.241	1.756	27,6%
Total geral	4.905.239	4.799.286	2,2%

(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	set 2021	set 2020
Copel e subsidiárias integrais		
Copel	218	97
Copel Geração e Transmissão	1.514	1.616
Copel Distribuição	4.425	4.883
Copel Telecomunicações	-	369
Copel Comercialização	42	41
Copel Serviços	215	-
	6.414	7.006
Controladas		
Compagás	142	149
Elejor	7	7
UEG Araucária	18	15
	167	171

4 Relações com o Mercado

De janeiro a setembro de 2021, as ações ordinárias nominativas (ON - código CPLE3) estiveram presentes em 100% dos pregões da [B]3, fechando o período cotadas a R\$ 6,66, com variação negativa de 4,86%; as ações preferenciais nominativa classe B (PNB - código CPLE6) estiveram presentes em 100% dos pregões, fechando o período cotadas a R\$ 7,28, com variação negativa de 2,86%. No mesmo período o IBOVESPA teve variação negativa de 6,75%. As UNITS (código CPLE11) iniciaram suas negociações em 26 de abril de 2021 e, desde então, estiveram presentes em 100% dos pregões, fechando o período cotadas a R\$ 35,73, com variação positiva de 12,76%. As ações em circulação totalizaram 68,93% do capital da Companhia. Ao final de setembro de 2021, o valor de mercado da Copel, considerando as cotações de todos os mercados, ficou em R\$ 19.390 milhões.

Na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE), até 27 de abril de 2021, as ações ON eram negociadas no “Nível 1” na forma de ADR’s, sob o código ELPVY e, presentes em 41% dos pregões, fecharam este período cotadas a US\$ 1,30, com variação negativa de 6,47%. Também até 27 de abril de 2021, as ações PNB eram negociadas no “Nível 3” na forma de ADS’s, sob o código ELP e, presentes em 100% dos pregões, fecharam este período cotadas a US\$ 1,13, com variação negativa de 20,98%. As UNITS (ELP) iniciaram suas negociações em 28 de abril de 2021 e, desde então, estiveram presentes em 100% dos pregões. Ao final de setembro de 2021, fechando o período cotadas a US\$ 6,53, com variação positiva de 14,46%. Em 2021, o índice DOW JONES teve variação positiva de 10,58%.

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 24% dos pregões, fechando o mês de setembro de 2021 cotadas a € 1,16, com variação positiva de 22,11%. No mesmo período, o índice LATIBEX All Shares teve variação positiva de 2,73%. A partir de 26 de abril de 2021, foram lançadas naquele mercado as ações ON, sob o código XCOPO, todavia sem negociação. Nesta mesma data, foram lançadas as UNITS, sob o código XCOPU, que, desde então, estiveram presentes em 2% dos pregões, fechando o período cotadas a € 4,46, com variação negativa de 2,19%.

A tabela a seguir sintetiza o comportamento das ações da Copel nos 9 (nove) primeiros meses de 2021:

Negociação das ações - jan a set 2021	ON		PNB		UNIT	
	Total	Média diária	Total	Média diária	Total	Média diária
B3					(*) Pregão a partir de 26/04/2021	
Negócios	679.516	3.653	3.134.389	16.852	237.482	2.139
Quantidade	398.465.800	2.142.289	2.257.927.200	12.139.394	64.712.300	582.994
Volume (R\$ mil)	2.413.846	12.978	14.748.478	79.293	2.002.424	18.040
Presença nos pregões	186	100%	186	100%	111	100%
Nyse					(*) Pregão a partir de 28/04/2021	
Quantidade	131.789	4.118	925.161.237	11.710.902	84.242.334	772.865
Volume (US\$ mil)	160	5	1.095.054	13.861	496.183	4.552
Presença nos pregões	32	41%	79	100%	109	100%
Latibex					(*) Pregão a partir de 26/04/2021	
Quantidade	-	-	185.686	4.126	489	4
Volume (€ mil)	-	-	248	6	2	0
Presença nos pregões	-	-	45	24%	2	2%

5 Tarifas

Tarifas de fornecimento de energia

Tarifas médias de fornecimento (a) - R\$/MWh	set 2021	set 2020	Variação
Industrial	540,30	483,66	11,7%
Residencial	531,04	498,79	6,5%
Comercial	631,15	570,85	10,6%
Rural	570,38	492,88	15,7%
Outros	394,77	350,29	12,7%
Tarifa média de fornecimento e disponibilidade (R\$ / MWh)	588,55	536,07	9,8%
Tarifa média de demanda (R\$ / KW)	29,75	25,93	14,7%

¹ Não considera bandeiras tarifárias, sem pis/cofins, líquido de ICMS.

