



RESULTADOS

**1T26**



# Destaques 1T26

## Desempenho operacional e comercial

**Ganho com modulação e submercado**, resultado de uma estratégia comercial eficiente

**Vendas: -11,7%**

5.275 GWh

Mercado faturado da Copel DIS

**creceu +2,1%**

Resultado significativo em geração, mesmo diante de cenário desafiador:

- **GSF: 92,0%**
- **Curtailment: 20,7%**
- **PLD médio: R\$ 359,40/MWh (vs. R\$ 161,87 no 1T25)**

## Resultados financeiros

**Ebitda recorrente**  
**R\$ 1.754,6 milhões**

+16,7% frente o 1T25

**Lucro Líquido Recorrente**  
**R\$ 638,9 milhões**

+10,7% vs 1T25

**Capex**  
**R\$ 581,7 milhões**

no 1T26

**Endividamento:**  
**alavancagem de 2,8x**

dívida líquida sobre EBITDA em 31.03.2026

## Remuneração ao acionista

**Juros de Capital Próprio**  
**R\$ 706 milhões**

(R\$ 0,2377 p.a.), a serem pagos em 30.09.2026

**Pagamento de dividendos**  
**R\$ 1,35 bilhão**, a serem

pagos em 30.06.2026, referente aos dividendos anunciados em dez/25

**ESG**

**Índice Dow Jones Best in Class**

Copel passa a integrar carteira do DJ BIC

## Indicadores Financeiros



R\$ milhões

Destaques de Indicadores	1T26	1T25	Δ%
EBITDA (R\$ milhões)	1.907,9	1.736,5	9,9
EBITDA Recorrente (R\$ milhões)	1.754,6	1.503,2	16,7
Lucro Líquido (R\$ milhões)	694,0	664,7	4,4
Lucro Líquido Recorrente (R\$ milhões)	638,9	576,9	10,7
LPA - Lucro Líquido por ação (R\$) <sup>1</sup>	0,23	0,20	15,0
Rentabilidade do Patrimônio Líquido <sup>2</sup>	2,9%	2,5%	16,0
Margem EBITDA	27,0%	29,5%	'-2,5p.p
Margem EBITDA Recorrente	25,4%	25,9%	-0,5 p.p
Margem Operacional Recorrente	14,7%	16,1%	-1.4 p.p
Valor Patrimonial por Ação (R\$) <sup>3</sup>	8,01	7,78	3,0
Endividamento do PL <sup>4</sup>	73,4%	70,6%	4,0
Liquidez Corrente	1,4	1,5	(6,7)
Alavancagem	2,8x	2,3x	'+0,5x

<sup>1</sup> Lucro Líquido atribuído aos acionistas da empresa controladora/ações em circulação <sup>2</sup> Considera Patrimônio Líquido do final do período <sup>3</sup> PL do final do período/ações em circulação <sup>4</sup> Dívida Líquida/PL do final do período  
Valores sujeitos a arredondamentos.



# Webcast de Resultados

06 de maio de 2026  
10h BRT

[Link de acesso](#)





# Sumário

1 Resultado Consolidado	3
1.1 Ebitda	3
1.2 Receita Operacional	5
1.3 Custos e Despesas Operacionais	6
1.4 Resultado de Equivalência Patrimonial	9
1.5 Resultado Financeiro	9
1.6 Resultado Líquido Consolidado	9
1.7 Dívida e alavancagem	10
2 Investimentos	13
3 Copel Geração e Transmissão (Resultado Consolidado)	14
3.1 Desempenho Econômico-Financeiro	14
3.1.1 Efeito IFRS no segmento Transmissão	17
3.2 Desempenho Operacional	17
3.2.1 Geração	18
3.2.3 Transmissão	19
4 Estratégia de Comercialização	21
4.1 Contexto comercial	21
4.2 Desempenho Comercial	21
5 Copel Distribuição	24
5.1 Desempenho Econômico-Financeiro	24
5.2 Desempenho Operacional	27
5.2.1 Mercado-Fio (TUSD)	27
5.2.2 Mercado Cativo	27
5.2.3 Dados Operacionais	27
6 Performance ESG	30
6.1 ESG na estratégia da Copel	30
6.2 Destaques recentes	31
6.3 Indicadores	31
6.4 Avaliações, Classificações e Índices	32
7 Outros destaques do período	33



# 1 Resultado Consolidado

O resultado consolidado é composto pela combinação dos negócios da Copel (Holding), Copel Geração e Transmissão (Copel GeT), Copel Distribuição (Copel DIS), Copel Comercialização (Copel COM) e outras participações societárias<sup>1</sup>. As análises a seguir referem-se ao primeiro trimestre de 2026 (1T26) em comparação com o mesmo período de 2025 (1T25).

## 1.1 Ebitda

A Copel registrou Ebitda Recorrente<sup>2</sup> de R\$ 1.754,6 milhões no 1T26, um crescimento de 16,7% frente aos R\$ 1.503,2 milhões registrados no 1T25. Esse resultado reflete a capacidade da Companhia de gerar valor de forma consistente, apoiada na solidez de seus ativos e na execução eficiente de sua estratégia operacional e comercial. De forma aproximada, a Copel GeT e a Copel COM, conjuntamente, responderam por 57,2% desse resultado, enquanto a Copel DIS representou a parcela remanescente.

### Destacam-se no 1T26:

- I. o crescimento do Ebitda da Copel GeT de 30,7% (+R\$ 240,6 milhões) em relação ao 1T25, totalizando R\$ 1.023,7 milhões, resultado dos seguintes fatores: i. acréscimo na receita de suprimento da CCEE, decorrente, principalmente, dos efeitos positivos nas transações realizadas no Mercado de Curto Prazo (MCP), em especial a modulação do portfólio de geração hidrelétrica, diante do comportamento do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) do submercado Sul no período; ii. o incremento na receita de suprimento com Contratos Bilaterais, pelos maiores volume e preço de energia vendida, respectivamente +11,7% e +7,5%, entre os períodos; e iii. aumento na receita por disponibilidade de rede elétrica explicado, majoritariamente, pela incorporação da Transmissora Mata de Santa Genebra S.A. (MSG) e aumento médio de 2,2% na RAP das transmissoras com participação 100% da Copel GeT para o ciclo 2025/2026, ex-MSG. Esse resultado foi parcialmente compensado pelo aumento da energia elétrica adquirida para revenda, decorrente da combinação de um menor GSF — que recuou de 107,7% no 1T25 para 92,0% no 1T26 — e do maior nível de *curtailment*, que avançou de 8,8% para 20,7% no mesmo período, impactando, também, no aumento do desvio de geração dos empreendimentos eólicos. Mais detalhes na seção 3.1;

<sup>1</sup> Copel Serviços, Elejor e demais participações em ativos de geração.

<sup>2</sup> Excluídos itens não recorrentes, marcação a mercado - MTM na Copel Comercialização, valor novo de reposição pelo ajuste a valor presente do ativo indenizável (VNR) da Copel Distribuição, equivalência patrimonial e efeitos do IFRS sobre ativos de contratos de transmissão.



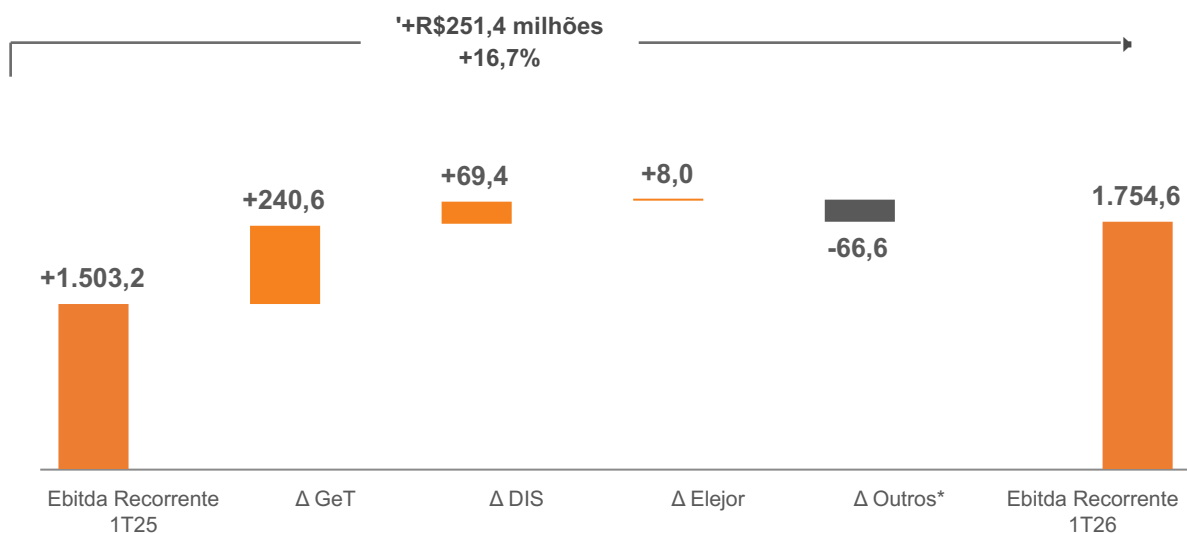
- II. o aumento do Ebitda da Copel DIS em 10,0% (+R\$ 69,4 milhões) em relação ao 1T25, resultado, principalmente: i. do crescimento do mercado fio faturado de 2,1%, refletindo a maior atividade econômica na área de concessão e o crescimento da base de clientes ao longo do período e ii. do Reajuste Tarifário Anual - RTA de junho de 2025, com efeito médio de 1,3% na parcela B. Mais detalhes na seção 4.1; e
- III. o aumento de R\$ 8,0 milhões no Ebitda da Elejor em relação ao 1T25, impulsionado pelo maior volume de energia comercializada em contratos bilaterais no período e pelo acréscimo no preço médio de venda;

Este resultado foi parcialmente compensado pelo efeito de contrato com geração a partir de fontes intermitentes, os quais exerceram impacto negativo de, aproximadamente, R\$ 37,8 milhões no 1T26, na Copel COM.

Os itens não recorrentes considerados para o cálculo do Ebitda Recorrente estão demonstrados na tabela a seguir:

R\$ milhões			
Ebitda Recorrente	1T26	1T25	Δ%
Ebitda	1.907,9	1.736,5	9,9
(-/+ ) Valor justo na compra e venda de energia	(48,0)	(6,7)	616,4
(-/+ ) Provisão/Reversão indenização PDV	18,9	21,0	(10,0)
(-/+ ) Alienação ativos/descruzamento	—	(109,8)	—
(-/+ ) Equivalência Patrimonial	(69,8)	(100,4)	(30,5)
(-/+ ) Valor Novo de Reposição - VNR	(20,1)	(24,0)	(16,3)
(-/+ ) Efeito IFRS (Receita Transmissão Societária/Regulatória	(34,3)	(13,4)	1,6
<b>Ebitda Recorrente</b>	<b>1.754,6</b>	<b>1.503,2</b>	<b>16,7</b>

#### | Ebitda Recorrente Consolidado (R\$ milhões)



\*Inclui Ebitda da Holding, Copel Comercialização, Copel Serviços e eliminações e reclassificações entre empresas do grupo.



## 1.2 Receita Operacional

A Receita Operacional Líquida recorrente, excluindo os efeitos IFRS no segmento de transmissão de energia e excluindo VNR, MTM e eventos não recorrentes, totalizou R\$ 6.909,1 milhões no 1T26, um crescimento de 19,2% em relação aos R\$ 5.797,4 milhões registrados no 1T25. Esse resultado é reflexo, principalmente, dos aumentos:

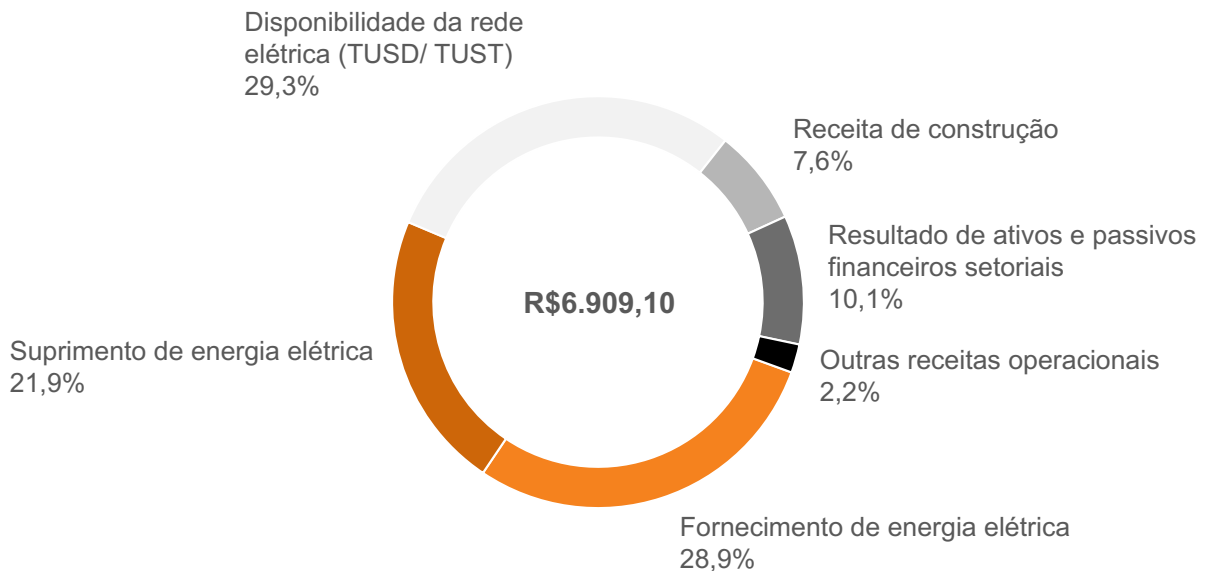
- I. de R\$ 714,1 milhões no resultado de ativos e passivos financeiros setoriais (CVA), consequência da aderência da cobertura tarifária em relação aos custos com a Parcela A, em especial com energia comprada para revenda e devolução do PIS/COFINS aos consumidores da Copel DIS no período;
- II. de R\$ 538,5 milhões (+55,2%) na receita de suprimento de energia elétrica, com os seguintes destaques: i. crescimento na receita de suprimento da Copel GeT, impulsionado pelo efeito positivo nas transações realizadas no Mercado de Curto Prazo (MCP), com destaque para a modulação do portfólio de geração hidrelétrica e elevação da média do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) do submercado Sul, bem como o maior volume de energia vendida (+11,7%) em contratos bilaterais entre os períodos; ii. aumento de 9,0% no volume de energia vendida para contratos bilaterais da Copel COM. Este resultado foi parcialmente compensado pelo aumento de 61,4% no desvio de geração nos complexos eólicos em função do *curtailment* mais elevado no 1T26;
- III. de R\$ 103,1 milhões (+5,4%) maior receita com disponibilidade de rede elétrica da Copel GeT, ajustado pelo efeito do IFRS nas Transmissoras, no valor de R\$ 93,3 milhões, explicado principalmente pela incorporação da Transmissora MSG e aumento médio de 2,2% na RAP das transmissoras com participação 100% da Copel GeT para o ciclo 2025/2026, ex-MSG

Este resultado foi parcialmente compensado pela redução:

- I. de R\$ 196,0 milhões (-8,9%) na receita de fornecimento de energia elétrica devido, principalmente, pelo menor volume comercializado para consumidores livres pela Copel COM (-25,9%) e pelo efeito do reajuste tarifário periódico que reduziram a Tarifa de Energia - TE em 5,5% na RTA/2025, parcialmente compensados pelo crescimento da receita de subvenções para descontos tarifários da Copel DIS.
- II. na receita de construção em R\$ 61,8 milhões (-10,6%), explicado, majoritariamente, pela redução do volume de obras relacionadas ao programa de investimentos da Copel DIS.



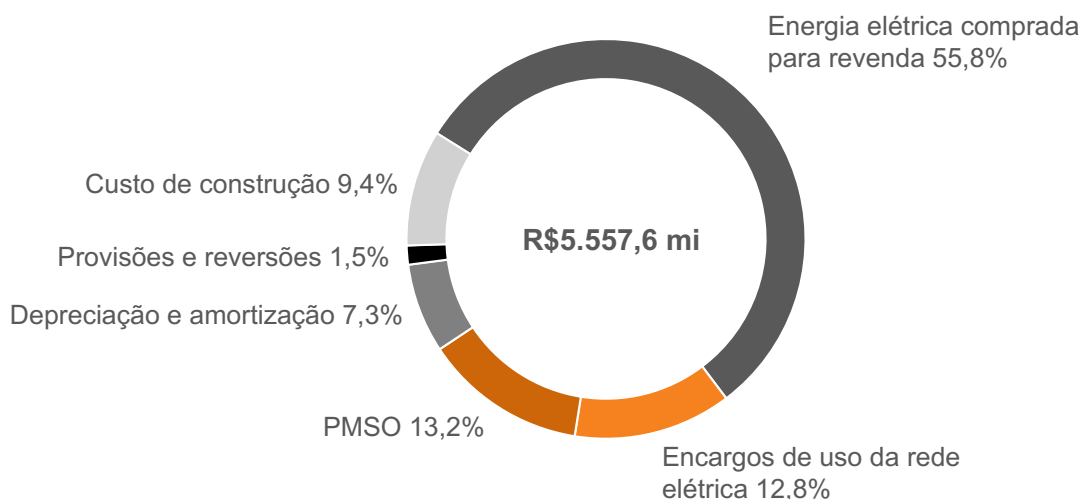
## | Receita operacional líquida



## 1.3 Custos e Despesas Operacionais

No 1T26, os custos e despesas operacionais recorrentes totalizaram R\$ 5.557,6 milhões, acréscimo de 19,5% em comparação aos R\$ 4.649,2 milhões registrados no 1T25. O custo com energia elétrica comprada para revenda representa 55,8% do total de custos realizado no trimestre, seguido pelo PMSO com participação de 13,2%, encargos setoriais de 12,8%, custo de construção de 9,4% e os demais com 8,8% de participação.

### | Breakdown dos Custos e Despesas





As principais variações no período são:

- I. o aumento de R\$ 849,8 milhões (+37,7%) em *Energia elétrica comprada para revenda*, decorrente, principalmente: **i.** do acréscimo de R\$ 539,5 milhões na compra de energia da Copel DIS, com destaque para a aquisição de energia na CCEE (+R\$ 363,3 milhões) e do maior volume proveniente do sistema de geração distribuída (+R\$ 180,7 milhões); **ii.** da alta de R\$ 303,6 milhões (+30,2%) na Copel COM pela aquisição de energia elétrica em contratos bilaterais; e **iii.** aumento de R\$ 96,1 milhões na compra de energia da Copel GeT, essencialmente, com energia comprada em contratos bilaterais do portfólio hídrico (+R\$ 78,0 milhões) e aquisição de energia na CCEE (curto-prazo) nos complexos eólicos, em função do maior *curtailment* do período.
- II. o acréscimo de R\$ 48,0 milhões com *Depreciação e amortização* devido devido à maior base de ativos como resultado do crescimento do capital investido entre os períodos, em especial, na Copel DIS.
- III. o maior custo com *Encargos de uso da rede elétrica* (+R\$ 29,8 milhões), principalmente com Rede Básica na Copel DIS.
- IV. o aumento de R\$ 27,5 milhões (+3,9%) em custos gerenciáveis recorrentes (PMSO).
- V. o crescimento das *Provisões e reversões* (+R\$ 15,1 milhões) devido à maior PECLD da Copel DIS (+R\$ 51,3 milhões), parcialmente compensado pela redução em litígios (-R\$ 38,0 milhões), especialmente, cíveis e administrativos (-R\$ 22,9 milhões) e trabalhista (-R\$ 6,0 milhões).

Esse resultado foi parcialmente compensado pela redução de R\$ 61,8 milhões (-10,6%) em custo com construção em função do menor capital investido no 1T26.

Para os custos gerenciáveis recorrentes (PMSO), o aumento de 3,9% decorre dos seguintes fatores: **i.** elevação de 15,6% (+R\$ 35,5 milhões) nas despesas com pessoal, influenciado pelo aumento em provisão de remuneração variável em 38,0%, como resultado do desempenho operacional da Companhia, e o efeito do acordo coletivo de trabalho - ACT 2025, com reajuste salarial do Índice Nacional de Preços ao Consumidor - INPC, de 5,01%; **ii.** crescimento de 9,4% (+R\$ 10,3 milhões) nos *Outros custos e despesas operacionais*, com destaque para aluguéis de equipamentos e software (+R\$ 9,5 milhões); **iii.** aumento de 8,5% (+R\$ 5,2 milhões) com previdência e assistência e **iv.** acréscimo de 12,6% (+R\$ 2,9 milhões) com custo com materiais, essencialmente, componentes elétricos na Copel GeT.

O resultado de PMSO foi compensado, em partes, pela redução de 9,3% (-R\$ 26,3 milhões) com serviços de terceiros, pelo menor custo com instalações administrativas, custo com comunicação e transmissão de dados e atendimento ao consumidor e call center.

A Tabela abaixo apresenta os custos gerenciáveis com comparativo entre trimestres e acumulado no ano:



R\$ milhões

Custos Gerenciáveis recorrentes*	1T26	1T25	Δ%
Pessoal e administradores	263,7	228,3	15,5
Planos previdenciário e assistencial	66,1	60,9	8,5
Material	25,9	23,0	12,6
Serviços de terceiros	256,0	282,3	(9,3)
Outros custos e despesas operacionais	120,0	109,7	9,4
<b>TOTAL</b>	<b>731,7</b>	<b>704,2</b>	<b>3,9</b>

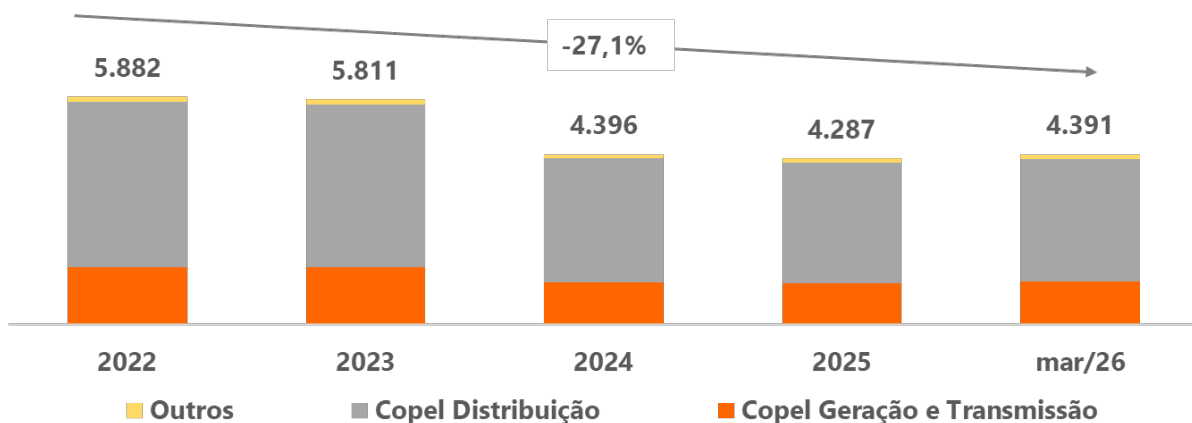
\*Desconsidera efeitos dos seguintes itens não recorrentes: Pessoal - Reversão/provisão Indenização PDV; e Outros - alienação de ativos/ Descruzamento.

Neutralizando os efeitos das provisões relacionadas ao Prêmio Por Desempenho (PPD), Participação nos Lucros e Resultados (PLR) e Incentivos de Longo Prazo (ILP), verificou-se um aumento de R\$ 7,6 milhões (+4,2%) nos custos com pessoal e administradores no comparativo trimestral, efeito, principalmente, do acordo coletivo de trabalho - ACT 2025, com reajuste salarial do Índice Nacional de Preços ao Consumidor - INPC, de 5,01%, considerando 12 meses até setembro/2025. Isolando os efeitos da inflação acumulada medida pelo INPC, de 3,8% entre março de 2025 a março de 2026, o custo com *Pessoal e administradores* permaneceu estável.

R\$ milhões

Custo Recorrente com Pessoal	1T26	1T25	Δ%
Pessoal e administradores	263,7	228,3	15,5
(-/+ Participação nos lucros/resultados, PPD e ILP)	(73,2)	(45,4)	61,2
<b>TOTAL</b>	<b>190,5</b>	<b>182,9</b>	<b>4,2</b>

### | Evolução do quadro de pessoal





## 1.4 Resultado de Equivalência Patrimonial

O resultado de equivalência patrimonial dos empreendimentos controlados em conjunto e demais coligadas da Copel no 1T26 reduziu 30,5% em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior (R\$ 69,8 milhões, ante R\$ 100,4 milhões registrados no 1T25). A queda se deve, principalmente, pela consolidação de 100% da transmissora Mata de Santa Genebra S.A. - MSG, a partir de 1º de junho de 2025, e pela queda na atualização do ativo de contrato do segmento de transmissão, ocasionada pela menor inflação nos trimestres (IPCA de 1,92% vs. 2,04% no 1T25).

## 1.5 Resultado Financeiro

O resultado financeiro foi negativo em R\$ 489,7 milhões no 1T26, ante R\$ 446,5 milhões negativos registrados no 1T25, um incremento negativo de R\$ 43,0 milhões (+9,6%). Essa variação decorre, principalmente, do aumento das despesas com encargos da dívida, que somaram R\$ 129,2 milhões adicionais (+21,4%), refletindo, sobretudo, a captação de recursos destinada ao financiamento dos investimentos da Companhia. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de R\$ 34,0 milhões na remuneração e atualização de ativos e passivos setoriais e redução de R\$ 21,3 milhões na atualização monetária de litígios.

	R\$ milhões		
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>1T26</b>	<b>1T25</b>	<b>Δ%</b>
Receitas Financeiras	332,9	297,6	11,9
Despesas Financeiras	(822,6)	(744,1)	10,5
<b>Resultado Financeiro Total</b>	<b>(489,7)</b>	<b>(446,5)</b>	<b>9,6</b>

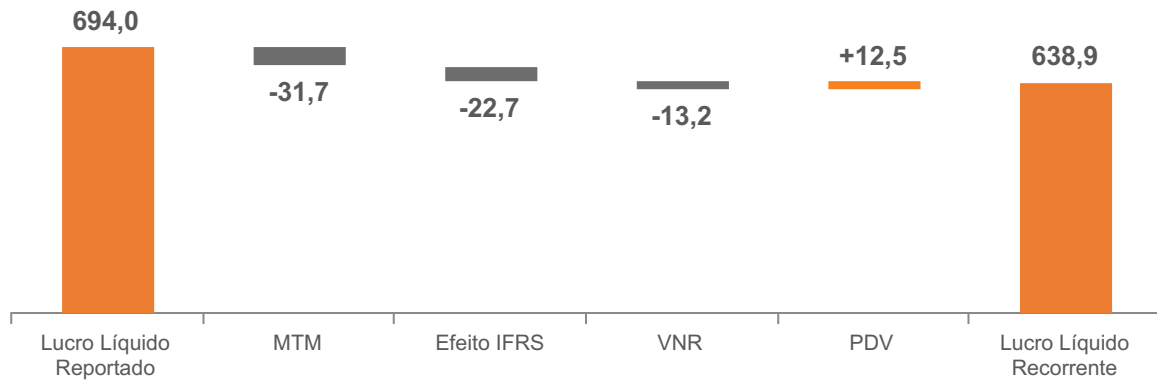
## 1.6 Resultado Líquido Consolidado

A Copel registrou lucro líquido reportado de R\$ 694,0 milhões no 1T26, ante R\$ 664,7 milhões no 1T25, um aumento de 4,4%, principalmente em razão do melhor desempenho operacional com EBITDA reportado de R\$ 1.907,9 (+9,9%), ante ao EBITDA de R\$ 1.736,5 milhões no 1T25. Este resultado foi parcialmente compensado pelo menor resultado financeiro (-R\$ 43,0 milhões) e aumento no pagamento dos tributos (+R\$ 50,9 milhões), visto o resultado operacional mais forte.



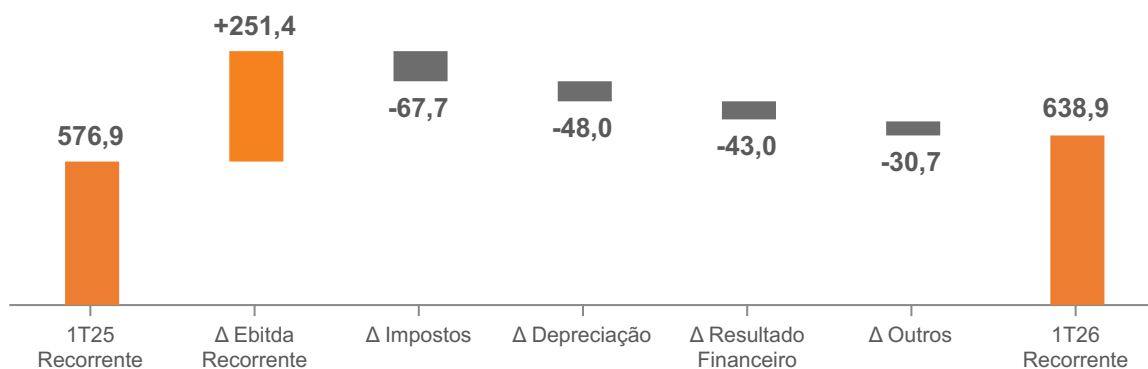
Os principais ajustes do lucro líquido no 1T26 foram:

| Reconciliação Lucro Líquido Recorrente do 1T26 (R\$ milhões)



Desconsiderando-se os efeitos não recorrentes e fatores sem impacto caixa — como VNR, MTM, ajustes de IFRS nas transmissoras e o resultado líquido de operações descontinuadas — o lucro líquido recorrente apresentou crescimento de 10,7% em relação ao 1T25, alcançando R\$ 638,9 milhões. Esse desempenho foi impulsionado pelo aumento do EBITDA recorrente (+16,7%), efeitos parcialmente compensados pela queda no resultado financeiro, na equivalência patrimonial em função da consolidação de Mata de Santa Genebra S.A., e pelo maior pagamento de tributo no período.

| Evolução do Lucro Líquido Recorrente (R\$ milhões)



## 1.7 Dívida e alavancagem

O total da dívida consolidada da Copel em 31 de março de 2026 foi de R\$ 23.340,8 milhões, variação de 16,5% em relação ao montante registrado em 31 de dezembro de 2025, de R\$ 20.038,9 milhões. A tabela e os gráficos a seguir demonstram o endividamento da Copel e suas subsidiárias em 31 de março de 2025.



## | Dívida por Subsidiária

R\$ milhões

R\$ mil	Copel GeT <sup>2</sup>	Copel DIS	Outras <sup>3</sup>	Total
Dívida Total <sup>1</sup>	7.893,0	11.084,2	4.363,6	23.340,8
Disponibilidade	1.575,8	1.793,8	2.514,3	5.883,9
<b>Dívida Líquida Ajustada</b>	<b>6.317,2</b>	<b>9.290,4</b>	<b>1.849,3</b>	<b>17.456,9</b>
Alavancagem				2,8x
Duration (anos)	3,5	3,6	5,2	3,7

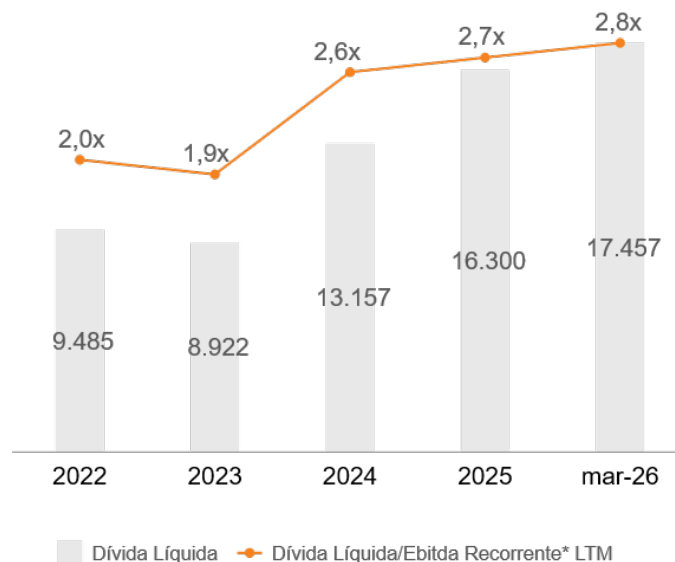
<sup>1</sup> Considera efeito de swap sobre debêntures.

<sup>2</sup> Considerada Copel Geração e Transmissão S.A. (controladora).

<sup>3</sup> Inclui Copel Serviços, complexos eólicos (Brisa Potiguar, São Bento, Cutia, Jandaíra, Vilas, Aventura e SRMN) e transmissoras (Costa Oeste, Marumbi e Mata de Santa Genebra).

Em 31 de março de 2026, a alavancagem consolidada atingiu 2,8x, refletindo uma dívida líquida de R\$ 17.456,9 milhões — um aumento de 0,1x em relação ao encerramento de 2025 de 2,7x. O indicador permanece em nível confortável e dentro dos parâmetros definidos pela estrutura ótima de capital da Companhia, com centro da meta em 2,8x e banda de 2,5x a 3,1x desde que com uma convergência para 2,8x em até 24 meses.

## | Dívida Líquida ajustada/Ebitda Ajustado

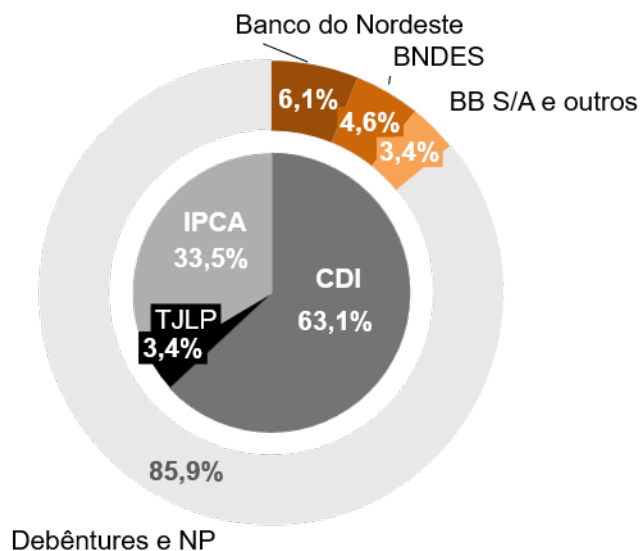


\*sem equivalência patrimonial, considera operações descontinuadas e exclui efeitos de Impairment, indenização PDV, MTM, repactuação GSF, perdas na desativação de bens e ganhos na alienação de ativos/descruzamento.

O custo médio da dívida em taxa nominal em 31.03.2026 é de 13,05% a.a. (13,07% a.a. em 31.12.2025), o que equivale a 89,11% do CDI (87,74% do CDI em 31.12.2025).

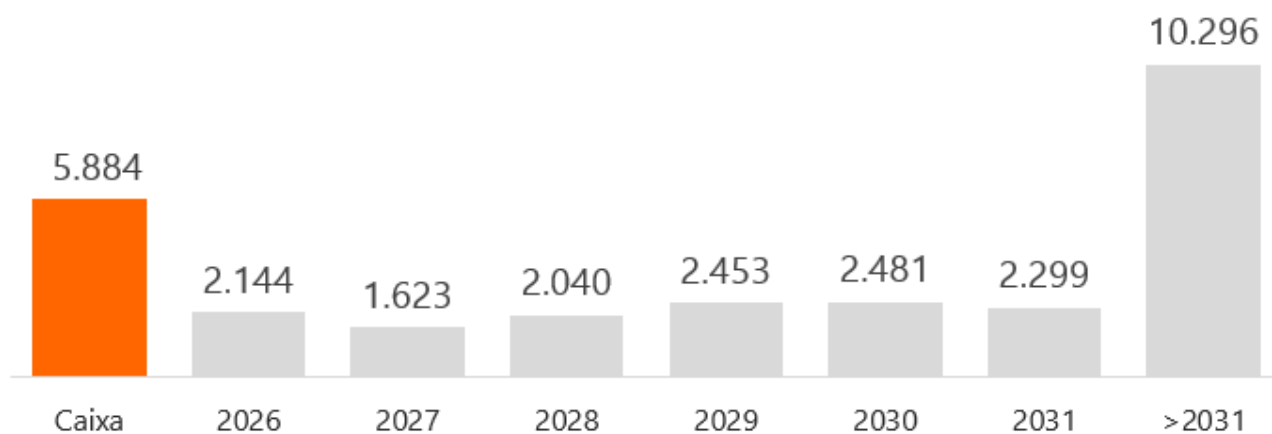


| Composição e Indexadores da Dívida



| Amortização (R\$ milhões)

Prazo Médio: 5,2 anos (vs. 4,9 anos em 2025)





## 2 Investimentos

No 1T26, o montante realizado do programa de investimentos foi de R\$ 581,7 milhões, sendo 75,4% pela Copel DIS e 24,3% pela Copel GeT, Copel COM e Copel Holding.

R\$ milhões

Subsidiária / SPE	Realizado	
	1T26	1T25
<b>Copel Distribuição</b>	438,6	596,6
<b>Copel Geração e Transmissão</b>	141,4	80,8
Geração	65,1	20,6
Hidrelétricas	49,9	8,7
Eólicas	15,2	11,9
Transmissão	67,1	48,9
Melhorias/Reforço <sup>1</sup>	66,1	45,8
Outros Investimentos	1,0	3,1
Demais projetos GeT <sup>2</sup>	9,2	11,3
<b>Holding</b>	1,4	0,2
<b>Copel Comercialização</b>	0,3	0,3
<b>Copel Serviços e outras participações <sup>3</sup></b>	0,0	0,3
<b>Total</b>	<b>581,7</b>	<b>678,2</b>

<sup>1</sup> Inclui Plano de Modernização de Instalações - PMI.

<sup>2</sup> Inclui modernização COGT (Centro de Operações da Geração e Transmissão), transformação digital e investimento na rede operativa da Copel GeT.

<sup>3</sup> Inclui plano de inovação no setor de energia e alinhado com a tese de investimento, programas de inovação da Copel e prática ESG

Os investimentos realizados na distribuidora estão, essencialmente, alocados para modernização, renovação da rede de distribuição, com tecnologias padronizadas para atendimento aos equipamentos de automação. Entre os benefícios estão a resiliência de redes para reduzir desligamentos e garantir a qualidade de prestação de serviço, redução dos custos com serviços de O&M e comerciais e aprimoramento no controle dos indicadores de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC. Todo o montante aplicado na Copel DIS no trimestre foi destinado para investimentos em ativos elétricos.

No trimestre, os investimentos realizados na Copel GeT foram direcionados, principalmente, para reforço e melhoria das linhas de transmissão, manutenção e modernização das unidades geradoras das usinas hidrelétricas e aprimoramento da performance dos ativos eólicos. Esses segmentos representaram 93,5% do total investido na Copel GeT no período.