¹ Não inclui consumidores livres.

Tarifas de compra de energia

Tarifas de compra de energia* - R\$/MWh	set 2021	set 2020	Variação
Itaipu (a)	357,40	358,20	-0,2%
Leilão 2010 - H30	259,53	240,17	8,1%
Leilão 2010 - T15 (b)	238,20	161,27	47,7%
Leilão 2011 - H30	267,57	247,56	8,1%
Leilão 2011 - T15 (b)	549,59	217,03	153,2%
Leilão 2012 - T15 (b)	670,41	151,55	342,4%
Leilão 2016 - T20 (b)	187,49	170,69	9,8%
Leilão CCEAR 2014 - 2019 (c)	-	-	-
Bilaterais	-	-	-
Angra	233,37	282,36	-17,4%
Contrato de cotas de garantia física - CCGF (d)	120,77	114,53	5,4%
Santo Antonio	166,05	153,67	8,1%
Jirau	146,11	135,21	8,1%
Demais Leilões (e)	333,48	194,45	71,5%
Média	265,30	206,25	28,6%

(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) Disponibilidade.

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

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

Tarifas de suprimento de energia

Tarifas de suprimento de energia - R\$/MWh	Set 2021	Set 2020	Variação
Leilão - CCEAR 2011-2040 (UHE Mauá)	247,68	231,81	6,8%
Leilão - CCEAR 2013-2042 (Cavernoso II)	264,84	249,73	6,1%
Leilão - CCEAR 2015 - 2044 (Colíder) (a)	188,03	176,77	6,4%
Leilão - CCEAR 2018 - 2048 (Baixo Iguaçu)	194,55	183,76	5,9%
Concessionárias dentro do Estado do Paraná	235,12	217,59	8,1%

Com PIS/COFINS. Líquida de ICMS.

(a) Para o ano de 2018, a energia de Colíder foi submetida ao MCS D de Energia Nova. O atendimento dos CCEARs está sendo realizado parcialmente na proporção da entrada em operação comercial das suas unidades, conforme liminar sob a ação n.º 1018935-95.2017.4.01.3400.

6 Resultado Econômico-Financeiro

Receitas (NE nº 32)

A Receita operacional líquida acumulada até setembro de 2021, de R\$ 17.390.595, foi 34,0% superior aos R\$ 12.978.091 registrados no mesmo período de 2020.

Essa variação decorreu, principalmente, dos seguintes fatos:

- aumento de 9,2% na Receita de fornecimento de energia elétrica, em virtude principalmente dos reflexos do reajuste da Tarifa de Energia da Copel DIS de 11,32% percebido pelo consumidor a partir de 24.06.2021 e do crescimento do número de clientes da Copel Comercialização;
- aumento de 84,2% na Receita de suprimento de energia elétrica, sobretudo pelo despacho da UEGA,

que gerou 1.835 GWh até setembro de 2021 devido às restrições hídricas, quantidade quatro vezes superior à geração de 428 GWh em relação ao mesmo período de 2020, que somada aos demais negócios totaliza um incremento de 16,1% no volume total de energia vendida por contratos regulados, bilaterais e liquidadas na CCEE, bem como pelo reflexo do maior PLD médio de R\$ 328,92 até setembro de 2021, superior em 78% ao PLD médio de R\$ 184,42 para o mesmo período do ano anterior;

- c) aumento de 26,4% na Receita de disponibilidade da rede elétrica, devido essencialmente ao: (i) resultado da remuneração sobre os contratos de transmissão de energia superior em relação ao mesmo período do ano anterior, em decorrência do aumento dos indexadores contratuais (IGPM e IPCA) aplicados sobre o saldo do ativo, que também foi acrescido com novas obras e (ii) pelo aumento na DIS decorrente dos efeitos do reajuste da Tarifa de Uso em 8,73% e da retomada do crescimento do mercado fio, que apresentou um incremento de 7,5% até setembro, sendo 8,3% no terceiro trimestre de 2021;
- d) aumento de 50,2% na receita de construção decorrente, principalmente, dos maiores investimentos no segmento de distribuição de energia;
- e) aumento de 32,9% nas receitas de Distribuição de gás canalizado devido ao aumento do consumo e o despacho de usina termelétrica;
- f) resultado positivo de ativos e passivos financeiros setoriais no montante de R\$ 1.674.415 até setembro de 2021, comparado com o resultado de R\$ 264.032 no mesmo período de 2020, em decorrência principalmente da compra de energia e encargos de uso da rede superiores aos considerados no cálculo da tarifa de energia elétrica da Copel DIS.
- g) Redução em outras receitas operacionais devido ao efeito positivo no ano anterior de R\$ 810.563 em decorrência do trânsito em julgado da ação que reconheceu o direito da Copel DIS de excluir da base de cálculo do PIS e Cofins o valor integral do ICMS, não recorrente em 2021.