## 3 Copel Geração e Transmissão (Resultado Consolidado)

### 3.1 Desempenho Econômico-Financeiro

A Copel GeT apresentou um Ebitda recorrente<sup>3</sup> de R\$ 1.023,7 milhões, montante 30,7% ou R\$ 240,6 milhões maior que os R\$ 783,1 milhões registrados no 1T25.

Esse resultado reflete, principalmente:

- I. o acréscimo de R\$ 166,8 milhões na receita de suprimento da CCEE, impulsionado em grande parte pelo efeito positivo nas transações realizadas no MCP, com destaque para a modulação do portfólio de geração hidrelétrica. Esse desempenho foi favorecido pela elevação do PLD médio do submercado Sul, que passou de R\$ 161,87/MWh no 1T25 para R\$ 359,40/MWh no período atual;
- II. o aumento de R\$ 99,2 milhões na receita de suprimento com contratos bilaterais, pelo maior volume de energia vendida (+11,7%) entre os períodos, bem como crescimento de 7,5% no preço médio do portfólio da Copel GeT (R\$ 195,90 MWh no 1T26 ante R\$ 182,29/MWh no 1T25)
- III. maior receita com disponibilidade de rede elétrica, ajustado pelo efeito do IFRS nas Transmissoras, no valor de R\$ 93,3 milhões, explicado principalmente pela incorporação da Transmissora MSG e aumento médio de 2,2% na RAP das transmissoras com participação 100% da Copel GeT para o ciclo 2025/2026, ex-MSG.;
- IV. o decréscimo de R\$ 11,6 milhões nos custos gerenciáveis (PMSO) recorrentes.

Os efeitos positivos mencionados acima foram parcialmente compensados pelo:

- I. aumento da energia elétrica comprada para revenda em R\$ 96,1 milhões, consequência da combinação de compra com energia em contratos bilaterais do portfólio hídrico (+R\$ 78,0 milhões) e aquisição de energia na CCEE (curto-prazo) nos complexos eólicos, em função do maior curtailment do período;
- II. maior desvio de geração, de R\$ 21,1 milhões (+61,4%), resultado do incremento no *curtailment*, que passou de 8,8% no 1T25 para 20,7% no 1T26.

<sup>3</sup> Excluídos itens não recorrentes e efeitos do IFRS sobre ativos de contratos de transmissão.



R\$ milhões

<b>Ebitda Recorrente</b>	<b>1T26</b>	<b>1T25</b>	<b>Δ%</b>
<b>Ebitda</b>	<b>1.124,2</b>	<b>998,1</b>	<b>12,6</b>
(-/+ ) Alienação ativos/descruzamento	—	(109,8)	—
(-/+ ) Reversão/provisão Indenização PDV	5,5	8,6	(36,0)
(-/+ ) Equivalência Patrimonial	(71,6)	(100,4)	(28,7)
(-/+ ) Efeito IFRS (Receita Transmissão Societária/Regulatória) - ver item 3.1.1	(34,3)	(13,4)	156,0
<b>Ebitda Recorrente</b>	<b>1.023,7</b>	<b>783,1</b>	<b>30,7</b>

O PMSO, excetuando-se itens não recorrentes, provisões e reversões, apresentaram redução de R\$ 11,6 milhões (-5,0%), explicada, principalmente pelo menor custo com *Serviços de terceiros* (-R\$ 20,0 milhões), em função da menor manutenção de instalações e serviços e pela redução de R\$ 4,4 milhões em *Outros custos e despesas*, sobretudo da redução de custos com compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, tendo em vista a menor geração no período. Resultado compensado parcialmente por maiores custos com: aquisição de *Materiais* (+R\$ 6,2 milhões), essencialmente destinadas aos ativos eólicos e do incremento nos custos com *Pessoal e administradores* em R\$ 4,6 milhões, em virtude da maior remuneração variável (participação nos lucros e resultados - PLR, prêmio por desempenho - PPD e incentivo de longo prazo - ILP), essencialmente pelo melhor desempenho operacional da Companhia.

R\$ milhões

<b>Custos Gerenciáveis Recorrentes*</b>	<b>1T26</b>	<b>1T25</b>	<b>Δ%</b>
Pessoal e administradores	80,4	75,7	6,2
Planos previdenciário e assistencial	20,1	18,2	10,4
Material	10,9	4,7	131,9
Serviços de terceiros	47,9	67,9	(29,5)
Outros custos e despesas operacionais	62,7	67,1	(6,6)
<b>TOTAL</b>	<b>222,0</b>	<b>233,6</b>	<b>(5,0)</b>

\*Desconsidera efeitos dos seguintes itens não recorrentes: Pessoal - Reversão/provisão Indenização PDV; e Outros - alienação de ativos

Desconsiderando os efeitos do PLR, PPD e ILP, os custos com pessoal apresentaram um decréscimo de 2,7%, refletindo a eficiência na gestão do quadro de pessoal, parcialmente compensado pelo efeito do acordo coletivo de trabalho ACT 2025, com reajuste salarial pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor - INPC, de 5,01% (INPC acumulado 12 meses até setembro/2025).

Isolando os efeitos da inflação acumulada medida pelo INPC, de 3,8% entre (abril de 2025 a março de 2026), houve uma redução de 6,3% em Pessoal.



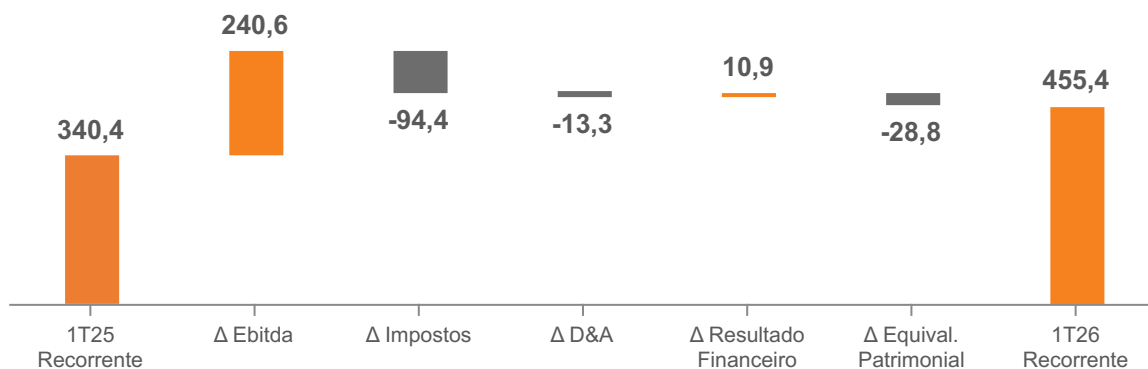
R\$ milhões

Custo Recorrente com Pessoal	1T26	1T25	Δ%
Pessoal e administradores <sup>1</sup>	80,4	75,7	6,2
(-/+ Participação nos lucros/resultados, PPD e ILP)	(19,3)	(12,9)	49,6
<b>TOTAL</b>	<b>61,1</b>	<b>62,8</b>	<b>(2,7)</b>

<sup>1</sup> Desconsidera efeitos dos seguintes itens não recorrentes: Pessoal - Reversão/provisão Indenização PDV

O Lucro Líquido Recorrente atingiu R\$ 455,4 milhões no 1T26, aumento de 33,8% (+R\$ 115,0 milhões) na comparação com o 1T25. Esse resultado reflete, principalmente, da combinação dos seguintes efeitos: **i.** melhor resultado do Ebitda (+R\$ 240,6 milhões), explicado pelo desempenho operacional e consolidação da transmissora Mata de Santa Genebra S.A.; **ii.** aumento do resultado financeiro em 4,2% (+R\$ 10,9 milhões), explicado pela maior receita com aplicações financeiras, compensado em parte pelas despesas decorrente do maior montante da dívida e CDI mais alto (3,4% no 1T26, ante 2,9% no 1T25); **iii.** aumento de R\$ 94,4 milhões com pagamento de tributos, em função do melhor desempenho operacional; **iv.** decréscimo de R\$ 28,8 milhões na equivalência patrimonial, justificado majoritariamente pela consolidação de Mata de Santa Genebra no portfólio, que deixou de contribuir para equivalência em R\$ 17,0 milhões; e **v.** aumento de R\$ 13,3 milhões com depreciação e amortização em função dos maiores investimentos realizado entre os períodos.

#### | Evolução do Lucro Líquido Recorrente (R\$ milhões)





R\$ milhões

Principais Indicadores	1T26	1T25	Δ%
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	1.579,2	1.239,5	27,4
Receita Operacional Líquida Recorrente (R\$ milhões)	1.488,7	1.175,6	26,6
Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	(716,8)	(518,7)	38,2
Resultado Operacional (R\$ milhões)	687,8	564,2	21,9
Lucro Líquido (R\$ milhões)	474,4	416,0	14,0
Lucro Líquido Recorrente (R\$ milhões)	455,4	340,4	33,8
EBITDA (R\$ milhões)	1.124,2	998,1	12,6
EBITDA Recorrente (R\$ milhões)	1.023,7	783,1	30,7
Margem Operacional	43,6%	45,5%	-1,9 p.p
Margem Líquida	28,8%	27,5%	1,3 p.p
Margem EBITDA	71,2%	80,5%	-9,3 p.p
Margem EBITDA Recorrente	68,8%	66,6%	2,2 p.p
Programa de Investimento (R\$ milhões)	141,3	80,8	74,9

### 3.1.1 Efeito IFRS no segmento Transmissão

Para o cálculo, foi realizado o ajuste considerando os efeitos da aplicação do ICPC 01/IFRIC 12 nas demonstrações societárias no segmento de transmissão.

R\$ milhões

Efeito IFRS no segmento Transmissão	1T26	1T25	Δ%
<b>(A) Receita societária<sup>1</sup></b>	<b>394,6</b>	<b>280,3</b>	<b>8,7</b>
Receita O&M e Juros efetivos	396,8	275,8	9,1
Receita e margem de construção	54,0	55,1	47,3
Custo de construção	(56,2)	(50,6)	64,5
<b>(B) Receita regulatória<sup>1</sup></b>	<b>360,3</b>	<b>266,9</b>	<b>41,2</b>
<b>(B-A) Efeito IFRS - Diferença Receita Tra Regulatória/Societária</b>	<b>(34,3)</b>	<b>(13,4)</b>	<b>—</b>
(+/-) Efeitos na equivalência patrimonial das transmissoras <sup>2</sup>	(21,0)	(59,1)	(92,5)
<b>Efeito IFRS no segmento Transmissão</b>	<b>(55,3)</b>	<b>(72,5)</b>	<b>—</b>

<sup>1</sup> Líquida de impostos e encargos.

<sup>2</sup> Diferença entre lucro societário e regulatório das controladas em conjunto do segmento de transmissão, proporcional à participação da Copel GeT nos empreendimentos.

## 3.2 Desempenho Operacional

Presente em 10 estados do Brasil, a Copel Geração e Transmissão opera um parque diversificado de usinas hidrelétricas e eólicas, totalizando 6.226,1 MW de potência instalada e 2.696,4 MW médios de garantia física. Já no segmento Transmissão, a Copel detém uma malha total de 9,7 mil km de linhas de transmissão e 53 subestações de rede básica, considerando suas participações societárias.

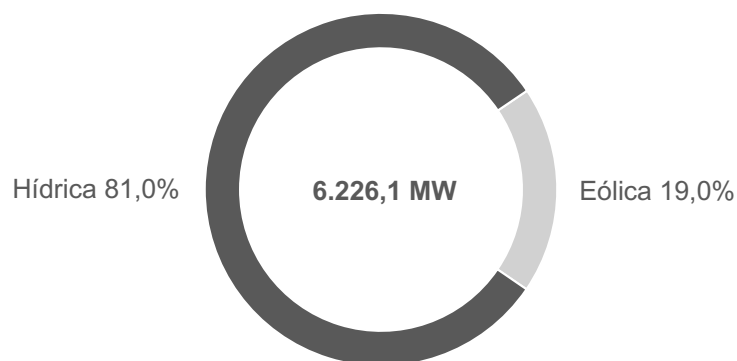


### 3.2.1 Geração

O parque gerador da Copel é composto por 100% de fontes em operação renováveis.



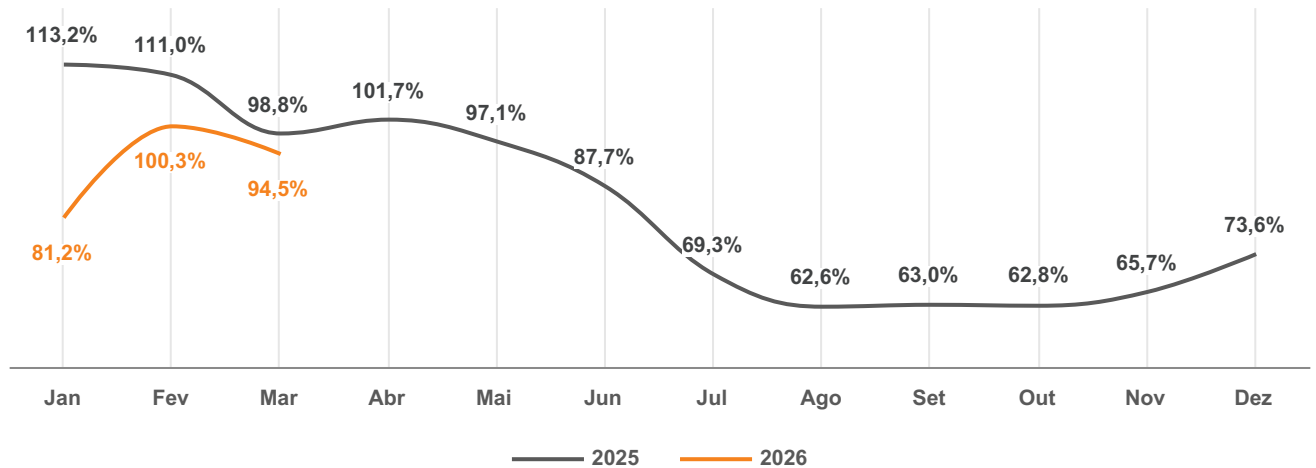
#### | Capacidade Instalada por Fonte



A geração hídrica da Copel Geração e Transmissão S.A. foi 39,8% menor no 1T26 (3.793 GWh, ante 6.303 GWh no 1T25), consequência de um cenário hidrológico menos favorável em relação ao mesmo período do ano anterior e do desinvestimento em Pequenas Centrais Hidrelétricas e na UHE Colíder. Nos parques eólicos, a geração foi 16,6% menor no 1T26 (627 GWh, ante 752 GWh no 1T25), consequência essencialmente do aumento do *curtailment* no 1T26 (20,7%, ante 8,8% no 1T25).

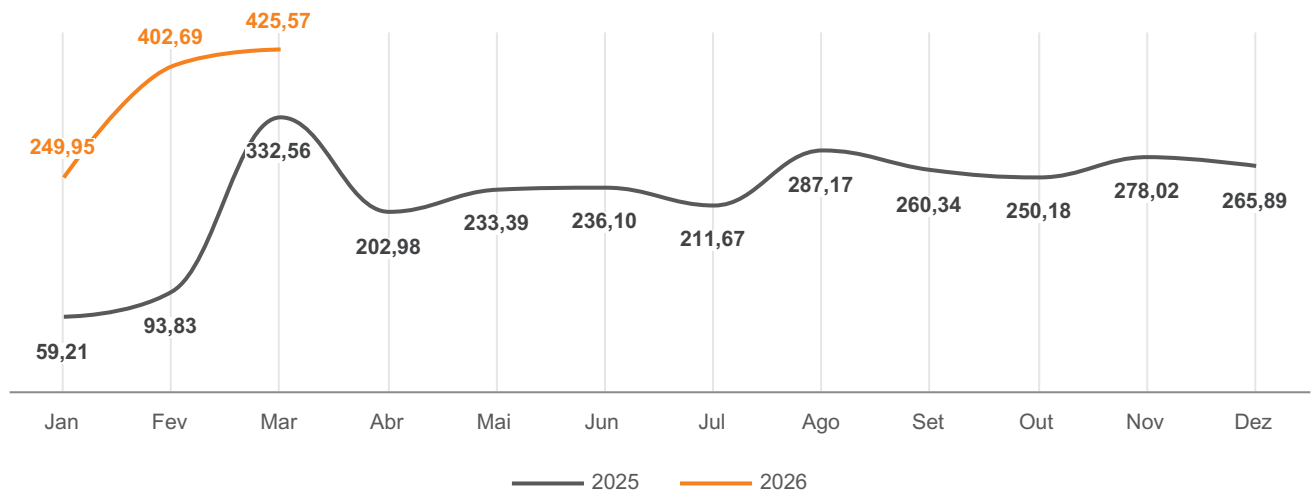


### | GSF - Generation Scaling Factor



Fonte: CCEE

### | PLD Médio Mensal - Submercado Sul (R\$/MWh)



Fonte: CCEE

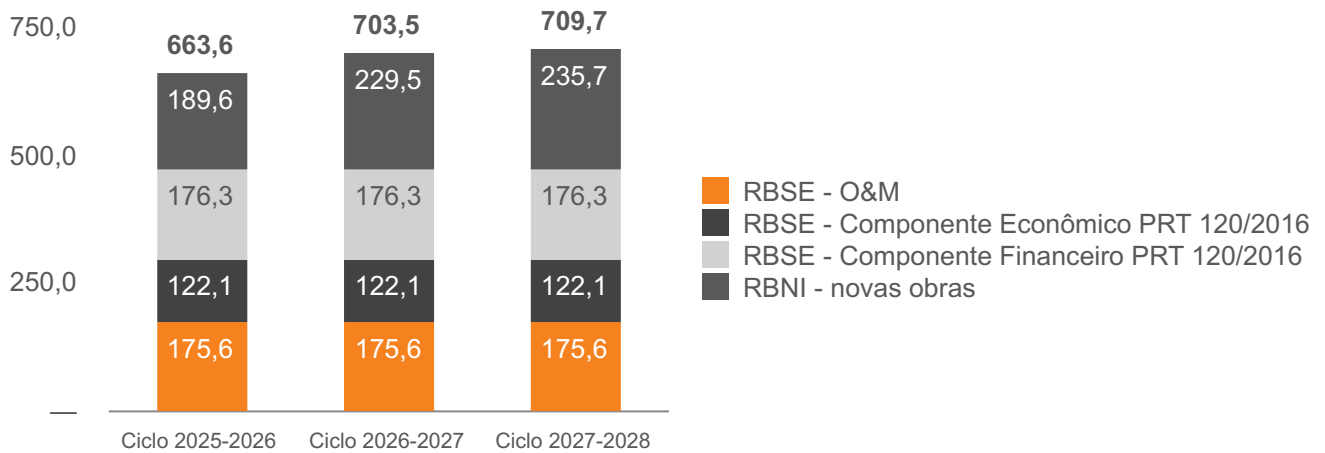
## 3.2.3 Transmissão

A Copel conta com mais de 9,6 mil km de linhas de transmissão em oito estados brasileiros, considerando ativos próprios e em parceria com outras empresas. Além de construir, manter e operar uma ampla rede de transmissão de energia própria, a Copel presta serviços para empreendimentos de outras concessionárias. Os empreendimentos de Transmissão compreendem 11 contratos de linhas da Copel Geração e Transmissão, SPEs Costa Oeste, Marumbi, Uirapuru Transmissora e MSG (100% Copel GeT), bem como as 6 SPEs nas quais a Copel Geração e Transmissão possui participação.



## RBSE

A seguir descrevemos o fluxo de recebimento da parcela da Receita referente à Rede Básica do Sistema Existente - RBSE<sup>4</sup> para os próximos ciclos. É importante ressaltar que os dados podem ser alterados futuramente, em decorrência dos processos de revisão tarifária e/ou revisão de parâmetros utilizados para composição destas receitas por parte do órgão regulador. Os valores abaixo contemplam a revisão na metodologia de cálculo do componente financeiro, estabelecido pela resolução homologatória nº 3.467/2025, com impacto negativo de R\$ 115,1 milhões, e passaram por reajuste anual pelo IPCA, conforme resolução homologatória nº 3.481/2025.



Componente econômico: valores futuros baseados no ciclo 2025-2026 (conforme REH nº 3.481/2025)

Componente financeiro: valores publicados na REH nº 3.467/2025

Valores de RAP até o ciclo 2027-2028 projetados com base nos valores da REH nº 3.467/2025, sem PIS/COFINS e Parcela de Ajuste.

<sup>4</sup> Refere-se ao contrato de concessão 060/2001, que representa 36,6% da receita anual permitida (RAP) de transmissão da Copel Geração e Transmissão e proporcional das participações.



## 4 Estratégia de Comercialização

### 4.1 Contexto comercial

A estratégia de comercialização da Copel tem como foco o crescimento consistente e sustentável, com disciplina na alocação de capital e gestão ativa de riscos, em um ambiente de transição e modernização do setor elétrico brasileiro. A Companhia vem ampliando sua atuação para além do modelo tradicional de concessões, posicionando a comercialização como um vetor estratégico para captura de valor e diversificação de receitas.

A Copel, por meio de sua subsidiária integral Copel Comercialização S.A. - Copel COM, estrutura soluções energéticas alinhadas ao avanço do mercado livre, combinando contratos, portfólios e arranjos de suprimento sob medida para diferentes perfis de consumidores. Essa atuação permite capturar oportunidades decorrentes da abertura gradual do mercado, ao mesmo tempo em que preserva previsibilidade de caixa e flexibilidade comercial, protegendo e otimizando o portfólio.

Nesse contexto, a Copel COM, uma das maiores comercializadoras de energia elétrica do país, consolida-se como uma das principais plataformas de atuação da Companhia no Ambiente de Contratação Livre. Em 31 de março de 2026, a Copel atendia 1.515 clientes em 23 estados, com média de 3,02 GW médios de energia comercializada na CCEE. A variação negativa de 3,6% em relação ao mesmo período do ano anterior reflete uma estratégia de gestão de portfólio, que priorizou seletividade comercial, otimização de margens e equilíbrio entre escala, risco e rentabilidade, reforçando a capacidade da Companhia de tomar decisões assertivas e capturar valor mesmo em um ambiente de elevada complexidade de mercado.

### 4.2 Desempenho Comercial

No primeiro trimestre de 2026, a Copel vendeu 5,3 GWh de energia elétrica, volume 11,7% inferior ao registrado no 1T25, impactado principalmente pelo GSF médio de 92% no período, frente a uma geração secundária de 108% no mesmo trimestre do ano anterior.

Apesar da redução do volume físico comercializado, o desempenho econômico da comercialização foi positivo, refletindo a eficácia da estratégia adotada. A visão integrada do portfólio, associada a operações de proteção, gestão ativa dos submercados e à sazonalidade favorável da geração no primeiro semestre, permitiu a captura de preços elevados no período.

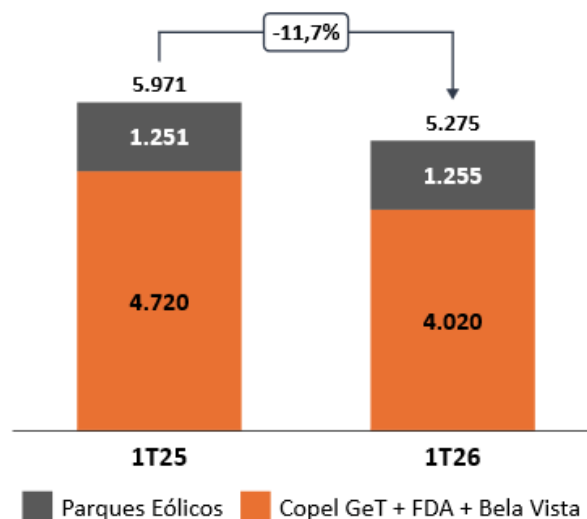
A flexibilidade e a modulação do consumo dos clientes foram absorvidas de forma eficiente pelo portfólio integrado e pelas operações de *hedge*. Adicionalmente, os efeitos das curvas horárias de geração hidráulica e consumo resultaram em ganhos da ordem de R\$ 70,0 milhões ao longo do trimestre.



Sob a ótica regional, a valorização do submercado Sul em relação às demais regiões gerou um resultado adicional estimado em R\$ 70,0 milhões. Paralelamente, operações de *hedge* mitigaram os efeitos do descolamento de preços no submercado Nordeste. No horizonte de longo prazo, embora o ambiente de preços permaneça pressionado, o mercado segue oferecendo janelas oportunas para a contratação da energia da geração, em linha com a estratégia de originação da Companhia.

Mesmo em um contexto de maior atenção ao risco de crédito no setor, a Copel manteve inadimplência de apenas 0,01% nas vendas de energia, evidenciando a robustez da política comercial e da gestão de risco, além de representar um diferencial competitivo relevante no relacionamento com clientes do mercado livre.

### | Venda Consolidada (GWh)



### | Balanço energético

O balanço energético apresentado reflete a estratégia da Companhia de manter um portfólio robusto e diversificado, combinando recursos próprios e contratos de compra e venda vigentes em 31 de março de 2026. O detalhamento do portfólio contratado e dos preços médios de venda evidencia a forma como a Copel administra os riscos hidrológicos, regulatórios e de mercado, equilibrando previsibilidade de caixa e flexibilidade comercial para operar de forma eficiente ao longo dos ciclos do setor elétrico.



(MW médio)

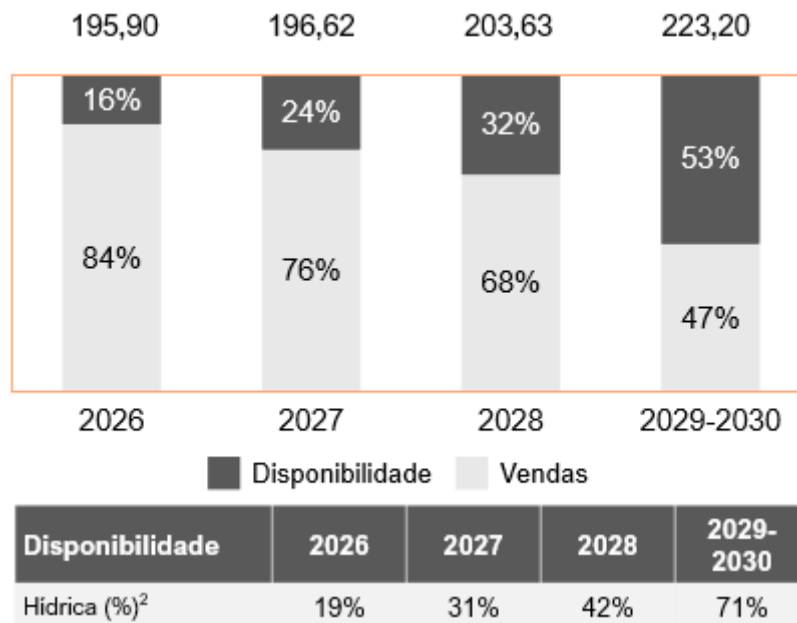
Balço de Energia - Copel GeT - mar/26	2026	2027	2028	2029/2030 <sup>(5)</sup>
Recursos próprios - Hídricas	1.890	1.901	1.920	1.928
GeT <sup>(1)</sup>	1.291	1.291	1.291	1.291
GPS (CCGF) <sup>(2)</sup>	73	73	73	73
Bela Vista + FDA	526	537	556	564
Recursos próprios - Eólicas <sup>(3)</sup>	544	544	544	544
Compras	111	85	—	8
<b>Total de recursos próprios + Vendas</b>	<b>2.545</b>	<b>2.530</b>	<b>2.464</b>	<b>2.480</b>
<b>Total de Vendas</b>	<b>2.144</b>	<b>1.931</b>	<b>1.686</b>	<b>1.155</b>
Venda (Regulado)	706	706	706	706
Venda (Regulado) %	28%	28%	28%	28%
Venda (Livre)	1.438	1.225	980	449
Venda (Livre) %	56%	48%	40%	19%
Disponibilidade Total	401	599	778	1.324
Disponibilidade Total (%)	16%	24%	32%	53%
<b>Preços médios energia vendida (R\$)<sup>(4)</sup></b>	<b>195,90</b>	<b>196,62</b>	<b>203,63</b>	<b>223,20</b>

Referência: março/25

<sup>(1)</sup> Inclui Usina Mauá 100% a partir de junho/25 e GPS 30% (ex-CCGF). Não inclui Baixo iguaçu, Elejor e Foz do Chopim.<sup>(2)</sup> GPS 70% (regime de cotas).<sup>(3)</sup> Não inclui Complexo Eólico Voltália.<sup>(4)</sup> Preço médio de energia bruto (com PIS/COFINS e sem ICMS). Não está considerada a RAG do CCGF de GPS no cálculo do preço médio.<sup>(5)</sup> Considera a média ponderada pelos recursos dos dois períodos.

## | Balço energético (Hidro + Eólica)

(P-MIX (R\$/MWh))



Observações: (i) descontadas as perdas e o consumo interno; (ii) considerada constante, para todos os períodos, a garantia física (GFs) e a vendas da SPes eólicas; (iii) considerada a compras de energia em cada período; (iv) os preços foram atualizados conforme os índices de reajuste contratuais, desde as respectivas datas de referência até março de 2026; (v) desconsiderada a RAG do CCGF (quota) de GPS no cálculo dos preços médios; (vi) os preços médios de energia são brutos, incluindo PIS/COFINS e sem ICMS; (vii) foi considerada a garantia física das usinas vigente em 31.03.2026; (viii) UHE Mauá possui seguro GSF de 96% da GF; e (ix) não considera as operações de curto prazo de venda de lastro.



# 5 Copel Distribuição

## 5.1 Desempenho Econômico-Financeiro

A Copel DIS apresentou Ebitda recorrente de R\$ 762,3 milhões no 1T26, um crescimento de 10,0% (R\$ 69,4 milhões) em relação ao 1T25. Esse desempenho foi impulsionado, principalmente, i. pelo crescimento de 2,1% do mercado fio faturado, que já considera a dedução da parcela de energia compensada por Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD), refletindo a maior atividade econômica na área de concessão e o crescimento da base de clientes ao longo do período e ii. pelo Reajuste Tarifário Anual (RTA) de junho de 2025, com efeito médio de 1,3% na parcela B.

A tabela a seguir apresenta a variação do EBITDA recorrente e os ajustes não recorrentes:

Ebitda Recorrente	1T26	1T25	Δ%
<b>Ebitda</b>	<b>769,2</b>	<b>704,7</b>	<b>9,2</b>
(-/+ ) Reversão/Provisão indenização PDV	13,2	12,2	8,2
(-/+ ) Valor Novo de Reposição - VNR	(20,1)	(24,0)	<b>(16,3)</b>
<b>Ebitda Recorrente</b>	<b>762,3</b>	<b>692,9</b>	<b>10,0</b>

Contribuíram para o resultado do Ebitda recorrente a combinação dos seguintes efeitos:

- I. o acréscimo de R\$ 18,3 milhões em outras receitas decorre principalmente do aumento de compartilhamento de infraestrutura; e
- II. o aumento de R\$ 76,3 milhões (+7,2%) na margem bruta de distribuição (tabela abaixo), indicador que reflete o montante retido pela distribuidora para a remuneração de suas atividades, após a dedução dos custos diretamente associados à compra de energia elétrica e aos encargos setoriais.

Margem Bruta de Distribuição	1T26	1T25	Δ%
Receita Operacional Líquida Recorrente (sem VNR)	<b>4.904,7</b>	<b>4.280,8</b>	<b>14,6</b>
(-) Receita de Construção	522,8	584,6	(10,6)
(-) Outras Receitas Operacionais	145,2	126,8	14,5
(=) ROL recorrente (sem construção, outras receitas e VNR)	4.236,7	3.569,4	18,7
(-) Energia Elétrica Comprada para Revenda	2.386,6	1.847,2	29,2
(-) Encargos de Uso da Rede Elétrica	708,4	656,8	7,9
<b>Margem Bruta de Distribuição</b>	<b>1.141,7</b>	<b>1.065,4</b>	<b>7,2</b>

Os principais resultados da margem foram:

- a) acréscimo de R\$ 714,1 milhões na CVA (ativos e passivos financeiros setoriais);
- b) incremento de R\$ 18,9 milhões na receita com disponibilidade, derivado especialmente do reajuste de 6,4% na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD – RTA/2025) e do crescimento de 2,5% no consumo do mercado fio (ex-Geração



Distribuída), parcialmente compensado pelo aumento de R\$ 207,7 milhões na CDE Uso (quota CDE);

c) ao aumento de R\$ 539,5 milhões em energia comprada para revenda, impulsionado, principalmente, pelo maior impacto da MMGD e pela elevação das compras de energia no mercado de curto prazo/CCEE.

Os efeitos positivos I e II, mencionados anteriormente, foram reduzidos pelos aumentos de i. R\$ 10,8 milhões nas despesas com provisões e reversões, principalmente, pelo aumento de R\$ 51,3 milhões em Perdas Esperadas com Crédito e Liquidação Duvidosa (PECLD) e ii. R\$ 14,4 milhões no PMSO (+3,4%) em relação ao 1T25, devido, principalmente, a:

- I. incremento de R\$ 15,2 milhões nos custos com pessoal, excluindo provisões de PDV, em virtude da maior remuneração variável (prêmio por desempenho PPD e incentivo de longo prazo - ILP), essencialmente pelo melhor desempenho operacional da Companhia;
- II. acréscimo de R\$ 4,5 milhões em outros custos e despesas, principalmente, por maior gasto com arrendamentos e aluguéis.

	R\$ milhões		
<b>Custos Gerenciáveis Recorrentes (PMSO) <sup>1</sup></b>	<b>1T26</b>	<b>1T25</b>	<b>Δ%</b>
Pessoal e administradores	145,5	130,2	11,8
Planos previdenciário e assistencial	43,1	39,8	8,3
Material	14,2	17,8	(20,2)
Serviços de terceiros	195,7	200,7	(2,5)
Outros custos e despesas operacionais	45,6	41,1	10,9
<b>TOTAL</b>	<b>444,1</b>	<b>429,6</b>	<b>3,4</b>

<sup>1</sup> Desconsidera efeitos dos seguintes itens não recorrentes: Pessoal - Reversão/provisão Indenização PDV

O custo com pessoal, desconsiderando os efeitos do PLR, PPD e ILP (tabela abaixo), apresentou um aumento de 3,2%, refletindo principalmente o reajuste salarial de 5,1% (INPC acumulado 12 meses até setembro/2025). Isolando os efeitos da inflação acumulada medida pelo INPC, de 3,8% entre (abril/2025 a março/2026), o custo com Pessoal teve uma queda de 0,6%.

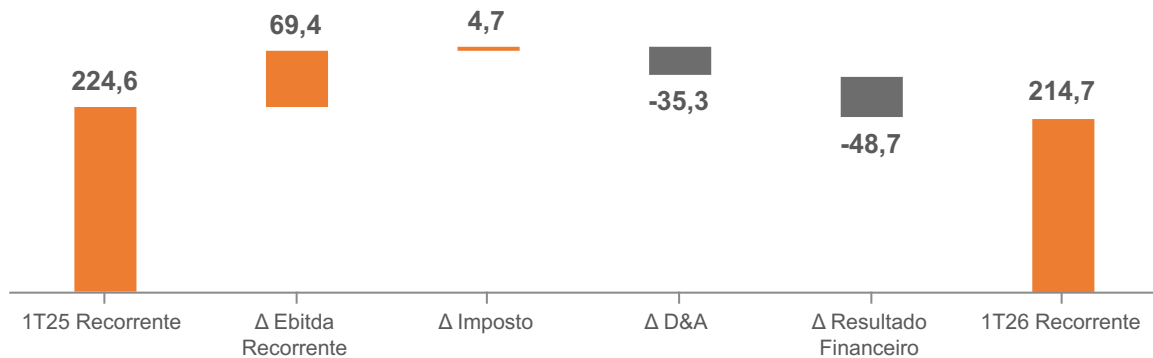
R\$ milhões

<b>Custo Recorrente com Pessoal <sup>1</sup></b>	<b>1T26</b>	<b>1T25</b>	<b>Δ%</b>
Pessoal e administradores	145,5	130,2	11,8
(-/+ Participação nos lucros/resultados, PPD e ILP)	(38,9)	(26,9)	44,6
<b>TOTAL</b>	<b>106,6</b>	<b>103,3</b>	<b>3,2</b>

<sup>1</sup> Desconsidera efeitos dos seguintes itens não recorrentes: Pessoal - Reversão/provisão Indenização PDV



## | Evolução do Lucro Líquido Recorrente (R\$ milhões)



O Lucro Líquido Recorrente da Copel DIS no 1T26 foi de R\$ 214,7 milhões, montante 4,4% inferior ao 1T25, impactado pela combinação dos seguintes efeitos: **i.** redução do resultado financeiro líquido em R\$ 48,6 milhões (25,3%), dado o maior volume de empréstimos e financiamentos, aplicados nos investimentos na área de concessão; **ii.** aumento de 21,1% (+R\$ 35,3 milhões) em despesas com depreciação, visto a maior base de ativos no ciclo tarifário; e **iii.** redução de tributos de R\$ 4,7 milhões no período, refletindo menor lucro operacional, além da dedutibilidade da PLR ocorrida em 1T26 que, no exercício anterior, foi reconhecida no 2T25.

A seguir, os principais indicadores da Copel Distribuição:

Principais Indicadores	1T26	1T25	Δ%
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	4.924,8	4.304,8	14,4
Receita Operacional Líquida Recorrente (R\$ milhões)	4.904,7	4.280,7	14,6
Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	(4.358,6)	(3.767,7)	15,7
Resultado Operacional (R\$ milhões)	325,2	344,7	(5,7)
Lucro Líquido (R\$ milhões)	219,2	232,4	(5,7)
Lucro Líquido recorrente (R\$ milhões)	214,7	224,6	(4,4)
EBITDA (R\$ milhões)	769,2	704,7	9,2
EBITDA recorrente (R\$ milhões)	762,3	692,9	10,0
Margem Operacional	6,6%	8,0%	-1,4 p.p
Margem Líquida	4,5%	5,4%	-0,9 p.p
Margem EBITDA	15,6%	16,4%	-0,8 p.p
Margem EBITDA Recorrente	15,5%	16,1%	-0,6 p.p
Programa de Investimento (R\$ milhões)	438,6	596,6	(26,5)



## 5.2 Desempenho Operacional

### 5.2.1 Mercado-Fio (TUSD)

No 1T26, o consumo de energia elétrica no mercado fio da Copel DIS cresceu 2,5% em relação ao mesmo período do ano anterior. O mercado fio faturado, que deduz parte da energia compensada de MMGD, registrou crescimento de 2,1% no 1T26 ante ao 1T25. Esse desempenho foi impulsionado, principalmente, pelo aumento do consumo nos segmentos residencial e comercial, refletindo a maior atividade econômica na área de concessão, bem como o crescimento da base de clientes ao longo do período.