Custos e Despesas Operacionais (NE nº 33)

O total de custos e despesas operacionais atingiu R\$ 12.857.701 até setembro de 2021, sendo 30,5% superior aos R\$ 9.848.947 registrados no mesmo período de 2020. Os principais destaques foram:

- a) aumento de 58,4% em Energia elétrica comprada para revenda decorrente principalmente do impacto da crise hídrica sobre os preços de energia e para fazer frente ao maior volume de energia vendida no período;
- b) aumento de 63,2% em Encargos de uso da rede elétrica principalmente pelo maior valor de Encargos dos Serviços do Sistema - ESS devido ao maior despacho térmico fora da ordem de mérito para fazer frente à crise hídrica atual e pelo reajuste tarifário dos contratos da rede básica;

- c) aumento de 5,9% na remuneração de Pessoal e administradores em virtude, principalmente, do acréscimo em provisão por desempenho e participação nos lucros e do programa de desligamentos voluntários, compensado parcialmente pela redução no quadro de empregados e política de redução de custos;
- d) aumento de 706,4% em matéria prima e insumos para produção de energia, para fazer frente ao despacho de usina térmica (UEGA);
- e) aumento de 19,9% em serviços de terceiros principalmente nos custos com manutenção do sistema elétrico decorrentes das ações para redução das interrupções aos consumidores (DEC/FEC) e pelo maior O&M com entrada plena dos parques eólicos;
- f) redução de 76,3% em Perdas de crédito, provisões e reversões decorrente da: (i) redução do montante de provisão de litígios no período, principalmente nas ações cíveis e (ii) reversão de impairment, sendo que o mais relevante foi a reversão da totalidade constituída em períodos anteriores do impairment da UEGA, consequência das condições hidrológicas desfavoráveis do período associadas à política operativa do ONS para garantia de suprimento energético. Em 2020 houve provisão de Impairment devido os reflexos iniciais da pandemia;
- g) aumento de 43,6% nos custos de construção decorrente, principalmente, dos investimentos no segmento de distribuição de energia;
- h) redução de 23,1% em Outros custos e despesas operacionais devido principalmente à alienação de imóveis e a menor devolução de ressarcimento carvão;
- i) compensação com repactuação do risco hidrológico por meio de direito a extensão de outorga das usinas da Copel referente a parcela dos custos incorridos com o GSF, assumido pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE , no valor de R\$ 1.570.543, vide nota explicativa nº 1(b).

Resultado da Equivalência Patrimonial

O Resultado da Equivalência Patrimonial até setembro de 2021 foi 234,5% superior se comparado ao mesmo período de 2020, decorrente, principalmente, do resultado positivo da equivalência patrimonial nas controladas em conjunto de transmissão de energia elétrica em decorrência principalmente da maior correção monetária sobre os ativos de contrato, pela conclusão de obras e pela menor provisão de litígio arbitral com *EPCista*.

Resultado Financeiro (NE nº 34)

O decréscimo de R\$ 988.152 no resultado financeiro corresponde à redução de 113,8% comparado com o mesmo período de 2020 devido principalmente ao reconhecimento de atualização financeira sobre crédito de PIS/COFINS na DIS, não recorrente em 2021. Os principais destaques registrados foram: (i) o crescimento dos ganhos com acréscimos moratórios sobre faturas; (ii) redução na variação cambial sobre cauções de empréstimos; compensados pelo: (iii) aumento da variação monetária, cambial e encargos da dívida e (iv) pelo acréscimo da variação monetária sobre o saldo de contas a pagar vinculadas à concessão.

Lucro Líquido

O lucro líquido do período foi de R\$ 4.652.430, superior em 66,97% ao apurado no mesmo período do ano anterior, de R\$ 2.786.303, devido principalmente pelo aumento de 34% na receita operacional líquida que foi parcialmente compensada pelos impactos da crise hídrica, bem como pelo reconhecimento da compensação com a repactuação do risco hidrológico e do lucro líquido de operações descontinuadas no valor de R\$ 1.189.557, referente ao resultado do desinvestimento da Copel Telecomunicações, que foi concluída em 03.08.2021.