### 5.2.2 Mercado Cativo

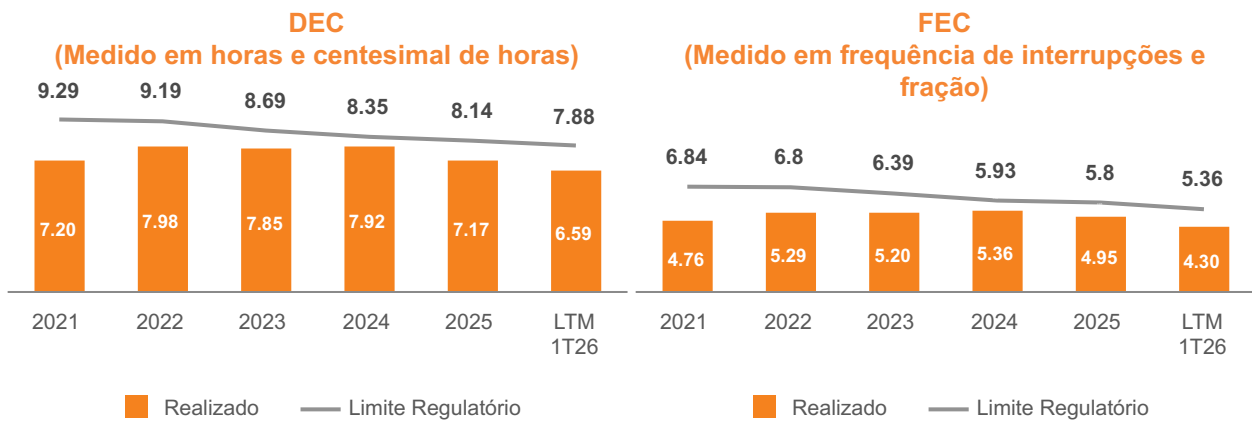
O mercado cativo permaneceu praticamente estável, com um aumento de 0,1% no consumo de energia elétrica no 1T26 em relação mesmo período do ano anterior. O mercado cativo faturado, que considera a energia compensada de MMGD, apresentou redução de 1,0% no 1T26. Essa retração é explicada, principalmente, pelo avanço da MMGD, exceto a energia das modalidades de Geração Distribuída (GD) II e III, que é compensada, e pela migração de consumidores para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), impulsionado pelas migrações, novas cargas, ampliações e aumento de consumo dos clientes industriais e comerciais.

### 5.2.3 Dados Operacionais

A Copel DIS tem concessão vigente até 07.07.2045, cujos critérios de qualidade de prestação de serviço (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC) são definidos pela Aneel.

A Companhia tem atuado tempestivamente no reestabelecimento do fornecimento de energia e prevenção de avanço de vegetação na rede, que contribuíram para a manutenção dos índices de qualidade na prestação do serviço dentro dos limites regulatórios.

Para o DEC, o resultado dos últimos 12 meses apurado em março de 2026 foi de 6,59 horas, enquanto para o FEC, o resultado no mesmo período foi de 4,30 interrupções, ambos dentro do limite regulatório estabelecido.



**Perdas** - As perdas na Distribuição podem ser definidas como a diferença entre a energia elétrica adquirida pelas distribuidoras e a faturada aos seus consumidores e são segmentadas como Técnicas e Não Técnicas. As Perdas Técnicas são inerentes à atividade de distribuição de energia elétrica e as Perdas Não Técnicas têm origem principalmente nos furtos (ligação clandestina, desvio direto da rede), fraudes (adulterações no medidor ou desvios), erros de leitura, medição e faturamento. Ao final de março de 2026, as Perdas Técnicas dos últimos 12 meses foram de 2.314 GWh, ante 2.299 GWh do mesmo período do ano anterior, e as Perdas Não Técnicas foram de 768 GWh, ante 682 GWh do mesmo período do ano anterior. As perdas totais dos últimos 12 meses totalizaram 3.082 GWh.

GWh - 12 Meses	mar-22	mar-23	mar-24	mar-25	mar-26
Energia Injetada	34.861	35.285	37.519	39.730	40.000
Perdas Distribuição	2.627	2.794	2.924	2.981	3.082
Perdas Técnicas	2.017	2.042	2.171	2.299	2.314
Perdas Não Técnicas	610	752	753	682	768

\*Conforme estabelecido pelo resultado da CP 09/2024 (DSP N° 1.220/2025)

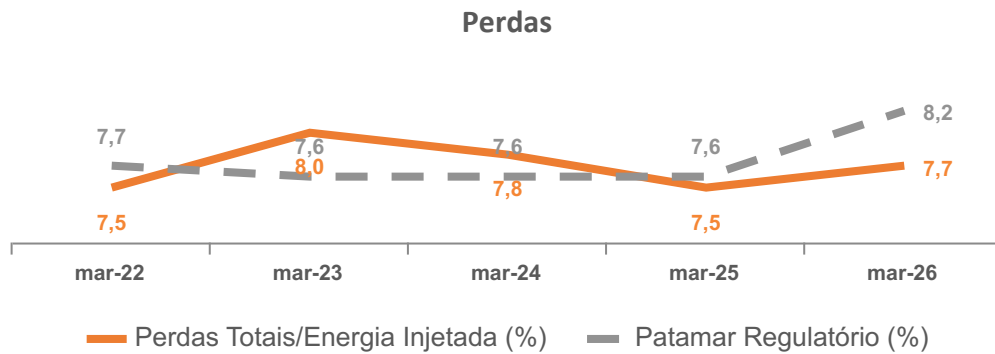
As Perdas Não Técnicas, apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, estão em grande medida associadas à gestão da concessionária e às características socioeconômicas das áreas de concessão. Neste sentido, a Copel mantém um Programa de Combate às Perdas não Técnicas, por meio, entre outras, das seguintes ações:

- utilização dos alarmes dos medidores inteligentes para melhorar o desempenho dos alvos selecionados;
- aperfeiçoamento das ações de combate ao procedimento irregular, melhorando o desempenho das inspeções direcionadas;
- investimentos destinados à disponibilização e/ou aquisição de equipamentos para inspeção;
- elaboração e execução de treinamentos específicos e reciclagem relacionados a perdas comerciais;
- realização de inspeções, tanto na Média como na Baixa Tensão;
- notas educativas na imprensa e mensagens na fatura de energia elétrica;



- operações em conjunto com a Polícia Civil e Ministério Público; e
- abertura de inquérito policial nas regiões onde constatados números expressivos de procedimentos irregulares.

O repasse tarifário de níveis eficientes de perdas está previsto nos contratos de concessão e essas perdas são contempladas nos custos com compra de energia até o limite regulatório estipulado pela Aneel. A Copel DIS manteve-se dentro dos limites regulatórios nos últimos processos tarifários e, em março de 2026, as perdas totais ficaram 0,44% abaixo do limite regulatório, influenciada pela revisão das metas decorrentes dos efeitos da CP 09/24.





# 6 Performance ESG

## 6.1 ESG na estratégia da Copel

A Copel incorpora os princípios ESG (Ambiental, Social e Governança) à sua estratégia corporativa, fundamentando sua atuação nos temas materiais identificados por meio de consulta às partes interessadas, nas diretrizes estabelecidas pela Política de Sustentabilidade. A integridade é um valor transversal que orienta todas as práticas da companhia, reforçando o compromisso com a ética, a transparência e a conformidade. Essa abordagem é complementada por compromissos voluntários alinhados aos Princípios do Pacto Global e aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU (Agenda 2030).

### ODS Prioritários pela Copel



O ESG na estratégia da Copel visa promover uma cultura sistêmica e ampla de sustentabilidade, com origem nas partes interessadas, e os temas materiais orientam programas e iniciativas que geram valor compartilhado, minimizam riscos e potencializam oportunidades.

No aspecto ambiental, a descarbonização, adaptação e resiliência climática, biodiversidade e ecoeficiência são direcionadores para projetos e iniciativas, como o *Plano de Neutralidade de Carbono*, pelo qual a Companhia adota medidas para neutralizar sua emissão direta de carbono até 2030. A Copel investe em energias 100% renováveis, pesquisa fontes alternativas e reduz emissões de gases de efeito estufa, reforçando seu compromisso no combate às mudanças climáticas.

No campo social, o pilar *Pessoas* é central, com foco na saúde e segurança dos colaboradores, direitos humanos e diversidade. A Copel valoriza a promoção de um ambiente de trabalho saudável, com meta de zero acidentes fatais, atuando de forma justa e inclusiva com colaboradores e partes interessadas, além de fortalecer o engajamento com as comunidades.

Na governança, a Copel adota uma abordagem estruturada e transparente, com destaque para o Programa de Integridade, que é fundamentado no Código de Conduta e alinhado aos princípios do Pacto Global. O programa desenvolve ações voltadas à prevenção de riscos, à promoção de uma cultura ética e ao engajamento contínuo dos colaboradores. A Companhia também mantém uma gestão robusta de riscos e controles internos, assegurando a conformidade com normas e regulamentos e fortalecendo a governança em todos os níveis organizacionais.



O desempenho ESG é monitorado continuamente por indicadores e avaliações externas, como o ISE, da [B]<sup>3</sup>, o CSA, da S&P Global, e o CDP.

Dessa forma, a Copel integra sua estratégia de forma transversal, comprometida com o desenvolvimento sustentável, a geração de valor para a sociedade e o fortalecimento da governança corporativa.

## 6.2 Destaques recentes

- **Menção honrosa 2025:** A Copel recebeu menção honrosa no Selo Solidário do Governo do Paraná, que certifica empresas e organizações que se destacam em práticas sociais, ambientais e de governança (ESG), com foco na redução da vulnerabilidade social. A menção destacou programas da Copel como o Cultivar Energia, o Eletricidadania e o Iluminando Gerações.
- **Cultivar Energia 2025:** Uma atualização normativa possibilitou praticamente dobrar o número de hortas urbanas do programa em 2025, viabilizando também parceria com pessoas físicas e possibilitando assim um número maior de áreas preservadas embaixo das linhas de energia da Copel. O salto foi de 24 para 57 hortas urbanas contabilizadas pelo programa, abarcando 12 cidades do Paraná.

## 6.3 Indicadores

Em relação ao indicador de GEE escopo 1 (tCO<sub>2</sub>), os dados se referem às emissões diretas de gases de efeito estufa das operações da Copel (frota, mudança do solo e emissões fugitivas), calculados semestralmente. Os dados de 2026 serão auditados posteriormente por terceira parte.

Indicador Ambiental	2023	2024	2025	Δp.p.	1T26
Fontes renováveis (% Capacidade Instalada)	94,06	94,07	100,0	—	100,00
Fontes renováveis (% Energia Gerada)	99,86	99,97	100,0	—	100,00
Emissão de GEE escopo 1 (tCO <sub>2</sub> ) <sup>1</sup>	81.690,3	17.318,0	13.359,2	—	—
Emissão de GEE escopo 2 (tCO <sub>2</sub> ) <sup>2</sup>	148.798,7	229.169,5	183.670,7	—	—

<sup>1</sup>Escopo 1 refere-se às emissões diretas de gases de efeito estufa das operações da Copel (frota, mudança do solo e emissões fugitivas), calculados semestralmente. Os dados de 2026 serão verificados posteriormente por terceira parte.

<sup>2</sup>Escopo 2 refere-se às emissões indiretas de gases de efeito estufa das operações da Copel (consumo e perda de eletricidade) - as emissões de GEE são calculadas semestralmente.



Indicador Social	2023	2024	2025	Δp.p.	1T26
Mulheres na Copel (% Empregados Próprios)	21,7	21,9	22,1	-0,20	21,9
Mulheres na Copel (% Empregados Terceiros)	11,7	14,0	13,6	-1,60	12,0
Taxa de frequência de acidentes - TFIFR (% Empregados Próprios)	1,4	2,0	0,9	—	—
Taxa de frequência de acidentes - TFIFR (% Empregados Terceiros)	4,9	3,9	2,7	-1,30	1,4

TFIFR: Taxa de frequência de acidentes com afastamento. Esta taxa representa, em relação a um milhão de horas-homem de exposição ao risco, o número de contratados envolvidos em acidentes com afastamento ou casos fatais, no período considerado.

ABNT – NBR 14280: 2001

Indicador de Governança	2023	2024	2025	Δp.p.	1T26
Mulheres em cargos de liderança (%)	21,8	22,5	22,0	-1,00	21,0
Mulheres no Conselho de Administração (%)	11,1	11,1	11,1	—	11,1
Conselheiros independentes (%)	88,8	88,8	88,8	—	88,8
Denúncias Resolvidas pelo Canal de Denúncias (%)*	82,7	82,0	93,0	-18,0	75,0

\*O indicador considera a finalização das investigações no período analisado/ano, a Companhia analisa 100% das denúncias recebidas.

## 6.4 Avaliações, Classificações e Índices

Índice	ISEB3	S&P Global	CDP DISCLOSURE INSIGHT ACTION	ICO2B3	SUSTAINALYTICS a Morningstar company	MSCI
Ranking	82.47%	CSA Score 84	A	Sim	Medium Risk	AA
Ano de Referência	Posição 19°	2026	2025	2025	2025	2025



## 7 Outros destaques do período

### Remuneração aos acionistas

Em 19 de janeiro de 2026, a Copel realizou o pagamento de R\$ 1.100,0 milhões a título de Juros sobre Capital Próprio (JCP), em conformidade com o cronograma de pagamento mínimo referente ao exercício de 2025, conforme previsto em sua Política de Dividendos.

Adicionalmente, a Companhia efetuará o pagamento de R\$ 1.350,0 milhões em dividendos, em 30 de junho de 2026, e de R\$ 706,0 milhões em JSCP, em 30 de setembro de 2026, em cumprimento ao compromisso de realizar, no mínimo, dois eventos de distribuição de proventos ao longo do ano.

### Copel se consolida como uma das melhores empresas em práticas ESG - Índice Dow Jones Best in Class

A Copel passou a integrar a carteira do Índice Dow Jones Best-in-Class (DJ BIC), no segmento Global, figurando entre as empresas com melhor desempenho em práticas ESG. O índice é reconhecido internacionalmente como uma das principais referências em sustentabilidade corporativa. O DJ BIC reúne, aproximadamente, 10% das empresas líderes em cada setor que se destacam pela adoção consistente e pelo elevado desempenho em critérios ambientais, sociais e de governança (ESG), sendo amplamente utilizado por investidores que incorporam esses fatores em suas decisões e portfólios de investimento.

A entrada da Copel no Índice Dow Jones Best-in-Class é um reconhecimento importante do trabalho consistente que a Companhia vem desenvolvendo e do esforço contínuo para aprimorar seus processos. Esse resultado reforça o comprometimento do nosso time com os pilares de sustentabilidade do negócio e com uma gestão responsável, integrando-os às decisões do dia a dia e à estratégia de longo prazo.

### Copel amplia participação no Índice MSCI Brazil

O Morgan Stanley anunciou a atualização da composição do Índice MSCI *Brazil*, com destaque para o aumento expressivo da participação da Copel (CPLE3), cujo peso no indicador avançou de 0,54% para 0,96%. Desde 02 de março de 2026, o índice opera com peso mais elevado para a ação CPLE3. Os índices MSCI são referências globais para investidores institucionais e amplamente utilizados como *benchmark* na alocação de recursos por fundos passivos ao redor do mundo. A elevação da participação da Copel no índice reforça sua visibilidade junto a grandes investidores internacionais, amplia o potencial de captação de recursos e evidencia a consistência da estratégia da Companhia na geração de valor sustentável para seus acionistas.

### Copel vence LRCAP com duas usinas hidrelétricas

Em 18 de março, a Companhia foi declarada vencedora no Leilão de Reserva de Capacidade na forma de potência, contribuindo 1.862,8 MW de capacidade instalada total das UHEs Foz do Areia e Segredo, pelo prazo de 15 anos, com início das operações previsto para agosto de 2030. Os



projetos ampliam o valor, a competitividade e a flexibilidade da Companhia. Mais informações consultar o [Fato Relevante 01/26](#).

### **Copel reafirma excelência em gestão de compliance com recertificação**

A Copel manteve a certificação internacional ISO 37301 após processo de recertificação realizado em janeiro de 2026, que confirmou a aderência do Programa de Integridade às melhores práticas internacionais em compliance, controles internos e riscos corporativos. A recertificação reforça o compromisso da Companhia com a ética, a conformidade e a melhoria contínua de seus processos.

### **Novo Diretor-Geral da Copel GeT**

Em 26 de fevereiro, o Sr. Rogério Pereira Jorge foi empossado como novo diretor-geral da Copel Geração e Transmissão. Conta com 27 anos de experiência no setor elétrico brasileiro, tendo atuado em áreas técnicas, comerciais e estratégicas nos segmentos de Geração, Distribuição e Comercialização de energia. Em 2023, assumiu como CEO da AES Brasil, e sua última posição foi a de Diretor de Negócios de Energia e Suprimentos da Companhia Brasileira de Alumínio – CBA. Sob a liderança do Sr. Rogério Jorge, a Copel GeT seguirá fortalecendo a eficiência de seus negócios de geração e transmissão de energia, com foco na sustentabilidade, na excelência operacional e na criação contínua de valor aos acionistas. Mais informações consultar o [Comunicado ao Mercado 05/26](#).

### **Copel é premiada por projeto de implantação de rede de comunicação**

Em 17 de março, o projeto da Copel de implantação de uma rede privativa de telecomunicações em sua infraestrutura de energia recebeu o Prêmio América Latina Telecom Award durante o UTCAL Summit 2026, em reconhecimento à inovação e pioneirismo no setor elétrico. A rede conecta subestações, equipamentos de campo e medidores inteligentes ao Centro de Operações, permitindo monitoramento em tempo real, operação remota e redução do tempo de interrupções no fornecimento.

### **Elejor manifesta solicitação de adesão à repactuação do UBP**

As Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. – ELEJOR, sociedade de propósito específico com participação majoritária da COPEL, manifestou em 29 de abril de 2026, sua adesão à repactuação das parcelas vincendas devidas a título de Uso do Bem Público – UBP, nos termos da Lei nº 15.235, de 8 de outubro de 2025, e do Despacho nº 668/2026-ANEEL, de 24 de fevereiro de 2026, referente às UHE's Santa Clara e Fundão, conforme valor oficialmente apurado e publicado pela ANEEL, no montante de R\$ 420.6 milhões. Conforme estabelecido na Lei, após a adesão, há um prazo de 20 dias, contados da convocação da ANEEL, para assinatura do Termo Aditivo ao contrato de concessão junto ao poder concedente, e mais 30 dias para a liquidação financeira. A repactuação evidencia a criação de valor para as concessões dos ativos operados pela ELEJOR e está plenamente alinhada à estratégia de geração de valor da Companhia.

### **Copel realiza o *closing* do desinvestimento da UTE Figueira.**

Em 30 de abril de 2026, a Companhia concluiu o closing do desinvestimento da UTE Figueira, após o cumprimento de todas as condições precedentes aplicáveis. Com essa operação, a Companhia encerra o processo de desinvestimento de ativos não renováveis, reforçando sua estratégia de foco em sustentabilidade e alinhamento de seu portfólio aos objetivos de longo prazo.




# Disclaimer

Informações contidas neste documento podem incluir considerações futuras e refletem a percepção atual e perspectivas da diretoria sobre a evolução do ambiente macroeconômico, condições da indústria, desempenho da Companhia e resultados financeiros. Quaisquer declarações, expectativas, capacidades, planos e conjecturas contidos neste documento, que não descrevam fatos históricos, tais como informações a respeito da declaração de pagamento de dividendos, a direção futura das operações, a implementação de estratégias operacionais e financeiras relevantes, o programa de investimento, os fatores ou tendências que afetem a condição financeira, liquidez ou resultados das operações são considerações futuras de significado previsto no U.S. Private Securities Litigation Reform Act de 1995 e contemplam diversos riscos e incertezas. Não há garantias de que tais resultados venham a ocorrer. As declarações são baseadas em diversos fatores e expectativas, incluindo condições econômicas e mercadológicas, competitividade da indústria e fatores operacionais. Quaisquer mudanças em tais expectativas e fatores podem implicar que o resultado real seja materialmente diferente das expectativas correntes.

## Relações com Investidores

 [ri@copel.com](mailto:ri@copel.com)

 Telefone: (41) 3331-4011



# Anexos

**Resultado Consolidado**

[DRE](#)

[DRE](#)

[Fluxo de Caixa](#)

[Ebitda e Resultado Financeiro](#)

**Resultado por Subsidiária**

[DRE Copel GeT](#)

[DRE Copel DIS](#)

[DRE Copel COM](#)



Demais tabelas encontram-se no site de Relação com Investidores.  
Para acessar, [clique aqui](#)



# RESULTADO CONSOLIDADO - DRE

R\$ mil

Demonstração do Resultado	1T26	1T25	Δ%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>7.067.701</b>	<b>5.892.086</b>	<b>20,0</b>
Fornecimento de energia elétrica	1.996.141	2.192.099	(8,9)
Suprimento de energia elétrica	1.513.472	974.940	55,2
Disponibilidade da rede elétrica	2.058.698	1.928.023	6,8
Receita de construção	576.768	639.690	(9,8)
Valor justo dos ativos da concessão	20.075	24.016	(16,4)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	699.600	(14.456)	—
Outras receitas operacionais	202.947	147.774	37,3
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(5.632.684)</b>	<b>(4.610.970)</b>	<b>22,2</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(3.102.189)	(2.252.353)	37,7
Encargos de uso da rede elétrica	(712.305)	(682.523)	4,4
Pessoal e administradores	(282.631)	(249.222)	13,4
Planos previdenciário e assistencial	(66.120)	(60.937)	8,5
Material	(25.891)	(23.001)	12,6
Matéria-prima e insumos para produção de energia	—	—	—
Serviços de terceiros	(255.988)	(282.321)	(9,3)
Depreciação e amortização	(403.049)	(355.020)	13,5
Provisões e reversões	(85.601)	(70.511)	21,4
Custo de construção	(578.931)	(635.191)	(8,9)
Outros custos e despesas operacionais	(119.979)	109	—
<b>RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	<b>69.785</b>	<b>100.416</b>	<b>(30,5)</b>
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FIN. E TRIBUTOS</b>	<b>1.504.802</b>	<b>1.381.532</b>	<b>8,9</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(489.563)</b>	<b>(446.525)</b>	<b>9,6</b>
Receitas financeiras	332.946	297.640	11,9
Despesas financeiras	(822.509)	(744.165)	10,5
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>	<b>1.015.239</b>	<b>935.007</b>	<b>8,6</b>
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>	<b>(321.195)</b>	<b>(270.340)</b>	<b>18,8</b>
Imposto de renda e contribuição social	(162.856)	(228.982)	(28,9)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(158.339)	(41.358)	282,8
<b>LUCRO LÍQUIDO COM OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE</b>	<b>694.044</b>	<b>664.667</b>	<b>4,4</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO</b>	<b>694.044</b>	<b>664.667</b>	<b>4,4</b>
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade	692.039	665.508	4,0
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas	—	—	—
Atribuído aos acionistas não controladores - Op. Continuidade	2.005	(841)	(338,4)
Atribuído aos acionistas não controladores - Op. Descontinuadas	—	—	—
<b>EBITDA DAS OP. EM CONTINUIDADE</b>	<b>1.907.851</b>	<b>1.736.552</b>	<b>9,9 %</b>



# RESULTADO CONSOLIDADO - Balanço Patrimonial

R\$ mil

Ativo	mar.-26	dez.-25	Δ%
<b>CIRCULANTE</b>	<b>13.098.936</b>	<b>10.881.654</b>	<b>20,4</b>
Caixa e equivalentes de caixa	5.175.351	3.130.363	65,3
Títulos e Valores Mobiliários	575	895	(35,8)
Cauções e depósitos vinculados	9	9	—
Clientes	4.250.296	4.300.957	(1,2)
Dividendos a receber	141.431	141.297	0,1
Ativos Financeiros Setoriais	828.038,0	400.463	106,8
Contas a receber vinculadas à concessão	13.329	12.867	3,6
Ativos de contrato	406.668	392.594	3,6
Valor justo na compra e venda de energia	279.007	263.645	5,8
Outros créditos	922.072	1.050.086	(12,2)
Estoques	162.531	173.398	(6,3)
Imposto de Renda e Contribuição Social	405.331	502.825	(19,4)
Outros tributos a recuperar	426.232	426.106	—
Despesas antecipadas	62.889	60.972	3,1
Partes Relacionadas	—	—	—
Ativos classificados como mantidos para venda	25.177	25.177	—
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>49.827.726</b>	<b>49.532.802</b>	<b>0,6</b>
<b>Realizável a Longo Prazo</b>	<b>19.493.610</b>	<b>19.065.339</b>	<b>2,2</b>
Títulos e Valores Mobiliários	834.741	690.886	20,8
Outros investimentos temporários	42.124	30.627	37,5
Clientes	170.354	162.189	5,0
Depósitos judiciais	381.605	373.949	2,0
Ativos Financeiros Setoriais	276.013	400.463	(31,1)
Contas a receber vinculadas à concessão	4.670.228	4.590.579	1,7
Ativos de contrato	9.534.418	9.202.412	3,6
Valor justo na compra e venda de energia	667.752	597.856	11,7
Outros créditos	806.345	794.296	1,5
Imposto de renda e contribuição social	103.778	102.589	1,2
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	945.347	991.404	(4,6)
Outros tributos a recuperar	1.060.398	1.127.582	(6,0)
Despesas antecipadas	507	507	—
<b>Investimentos</b>	<b>2.912.139</b>	<b>2.849.002</b>	<b>2,2</b>
<b>Imobilizado</b>	<b>8.071.988</b>	<b>8.145.552</b>	<b>(0,9)</b>
<b>Intangível</b>	<b>19.078.813</b>	<b>19.206.609</b>	<b>(0,7)</b>
<b>Direito de uso de ativos</b>	<b>271.176</b>	<b>266.300</b>	<b>1,8</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>62.926.662</b>	<b>60.414.456</b>	<b>4,2</b>



R\$ mil

Passivo	mar.-26	dez.-25	Δ%
<b>CIRCULANTE</b>	<b>9.549.851</b>	<b>11.062.317</b>	<b>(13,7)</b>
Obrigações sociais e trabalhistas	369.901	310.773	19,0
Partes relacionadas	—	—	—
Fornecedores	3.062.636	3.059.667	0,1
Imposto de renda e contribuição social	76.530	81.875	(6,5)
Outras obrigações fiscais	372.964	677.273	(44,9)
Empréstimos e financiamentos	223.119	217.827	2,4
Debêntures	1.921.162	1.850.538	3,8
Dividendo a pagar	1.353.319	2.325.889	(41,8)
Benefícios pós-emprego	121.184	118.854	2,0
Encargos setoriais a recolher	55.819	60.108	(7,1)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	89.857	99.244	(9,5)
Contas a pagar vinculadas à concessão	145.099	147.205	(1,4)
Passivos financeiros setoriais	424.111	883.990	(52,0)
Passivo de arrendamentos	63.821	58.741	8,6
Valor justo na compra e venda de energia	255.299	262.821	(2,9)
Outras contas a pagar	836.110	788.232	6,1
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	178.920	119.280	50,0
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>29.580.513</b>	<b>26.260.161</b>	<b>12,6</b>
Obrigações sociais e trabalhistas	9.805	4.764	105,8
Fornecedores	—	—	—
Imposto de renda e contribuição social diferidos	133.269	133.544	(0,2)
Outras Obrigações fiscais	2.094.774	1.982.596	5,7
Empréstimos e financiamentos	220.490	239.448	(7,9)
Debêntures	3.107.110	3.150.592	(1,4)
Benefícios pós-emprego	18.063.866	14.796.386	22,1
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	1.360.092	1.359.303	0,1
Contas a pagar vinculadas à concessão	347.096	311.856	11,3
Passivos financeiros setoriais	951.835	959.122	(0,8)
Passivo de arrendamentos	237.970	234.221	1,6
Valor justo na compra e venda de energia	313.437	268.621	16,7
Outras contas a pagar	244.198	224.415	8,8
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	613.262	661.273	(7,3)
Provisões para litígios	1.883.309	1.934.020	(2,6)
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>23.796.298</b>	<b>23.091.978</b>	<b>3,1</b>
<i>Atribuível aos acionistas da empresa controladora</i>	<b>23.832.389</b>	<b>23.130.019</b>	<b>3,0</b>
Capital social	12.821.758	12.821.758	—
Reservas de capital	28.961	18.638	55,4
Ajustes de avaliação patrimonial	280.372	287.992	(2,6)
Ações em tesouraria	(113.237)	(113.389)	(0,1)
Reserva legal	1.900.541	1.900.541	—
Reserva de retenção de lucros	8.214.541	8.214.479	—
Lucros acumulados	699.453	—	—
<i>Atribuível aos acionistas não controladores</i>	<b>(36.091)</b>	<b>(38.041)</b>	<b>(5,1)</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>62.926.662</b>	<b>60.414.456</b>	<b>4,2</b>



# RESULTADO CONSOLIDADO - Fluxo de Caixa

R\$ mil

31.03.2026 31.03.2026

## FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS

<b>Lucro líquido do período proveniente de operações em continuidade</b>	<b>694.044</b>	<b>664.667</b>
<b>Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do exercício com a geração de caixa das atividades operacionais:</b>	<b>1.218.200</b>	<b>1.720.700</b>
Encargos e variações monetárias não realizadas – líquidas	821.078	684.147
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	(36.691)	(36.806)
Resultado dos contratos de concessão de transmissão	(331.878)	(204.960)
Imposto de renda e contribuição social	162.856	228.982
Imposto de renda e contribuição social diferidos	158.339	41.358
Resultado da equivalência patrimonial	(69.785)	(100.416)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego	64.968	59.776
Apropriação de programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	58.245	46.998
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	(20.075)	(24.016)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(770.909)	15.931
Depreciação e amortização	403.049	355.020
Provisão decorrente do programa de demissão voluntária	18.894	20.979
Incentivos de longo prazo	10.617	2.098
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	85.601	70.511
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	(786)	(181)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	(47.964)	(6.704)
Ajuste a valor justo de instrumentos da dívida e Hedge (swap)	(3.938)	—
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	349	1.757
Baixas de ativos de contrato	1.531	2.114
Resultado das baixas de imobilizado	15	365
Resultado das baixas de intangíveis	20.387	18.211
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos – líquido	253	—
Resultado da alienação de ativos	—	(109.807)
Outros	—	(9.324)
<b>Redução (aumento) dos ativos</b>	<b>236.804</b>	<b>75.705</b>
Clientes	277.728	117.931
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	6.420	3.743
Depósitos judiciais	287	6.084
Ativos financeiros setoriais	29.934	16.849
Outros créditos	(32.446)	10.981
Estoques	10.867	(16.607)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	(77.505)	(53.651)
Outros tributos a recuperar	23.436	(1.935)
Despesas antecipadas	(1.917)	(7.349)
Partes relacionadas	—	(341)
<b>Aumento (redução) dos passivos</b>	<b>(123.863)</b>	<b>(338.517)</b>
Obrigações sociais e trabalhistas	48.316	21.608
Partes relacionadas	—	1.310
Fornecedores	36.535	(63.474)
Outras obrigações fiscais	(56.123)	303.631
Benefícios pós-emprego	(61.849)	(51.824)
Encargos setoriais a recolher	(4.289)	(13.615)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	(36.795)	(52.244)
Contas a pagar vinculadas à concessão	(42.069)	(28.443)
Outras contas a pagar	50.371	(409.336)
Provisões para litígios quitadas	(57.960)	(46.130)
<b>CAIXA GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>	<b>1.331.141</b>	<b>1.457.888</b>



Imposto de renda e contribuição social pagos	(168.201)	(188.416)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	(72.401)	(143.677)
Encargos de debêntures pagos	(503.825)	(124.643)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos	(8.234)	(8.479)
<b>CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>	<b>578.480</b>	<b>992.673</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>		
Aplicações financeiras	(155.097)	(17.115)
Aquisições de ativos de contrato	-523.448	-549.349
Aquisições de imobilizado	-47.349	-17.001
Alienações de imobilizado	—	1.071
Aquisições de intangível	(11.600)	(5.156)
Alienação de investimentos	174.892	276.938
<b>CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>	<b>(562.602)</b>	<b>(310.612)</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>		
Ingressos de empréstimos e financiamentos	550.000	—
Custos de transação na captação de empréstimos e financiamentos	(213)	—
Ingressos de debêntures emitidas	3.200.000	2.000.000
Custos de transação na emissão de debêntures	(104.318)	(22.632)
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	(602.200)	(565.351)
Amortizações de principal de debêntures	(2.493)	(111.808)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	(15.403)	(16.822)
Recompra de ações próprias	—	(70.040)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(996.263)	(3)
<b>CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>	<b>2.029.110</b>	<b>1.213.344</b>
<b>TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>2.044.988</b>	<b>1.895.405</b>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	3.130.363	4.161.939
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5.175.351	6.055.823
Caixa e equivalentes de caixa proveniente de ativos classificados como mantidos para venda	—	1.521
<b>VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>2.044.988</b>	<b>1.895.405</b>



# RESULTADO CONSOLIDADO - Ebitda Ajustado e Resultado Financeiro

R\$ milhões

EBITDA Ajustado	1T26	1T25	Δ%
<b>EBITDA</b>	<b>1.907,9</b>	<b>1.736,5</b>	<b>9,9</b>
(-/+ ) Valor justo na compra e venda de energia	(48,0)	(6,7)	616,4
(-/+ ) Provisão/Reversão indenização PDV	18,9	21,0	(10,0)
(-/+ ) Alienação ativos/descruzamento	—	(109,8)	(100,0)
(-/+ ) Equivalência Patrimonial	(69,8)	(100,4)	(30,5)
(-/+ ) Valor Novo de Reposição - VNR	(20,1)	(24,0)	(16,3)
(-/+ ) Efeito IFRS (Receita Transmissão Societária/Regulatória)	(34,3)	(13,4)	156,0
<b>EBITDA RECORRENTE</b>	<b>1.754,6</b>	<b>1.503,2</b>	<b>16,7</b>
	<b>1T26</b>	<b>1T25</b>	<b>Δ%</b>
<b>Receitas Financeiras</b>	<b>332.946</b>	<b>297.640</b>	<b>11,9</b>
Renda de aplicações financeiras	160.093	154.613	3,5
Juros e acréscimos moratórios sobre faturas	76.724	78.750	(2,6)
Juros sobre impostos a compensar	34.139	43.413	(21,4)
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	9.821	7.764	26,5
Rendimentos e atualização monetária de depósitos judiciais	8.098	11.434	(29,2)
Remuneração de ativos e passivos setoriais	22.029	2.364	831,9
Ajuste a valor justo das debêntures	2.102	—	—
Efeito de swap sobre debêntures	12.990	—	—
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre receitas financeiras	(12.682)	(13.804)	(8,1)
Outras receitas financeiras	19.632	13.106	49,8
<b>Despesas Financeiras</b>	<b>822.509</b>	<b>744.165</b>	<b>10,5</b>
Variação monetária e encargos da dívida	733.695	604.490	21,4
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	42.497	48.399	(12,2)
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	—	14.358	(100,0)
Atualização monetária de litígios	(5.375)	15.983	—
Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	11.629	24.869	(53,2)
Ajuste a valor justo das debêntures	(5.338)	—	—
Efeito de swap sobre debêntures	16.492	—	—
Juros sobre passivo de arrendamentos	8.232	8.480	(2,9)
Juros sobre parcelamento de tributos	—	—	—
Juros sobre P&D e PEE	5.450	5.572	(2,2)
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	—	—	—
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	—	—	—
Outras despesas financeiras	15.227	22.014	(30,8)
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(489.563)</b>	<b>(446.525)</b>	<b>9,6</b>



# RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA - DRE GET

R\$ mil

Demonstração do Resultado	1T26	1T25	Δ%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>1.579.188</b>	<b>1.239.547</b>	<b>27,4</b>
Suprimento de energia elétrica	1.121.833	900.452	24,6
Disponibilidade da rede elétrica	394.601	273.671	44,2
Receita de construção	54.007	55.107	(2,0)
Outras receitas operacionais	8.747	10.317	(15,2)
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(716.829)</b>	<b>(518.689)</b>	<b>38,2</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(120.214)	(24.087)	399,1
Encargos de uso da rede elétrica	(121.000)	(132.766)	(8,9)
Pessoal e administradores	(85.899)	(84.306)	1,9
Planos previdenciário e assistencial	(20.089)	(18.180)	10,5
Material	(10.885)	(4.659)	133,6
Serviços de terceiros	(47.917)	(67.927)	(29,5)
Depreciação e amortização	(190.155)	(176.873)	7,5
Provisões e reversões	(1.778)	(1.962)	(9,4)
Custo de construção	(56.170)	(50.607)	11,0
Outros custos e despesas operacionais	(62.722)	42.678	—
<b>RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	<b>71.639</b>	<b>100.437</b>	<b>(28,7)</b>
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FIN. E TRIBUTOS</b>	<b>933.998</b>	<b>821.295</b>	<b>13,7</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(246.217)</b>	<b>(257.103)</b>	<b>(4,2)</b>
Receitas financeiras	125.106	91.894	36,1
Despesas financeiras	(371.323)	(348.997)	6,4
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>	<b>687.781</b>	<b>564.192</b>	<b>21,9</b>
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>	<b>(213.411)</b>	<b>(148.148)</b>	<b>44,1</b>
Imposto de renda e contribuição social	(112.173)	(122.176)	(8,2)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(101.238)	(25.972)	289,8
<b>LUCRO LÍQUIDO COM OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE</b>	<b>474.370</b>	<b>416.044</b>	<b>14,0</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>-</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO</b>	<b>474.370</b>	<b>416.044</b>	<b>14,0</b>
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade	474.370	416.044	14,0
Atribuído aos acionistas não controladores	—	—	-
<b>EBITDA</b>	<b>1.124.153</b>	<b>998.168</b>	<b>12,6</b>



# RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA - DRE DIS

R\$ mil

Demonstração do Resultado	1T26	1T25	Δ%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>4.924.766</b>	<b>4.304.765</b>	<b>14,4</b>
Fornecimento de energia elétrica	1.725.106	1.783.667	(3,3)
Suprimento de energia elétrica	24.000	31.003	(22,6)
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD)	1.788.069	1.769.147	1,1
Receita de construção	522.761	584.584	(10,6)
Valor justo dos ativos da concessão	20.075	24.016	(16,4)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	699.600	(14.456)	—
Outras receitas operacionais	145.155	126.804	14,5
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(4.358.564)</b>	<b>(3.767.686)</b>	<b>15,7</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(2.386.639)	(1.847.182)	29,2
Encargos de uso da rede elétrica	(708.425)	(656.801)	7,9
Pessoal e administradores	(158.656)	(142.379)	11,4
Planos previdenciário e assistencial	(43.059)	(39.773)	8,3
Material	(14.244)	(17.806)	(20,0)
Serviços de terceiros	(195.675)	(200.707)	(2,5)
Depreciação e amortização	(202.972)	(167.658)	21,1
Provisões e reversões	(80.536)	(69.705)	15,5
Custo de construção	(522.761)	(584.584)	(10,6)
Outros custos e despesas operacionais	(45.597)	(41.091)	11,0
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FIN. E TRIBUTOS</b>	<b>566.202</b>	<b>537.079</b>	<b>5,4</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(241.045)</b>	<b>(192.380)</b>	<b>25,3</b>
Receitas financeiras	168.946	152.928	10,5
Despesas financeiras	(409.991)	(345.308)	18,7
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>	<b>325.157</b>	<b>344.699</b>	<b>(5,7)</b>
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>	<b>(105.940)</b>	<b>(112.277)</b>	<b>(5,6)</b>
Imposto de renda e contribuição social	(48.680)	(95.565)	(49,1)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(57.260)	(16.712)	242,6
<b>LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO</b>	<b>219.217</b>	<b>232.422</b>	<b>(5,7)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>769.174</b>	<b>704.737</b>	<b>9,1</b>

# RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA - DRE COM

R\$ mil

Demonstração do Resultado	1T26	1T25	Δ%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>1.269.034</b>	<b>956.242</b>	<b>32,7</b>
Fornecimento de energia elétrica	271.130	408.616	(33,6)
Suprimento de energia elétrica	948.822	539.845	75,8
Outras receitas operacionais	49.082	7.781	530,8
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(1.242.370)</b>	<b>(928.809)</b>	<b>33,8</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(1.231.547)	(920.657)	33,8
Pessoal e administradores	(7.124)	(3.653)	95,0
Planos previdenciário e assistencial	(464)	(438)	5,9
Material	(12)	(160)	(92,5)
Serviços de terceiros	(936)	(1.048)	(10,7)
Depreciação e amortização	(506)	(429)	17,9
Provisões e reversões	71	(1.097)	(106,5)
Outros custos e despesas operacionais	(1.852)	(1.327)	39,6
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FIN. E TRIBUTOS</b>	<b>26.664</b>	<b>27.433</b>	<b>(2,8)</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>5.422</b>	<b>10.712</b>	<b>(49,4)</b>
Receitas financeiras	5.536	10.874	(49,1)
Despesas financeiras	(114)	(162)	(29,6)
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>	<b>32.086</b>	<b>38.145</b>	<b>(15,9)</b>
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>	<b>(11.043)</b>	<b>(13.010)</b>	<b>(15,1)</b>
Imposto de renda e contribuição social	—	(11.134)	(100,0)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(11.043)	(1.876)	488,6
<b>LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO</b>	<b>21.043</b>	<b>25.135</b>	<b>(16,3)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>27.170</b>	<b>27.862</b>	<b>(2,5)%</b>



**COPEL**

*Pura Energia*



RESULTS

1Q26



# Highlights 1Q26

## Operational and Commercial Performance

**Gains from modulation and submarkets**, resulting from an efficient commercial strategy

**Sales: -11.7%**

5,275 GWh

DisCo's billed grid market **grew by +2.1%**

Significant results in revenue generation, even in the face of a challenging scenario:

- **GSF:** 92.0%
- **Curtailement:** 20.7%
- **PLD:** R\$ 359.40/MWh (vs. R\$ 161.87 in 1Q25)

## Financial results

**Recurring Ebitda**  
**R\$ 1,754.6 milhões**  
+16.7% vs. 1Q25

**Recurring Net Income**  
**R\$ 638.9 milhões**  
+10.7% vs. 1Q25

**Capex of**  
**R\$ 681,6 million** in 1Q26

**Indebtedness:**  
**leverage of 2,8x**  
net debt to Ebitda as of March 31, 2026

## Shareholder returns

**Interest on Equity**  
**R\$ 706 million**  
(R\$ 0.2377 per share)

**Dividend Payment**  
**R\$ 1.35 billion** to be paid in June 30, 2026, relating to the dividends announced in December 2025

## ESG

**Dow Jones Best in Class Index**

Copel Joins the DJ BIC Portfolio

## Financial Indicators



R\$ million

Key Financial Highlights	1Q26	1Q25	Δ%
EBITDA (R\$ million)	1,907.90	1,736.5	9.9
Recurring Ebitda (R\$ million)	1,754.6	1,503.2	16.7
Net profit (R\$ million)	694.0	664.7	4.4
Recurring Net Income (R\$ million)	638.9	576.9	10.7
EPS - Earnings per share (R\$) <sup>1</sup>	0.23	0.20	15.0
Interest on Equity	2.9%	2.5%	16.0
Ebitda margin	27.0%	29.5%	'-2,5p.p
Recurring Ebitda Margin	25.4%	25.9%	-0,5 p.p
Recurring Operating Margin	14.7%	16.1%	-1.4 p.p
Book value per share (R\$)	8.01	7.78	3.0
Equity-to-Debt Ratio	73.4%	70.6%	4.0
Current Liquidity	1.4	1.5	(6.7)
Leverage	2,8x	2,3x	+0,5x

<sup>1</sup> Considers net income attributed to shareholders of the parent company  
Amounts subject to rounding.



# Results Webcast

May, 06 2026  
10h BRT

[Access link](#)





# Summary

1 Consolidated Results	3
1.1 Ebitda	3
1.2 Operating Revenue	4
1.3 Operating costs and expenses	6
1.4 Equity Income Result	8
1.5 Financial Results	8
1.6 Consolidated Net Income	9
1.7 Debt and Leverage	10
2 Investments	12
3 Copel Geração e Transmissão (GenCo)(Consolidated Result)	13
3.1 Economic and Financial Performance	13
3.1.1 IFRS effect on the Transmission segment	15
3.2 Operational Performance	16
3.2.1 Generation	17
3.2.3 Transmission	18
4 Strategy of Commercialization	20
4.1 Business Context	20
4.2 Business Performance	20
5 Copel Distribuição (DisCo)	23
5.1 Economic and Financial Performance	23
5.2 Operation Performance	26
5.2.1 Grid Market (TUSD)	26
5.2.2 Captive Market	26
5.2.3 Operational data	26
6 ESG performance	29
6.1 ESG in Copel's Strategy	29
6.2 Recents highlights	30
6.3 Indicators	30
6.4 Ratings, Rankings and Indexes	31
7 Other highlights from the period	32



# 1 Consolidated Results

The consolidated result consist of the combined operations of Copel (Holding), Copel Geração e Transmissão (GenCo), Copel Distribuição (DisCo), Copel Comercialização (TradeCo) and other equity holdings<sup>1</sup>. The following analyses refer to the first quarter of 2026 (1Q26) compared to the same period in 2025 (1Q25).

## 1.1 Ebitda

Copel's recurring Ebitda<sup>2</sup> amounted to R\$ 1,754.6 million in 1Q26, a 16.7% increase compared to the R\$ 1,503.2 million recorded in 1Q25. This result reflects the Company's ability to consistently generate value, supported by the strength of its assets and the efficient execution of its operational and commercial strategy. Roughly speaking, GenCo and TradeCo together accounted for 57.2% of this result, while Copel DIS accounted for the remainder.<sup>3</sup>

### Highlights for Q1 2026 include:

- I. GenCo's Ebitda growth of 30.7% (+R\$ 240.6 million) compared to 1Q25, totaling R\$ 1,023.7 million, resulting from the following factors:
  - i. an increase in CCEE supply revenue, mainly due to the positive effects of transactions carried out in the Short-Term Market (MCP), particularly the adjustment of the hydroelectric generation portfolio in light of the behavior of the Settlement Price of Differences (PLD) in the Southern submarket during the period;
  - ii. the increase in supply revenue from Bilateral Contracts, due to higher volumes and prices of energy sold, up 11.7% and 7.5%, respectively, between the periods;
  - iii. an increase in revenue from grid availability, explained primarily by the acquisition of Transmissora Mata de Santa Genebra S.A. (MSG) and an average 2.2% increase in the RAP of transmission companies wholly owned by our GenCo for the 2025/2026 cycle, excluding MSG. This result was partially offset by the increase in electricity purchased for resale, resulting from the combination of a lower GSF — which fell from 107.7% in 1Q25 to 92.0% in 1Q26 — and a higher level of *curtailment*, which rose from 8.8% to 20.7% in the same period, also impacting the increase in generation deviation at wind farms. Further details in section 3.1;
- II. the 10.0% increase in DisCo's Ebitda (+R\$ 69.4 million) compared to 1Q25, resulting primarily from:
  - i. 2.1% growth in the billed electricity market, reflecting increased economic activity in the concession area and growth in the customer base over the period;
  - ii. the Annual Tariff Adjustment (RTA) of June 2025, with an average effect of 1.3% on parcel B. Further details in section 4.1; and

<sup>1</sup> Copel Serviços, Elejor, and other holdings in generation assets.

<sup>2</sup> Excluding non-recurring items, mark-to-market (MTM) at Copel Comercialização, new replacement value due to the present value adjustment of the indemnifiable asset (VNR) at Copel Distribuição, equity method, and the effects of IFRS on transmission contract assets

<sup>3</sup> The remaining segments include the Holding Company, Copel Serviços, Elejor, as well as Elimination and Reclassification adjustments.



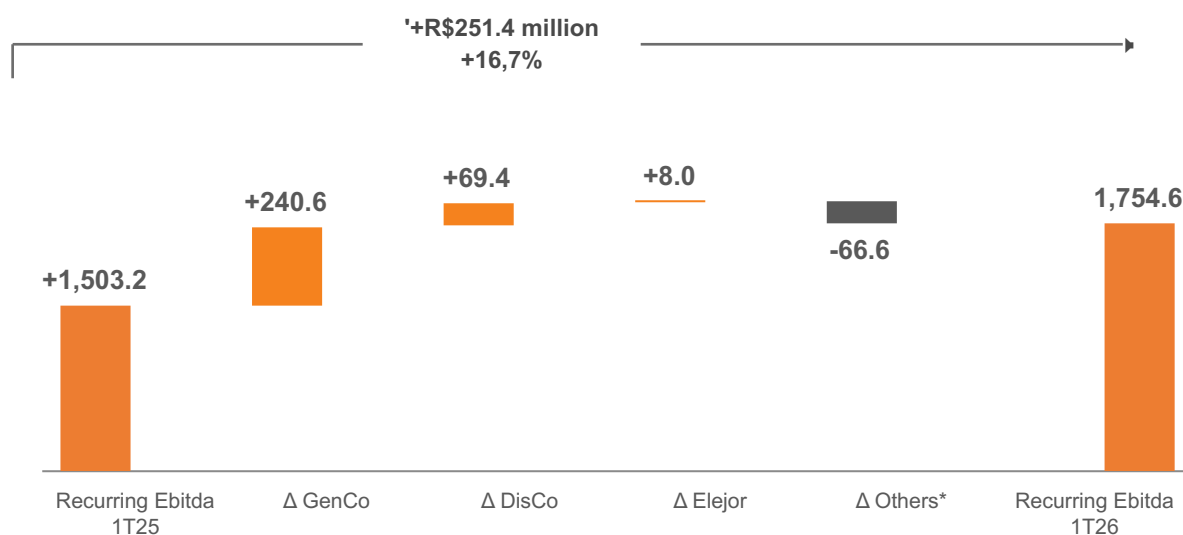
III. the R\$ 8.0 million increase in Elejor's Ebitda compared to 1Q25, driven by higher volumes of energy sold under bilateral contracts during the period and an increase in the average selling price;

This result was partially offset by the impact of contracts for power generation from intermittent sources, which had an effect of approximately R\$ 37.8 million in 1Q26 at TradeCo.

The non-recurring items considered in the calculation of Recurring Ebitda are shown in the table below:

R\$ million			
Recurring Ebitda	1Q26	1Q25	Δ%
Ebitda	1,907.9	1,736.5	9.9
(-/+ ) Fair value on purchase and sale of energy	(48.0)	(6.7)	616.4
(-/+ ) Provision/Reversal of severance pay	18.9	21.0	(10.0)
(-/+ ) Disposal of assets / asset swap	—	(109.8)	—
(-/+ ) Equity equivalence	(69.8)	(100.4)	(30.5)
(-/+ ) New Replacement Value - NRV	(20.1)	(24.0)	(16.3)
(-/+ ) IFRS effect (Corporate/Regulatory Transmission Revenue)	(34.3)	(13.4)	1.6
<b>Recurring Ebitda</b>	<b>1,754.6</b>	<b>1,503.2</b>	<b>16.7</b>

#### | Consolidated Recurring Ebitda (R\$ million)



\*Includes Ebitda from discontinued operations, Copel (Holding), Copel Serviços, Elejor and eliminations and reclassifications between group companies.

## 1.2 Operating Revenue

Recurring Net Operating Revenue, including the effects of IFRS in the power transmission segment and excluding VNR, MTM, and non-recurring events, totaled R\$ 6,909.1 million in 1Q26, a 19.2%

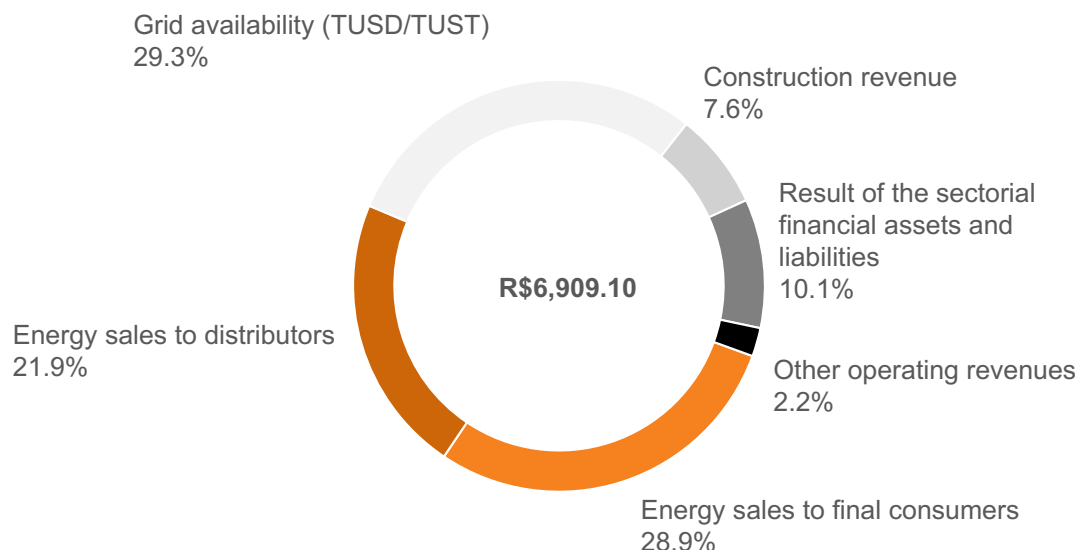
increase compared to the R\$ 5,797.4 million recorded in 1Q25. This result reflects, primarily, the following increases:

- I. R\$ 714.1 million in the result from sector-specific financial assets and liabilities (CVA), a consequence of the application of rate-based cost coverage for Parcel A, particularly regarding energy purchased for resale and the refund of PIS/Cofins to DisCo's consumers during the period;
- II. R\$ 538.5 million (+55.2%) in electricity supply revenue, with the following highlights: i. growth in GenCo's supply revenue, driven by the positive impact of transactions carried out in the Short-Term Market (MCP), notably the modulation of the hydroelectric generation portfolio and the increase in the average Settlement Price of Differences (PLD) for the Southern submarket, as well as the higher volume of energy sold (+11.7%) in bilateral contracts between periods; ii. a 9.0% increase in the volume of energy sold for TradeCo's bilateral contracts. This result was partially offset by a 61.4% increase in generation deviation at wind farms due to higher *curtailment* in 1Q26;
- III. R\$ 103.1 million (+5.4%) in higher revenue from GenCo's grid availability, adjusted for the IFRS effect on the Transmission Companies, in the amount of R\$ 93.3 million, explained mainly by the acquisition of the Mata de Santa Genebra - MSG Transmission Company and an average 2.2% increase in the RAP of the transmission companies wholly owned by Copel GeT for the 2025/2026 cycle, ex-MSG.

This result was partially offset by a decrease:

- I. of R\$ 196.0 million (-8.9%) in electricity supply revenue, due mainly to the lower volume sold to eligible consumers by TradeCo (-25.9%) and the effect of periodic rate adjustments that reduced the Energy Tariff - TE by 5.5% in the RTA/2025, partially offset by growth in revenue from subsidies for DisCo tariff discounts.
- II. in construction revenue by R\$ 61.8 million (-10.6%), explained mainly by the reduction in the volume of construction projects related to DisCo's investment program.

| Net operating revenue

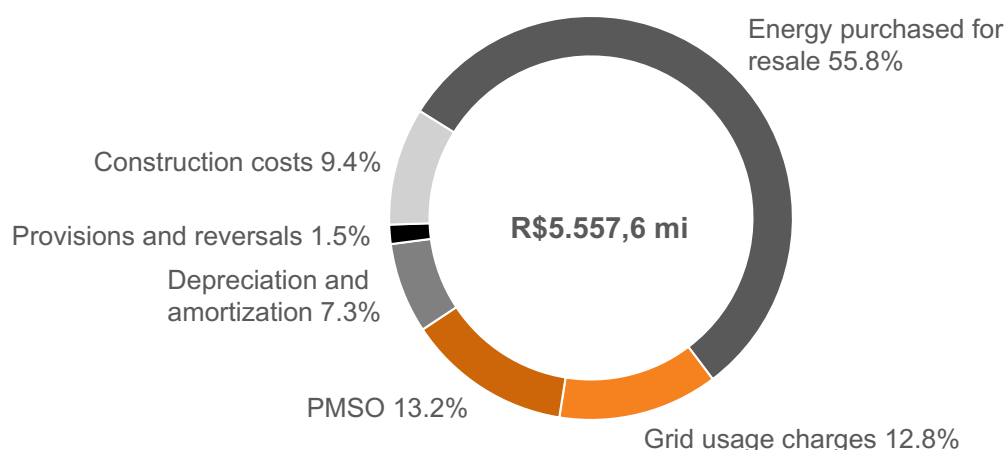




## 1.3 Operating costs and expenses

In 1Q26, recurring operating costs and expenses totaled R\$ 5,557.6 million, an increase of 19.5% compared to the R\$ 4,649.2 million recorded in 1Q25. The cost of electricity purchased for resale represents 55.8% of total costs incurred in the quarter, followed by PMSO at 13.2%, sector-specific charges at 12.8%, construction costs at 9.4%, and other costs at 8.8%.

### | Breakdown of Costs and Expenses



The main changes during the period are:

- I. an increase of R\$ 849.8 million (+37.7%) in *Energy purchased for resale*, resulting mainly from:
  - i. an increase of R\$ 539.5 million in energy purchases from DisCo, notably the acquisition of energy on the CCEE (+R\$ 363.3 million) and the higher volume from the distributed generation system (+R\$ 180.7 million);
  - ii. the increase of R\$ 303.6 million (+30.2%) at TradeCo due to the purchase of electricity under bilateral contracts; and
  - iii. an increase of R\$ 96.1 million in energy purchases by Copel GeT, primarily due to energy purchased under bilateral contracts from the hydro portfolio (+R\$ 78.0 million) and energy procurement on the CCEE (short-term) for wind farms, as a result of higher *curtailment* during the period.
- II. an increase of R\$ 48.0 million in *depreciation and amortization* due to a larger asset base resulting from growth in invested capital between periods, particularly at DisCo.
- III. the higher cost of *electricity grid usage charges* (+R\$ 29.8 million), mainly related to the Basic Grid at DisCo.
- IV. an increase of R\$ 27.5 million (+3.9%) in recurring managed costs (PMSO).
- V. a Growth in *provisions and reversals* (+R\$ 15.1 million) due to higher PECLD at DisCo (+R\$ 51.3 million), partially offset by a reduction in litigation (-R\$ 38.0 million), specifically, civil and administrative (-R\$ 22.9 million) and labor (-R\$ 6.0 million).