Lajida

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

Consolidado	30.09.2021	30.09.2020	Variação	31.12.2020
Cálculo do Lajida/Ebitda				
Lucro líquido do período - operações em continuidade	3.462.874	2.745.901	26,11%	3.834.172
Lucro líquido do período - operações descontinuadas	1.189.557	40.402	2844,30%	75.578
IRPJ e CSLL diferidos - operações em continuidade	778.328	109.436	611,22%	24.896
IRPJ e CSLL diferidos - operações descontinuadas	128.353	(6.894)	-1961,81%	(2.249)
Provisão para IRPJ e CSLL - operações em continuidade	450.474	1.225.170	-63,23%	1.260.469
Provisão para IRPJ e CSLL - operação descontinuadas	526.830	31.076	1595,30%	45.356
Despesas (receitas) financeiras, líquidas - operações em continuidade	120.184	(867.964)	-113,85%	(866.271)
Despesas (receitas) financeiras, líquidas - descontinuadas	25.748	21.290	20,94%	33.378
Lajir/Ebit	6.682.348	3.298.417	102,59%	4.405.329
Depreciação e Amortização - operações em continuidade	773.797	741.896	4,30%	1.009.913
Depreciação e Amortização - descontinuadas	1.893	104.931	-98,20%	107.497
Lajida/Ebitda	7.458.038	4.145.244	79,92%	5.522.739
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	7.290.075	4.099.235	77,84%	5.426.498
Atribuído aos acionistas não controladores	167.963	46.009	265,07%	96.241
Cálculo da Margem do Ebitda				
Ebitda	7.458.038	4.145.244	79,92%	5.522.739
Receita Operacional Líquida - ROL	17.390.595	12.978.091	34,00%	18.633.249
Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)	42,9%	31,9%	34,5%	29,6%

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

COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

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

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

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

CONSELHO FISCAL

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

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

DIRETORIA

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

CONTADOR

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

Informações sobre este relatório:

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

RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

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

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas da Companhia Paranaense de Energia - COPEL (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 30 de setembro de 2021, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2021 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

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

Alcance da revisão

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

Conclusão sobre as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas incluídas nas informações trimestrais 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.

Ênfases

Assuntos relacionados à COVID-19

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

Desdobramento de ações

Sem modificar a nossa conclusão, chamamos atenção para a nota explicativa nº 3.6.1 às informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas, na qual a Companhia divulga a reapresentação dos valores do lucro líquido por ação devido ao desdobramento de ações da Companhia aprovado em 11 de março de 2021, sendo apresentados conforme previsto no pronunciamento técnico CPC 41 e norma internacional IAS 33.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As informações financeiras intermediárias referidas anteriormente incluem as demonstrações do valor adicionado - DVA, individuais e consolidadas, referentes ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2021, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins da norma internacional IAS 34. Essas demonstrações foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das Informações Trimestrais - ITR, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as informações financeiras intermediárias e os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essas demonstrações do valor adicionado não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse pronunciamento técnico e de forma consistente em relação às informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Curitiba, 10 de novembro de 2021

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

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

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

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel, abaixo assinados, dentro de suas atribuições e responsabilidades legais e estatutárias, procederam à revisão das Demonstrações Financeiras Intermediárias referentes ao 3º trimestre de 2021 aprovadas pelo Conselho de Administração da Companhia em reunião desta data. As minutas foram recebidas e analisadas individualmente pelos conselheiros antecipadamente à reunião e discutidas previamente com a Administração e com a auditoria independente. Com base nos trabalhos desenvolvidos ao longo do trimestre, nas análises efetuadas, no acompanhamento das discussões sobre os controles internos e nos esclarecimentos prestados pela Administração e a auditoria independente, e, considerando ainda o “Relatório sobre a Revisão de Informações Financeiras Intermediárias do Período de Três e Nove Meses Findos em 30 de Setembro de 2021” da auditoria independente, Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, emitido sem ressalvas, os Conselheiros Fiscais registram que não tiveram conhecimento de nenhum fato ou evidência que não estejam refletidos nas Demonstrações Financeiras Intermediárias relativas ao trimestre encerrado em 30 de setembro de 2021, e opinam que tais demonstrações podem ser divulgadas.

Curitiba, 10 de novembro de 2021

DEMETRIUS NICHELE MACEI

Presidente

EDUARDO BADYR DONNI

HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR

JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO

RAPHAEL MANHÃES MARTINS

DECLARAÇÃO

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

- (I) revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório de auditoria da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, relativamente às demonstrações financeiras intermediárias da Copel, referentes ao período findo em 30.09.2021; e
- (II) revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras intermediárias da Copel, relativas ao período findo em 30.09.2021.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 10 de novembro de 2021

Daniel Pimentel Slaviero
Diretor Presidente

Ana Letícia Feller
Diretora de Gestão Empresarial

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

Cassio Santana da Silva
Diretor de Desenvolvimento de
Negócios

Vicente Loíacono Neto
Diretor de Governança, Risco e
Compliance e
Diretor Jurídico e Regulatório em Exercício