This result was partially offset by a R\$ 61.8 million (-10.6%) decrease in construction costs due to lower capital invested in 1Q26.



For recurring manageable costs (PMSO), the 3.9% increase stems from the following factors: **i.** a 15.6% rise (+R\$ 35.5 million) in personnel expenses, driven by a 38.0% increase in provisions for variable compensation as a result of the Company's operational performance, and the effect of the collective bargaining agreement — ACT 2025 — with a salary adjustment based on the National Consumer Price Index (INPC) of 5.01%; **ii.** a 9.4% increase (+R\$ 10.3 million) in *Other operating costs and expenses*, notably equipment and software rentals (+R\$ 9.5 million); **iii.** an 8.5% increase (+R\$ 5.2 million) in social security and employee benefits; and **iv.** a 12.6% increase (+R\$ 2.9 million) in material costs, primarily electrical components at GenCo.

The PMSO result was partially offset by a 9.3% decrease (-R\$ 26.3 million) in third-party services, lower costs for administrative facilities, communication and data transmission, and customer service and call center operations.

The table below presents controllable costs with a comparison between quarters and year-to-date:

R\$ million

Recurring Manageable Costs*	1Q26	1Q25	Δ%
Staff and management	263.7	228.3	15.5
Social security and assistance plans	66.1	60.9	8.5
Material	25.9	23.0	12.6
Third-party services	256.0	282.3	(9.3)
Other operating costs and expense	120.0	109.7	9.4
<b>TOTAL</b>	<b>731.7</b>	<b>704.2</b>	<b>3.9</b>

\*Excludes the effects of the following non-recurring items: Personnel - Reversal/provision for Voluntary Dismissal Program; and Others - disposal/swap of assets.

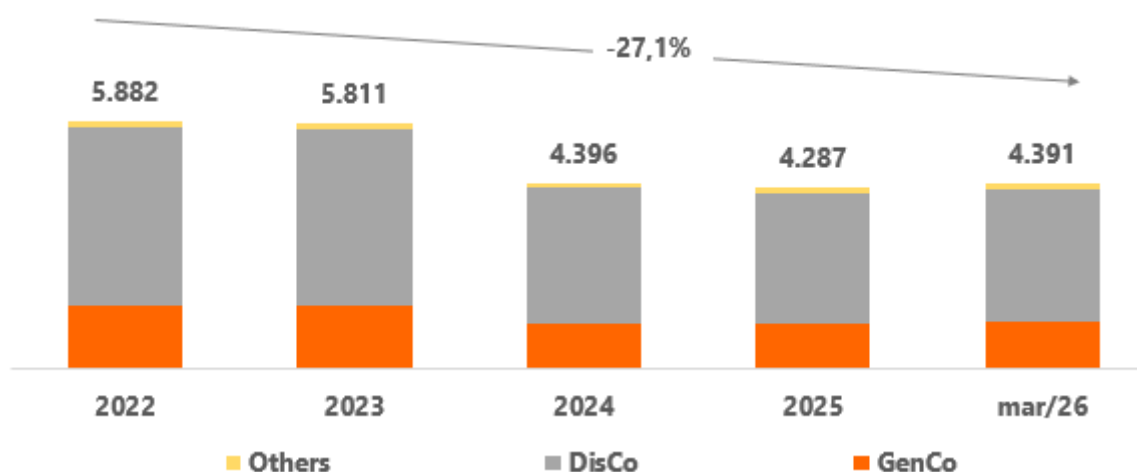
After neutralizing the effects of provisions related to the Performance Bonus (PPD), Profit Sharing (PLR), and Long-Term Incentives (ILP), there was an increase of R\$ 7.6 million (+4.2%) in personnel and administrative costs in the quarterly comparison, an effect primarily driven by the collective bargaining agreement - ACT 2025, with a salary adjustment based on the National Consumer Price Index (INPC) of 5.01%, considering the 12-month period through September 2025. Excluding the effects of cumulative inflation as measured by the INPC, which stood at 3.8% between March 2025 and March 2026, *personnel and management* costs remained stable.

R\$ million

Recurring Personnel Costs	1Q26	1Q25*	Δ%
Personnel and management	263.7	228.3	15.5
(-/+ ) Profit sharing, PPD, and ILP	(73.2)	(45.4)	61.2
<b>TOTAL</b>	<b>190.5</b>	<b>182.9</b>	<b>4.2</b>



## Evolution of the workforce



## 1.4 Equity Income Result

The equity income from Copel's jointly controlled entities and other associates in 1Q26 decreased by 30.5% compared to the same period of the previous year (R\$ 69.8 million, compared to R\$ 100.4 million recorded in 1Q25). The decline is mainly due to the 100% consolidation of the transmission company Mata de Santa Genebra S.A. - MSG, effective June 1, 2025, and to the decrease in the revaluation of contract assets in the transmission segment, caused by lower inflation in the quarters (IPCA of 1.92% vs. 2.04% in 1Q25).

## 1.5 Financial Results

The financial result was a loss of R\$ 489.7 million in 1Q26, compared to a loss of R\$ 446.5 million recorded in 1Q25, a negative increase of R\$ 43.0 million (+9.6%). This change stems mainly from the increase in debt service expenses, which totaled an additional R\$ 129.2 million (+21.4%), reflecting, above all, the raising of funds to finance the Company's investments. These effects were partially offset by a R\$ 34.0 million increase in the remuneration and restatement of segment assets and liabilities and a R\$ 21.3 million decrease in the monetary restatement of litigation.

R\$ million

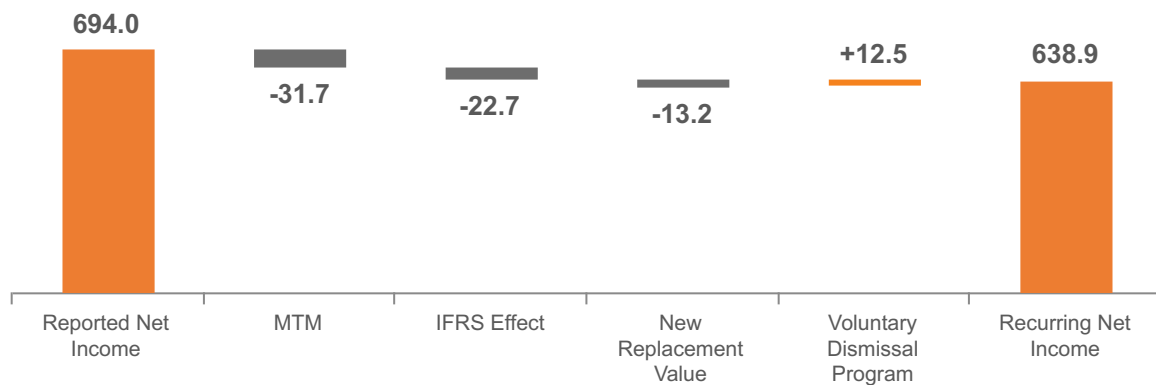
Financial Results	1Q26	1Q25	Δ%
Financial Revenues	332.9	297.6	11.9
Financial Expenses	(822.6)	(744.1)	10.5
<b>Total Financial Result</b>	<b>(489.7)</b>	<b>(446.5)</b>	<b>9.6</b>

## 1.6 Consolidated Net Income

Copel reported net income of R\$ 694.0 million in 1Q26, compared to R\$ 664.7 million in 1Q25, an increase of 4.4%, mainly due to improved operating performance with reported Ebitda of R\$ 1,907.9 million (+9.9%), compared to Ebitda of R\$ 1,736.5 million in 1Q25. This result was partially offset by lower financial income (-R\$ 43.0 million) and an increase in tax payments (+R\$ 50.9 million), given the stronger operating performance.

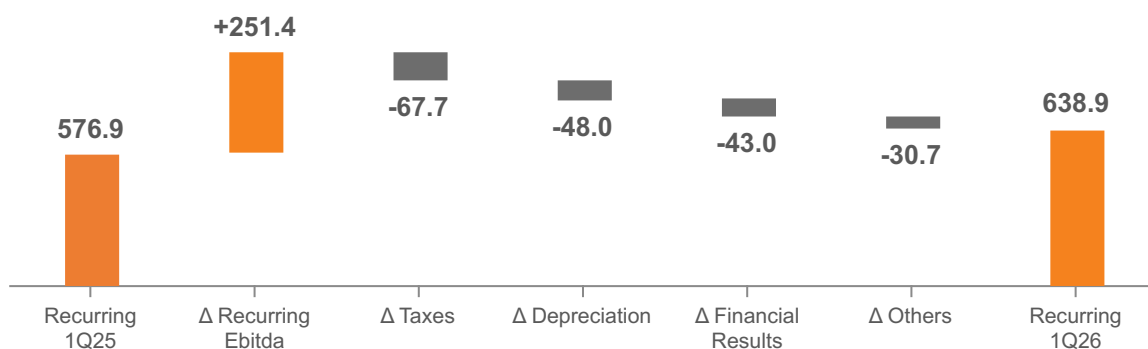
The main adjustments to net income in 1Q26 were:

### | Adjustments to net income in 1Q26 (R\$ million)



Excluding non-recurring items and non-cash factors — such as New Replacement Value (VNR), MTM, IFRS adjustments for broadcasters, and net income from discontinued operations — recurring net income grew by 10.7% compared to 1Q25, reaching R\$ 638.9 million. This performance was driven by the increase in recurring Ebitda (+16.7%), effects partially offset by the decline in financial income, in equity method income due to the consolidation of Mata de Santa Genebra S.A., and by higher tax payments during the period.

### | Change in Recurring Net Income (R\$ million)





## 1.7 Debt and Leverage

Copel's total consolidated debt as of March 31, 2026, was R\$ 23,340.8 million, a 16.5% increase compared to the amount recorded as of December 31, 2025, of R\$ 20,038.9 million. The following table and charts show the indebtedness of Copel and its subsidiaries as of March 31, 2025.

### | Debt by subsidiary

R\$ million				
R\$ mil	GenCo <sup>2</sup>	DisCo	Others <sup>3</sup>	Total
Total Debt <sup>1</sup>	7,893.0	11,084.2	4,363.6	23,340.8
Availability	1,575.8	1,793.8	2,514.3	5,883.9
<b>Adjusted Net Debt</b>	<b>6,317.2</b>	<b>9,290.4</b>	<b>1,849.3</b>	<b>17,456.9</b>
Leverage				2.8x
Duration (years)	3.5	3.6	5.2	3.7

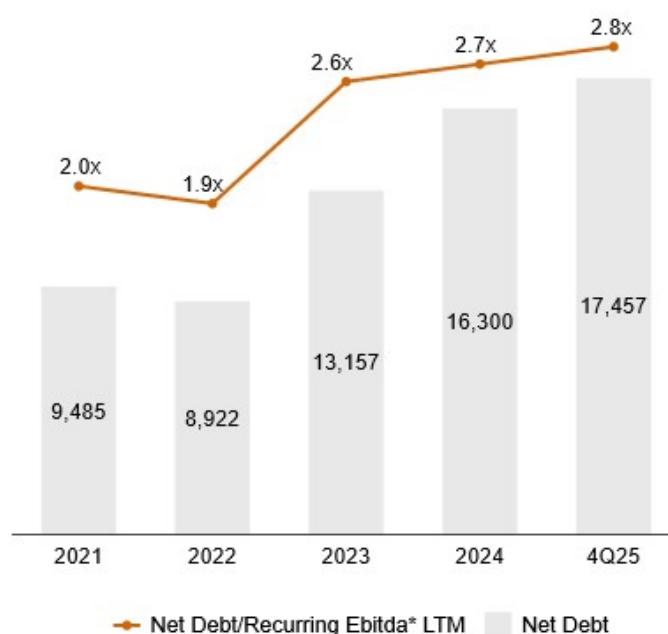
<sup>1</sup> Includes the effect of swaps on debentures.

<sup>2</sup> Includes Copel Geração e Transmissão S.A. (parent company).

<sup>3</sup> Includes Copel Serviços, wind farms (Brisa Potiguar, São Bento, Cutia, Jandaíra, Vilas, Aventura, and SRMN), and transmission facilities (Costa Oeste, Marumbi, and Mata de Santa Genebra).

As of March 31, 2026, consolidated leverage stood at 2.8x, reflecting net debt of R\$ 17,456.9 million — an increase of 0.1x from the 2.7x recorded at the end of 2025. The indicator remains at a comfortable level and within the parameters defined by the Company's optimal capital structure, with a target midpoint of 2.8x and a range of 2.5x to 3.1x, provided there is a convergence toward 2.8x within 24 months.

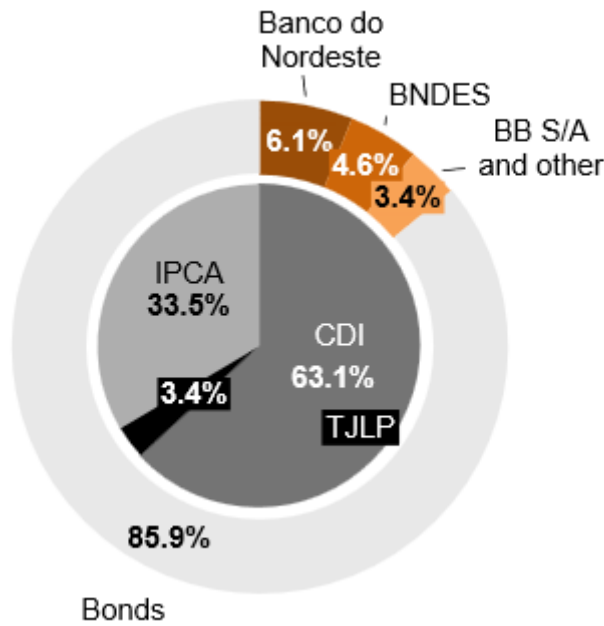
### | Adjusted Net Debt/Recurring Ebitda



\*excludes equity equivalence, considers discontinued operations and excludes the effects of impairment, severance pay, MTM, GSF renegotiation, losses on decommissioning of assets, and gains on disposal/swap of assets

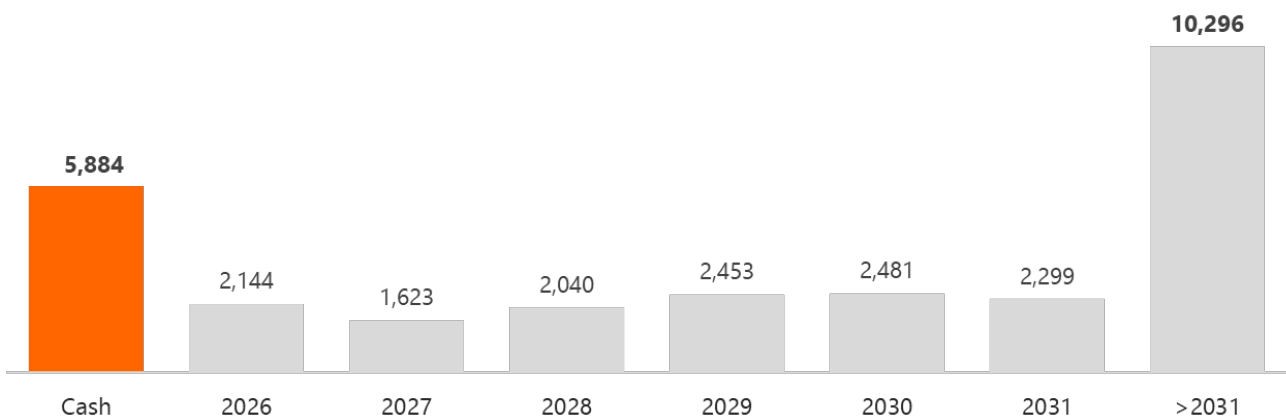
The average cost of debt at the nominal rate as of March 31, 2026, is 13.05% p.a. (13.07% p.a. as of December 31, 2025), which is equivalent to 89.11% of the CDI (87.74 % of the CDI as of December 31, 2025).

| Debt Composition and Indexation



| Amortization (R\$ million)

Average term: 5,2 years (vs. 4,9 years in 2025)





## 2 Investments

In 1Q26, the amount realized from the investment program was R\$ 581.7 million, with 75.4% coming from DisCo and 24.3% from GenCo, TradeCo and Copel Holding.

R\$ million

Subsidiary / SPE	Realized	
	1Q26	1Q25
<b>DisCo</b>	438.6	596.6
<b>GenCo</b>	141.4	80.8
Generation	65.1	20.6
Hydroelectric	49.9	8.7
Wind	15.2	11.9
Transmission	67.1	48.9
Improvements/Reinforcemen <sup>1</sup>	66.1	45.8
Other Investments	1.0	3.1
Other GenCo Projectst <sup>2</sup>	9.2	11.3
<b>Copel (Holding)</b>	1.4	0.2
<b>TradeCo</b>	0.3	0.3
<b>Copel Serviços and other equities<sup>3</sup></b>	0.0	0.3
<b>Total</b>	<b>581.7</b>	<b>678.2</b>

<sup>1</sup> Includes Facility Modernization Plan - PMI.

<sup>2</sup> Includes modernization of COGT (Generation and Transmission Operations Center), modernization of GPS Parigot de Souza HPP and Marumbi and Uirapuru SPEs

<sup>3</sup> Includes an innovation plan in the energy sector aligned with the investment thesis, Copel's innovation programs, and ESG practices

Investments made in the distribution company are primarily allocated to the modernization and renewal of the distribution grid, using standardized technologies to support automation equipment. Among the benefits are grid resilience to reduce outages and ensure service quality, reduced costs for O&M and commercial services, and improved control of the Equivalent Duration of Interruption per Consumer Unit (DEC) and Equivalent Frequency of Interruption per Consumer Unit (FEC) indicators. All capital invested in Copel DIS during the quarter was directed toward investments in power infrastructure assets.

During the quarter, investments made at GenCo were directed primarily toward reinforcing and improving transmission lines, maintaining and modernizing the generating units of hydroelectric plants, and enhancing the performance of wind power assets. These segments accounted for 93.5% of the total invested at GenCo during the period.



## 3 Copel Geração e Transmissão (GenCo)(Consolidated Result)

### 3.1 Economic and Financial Performance

Copel GeT reported recurring Ebitda<sup>4</sup> of R\$ 1,023.7 million, an amount 30.7% or R\$ 240.6 million higher than the R\$ 783.1 million recorded in 1Q25.

This result reflects, primarily:

- I. an increase of R\$ 166.8 million in CCEE supply revenue, driven largely by the positive impact of transactions conducted on the MCP, notably the modulation of the hydroelectric generation portfolio. This performance was driven by the rise in the average PLD of the Southern submarket, which increased from R\$ 161.87/MWh in 1Q25 to R\$ 359.40/MWh in the current period;
- II. the R\$ 99.2 million increase in revenue from bilateral supply contracts, driven by higher energy sales volume (+11.7%) between the periods, as well as a 7.5% increase in the average price of Copel GeT's portfolio (R\$ 195.90/MWh in 1Q26 compared to R\$ 182.29/MWh in 1Q25)
- III. higher revenue from grid availability, adjusted for the IFRS effect on the Transmission Companies, in the amount of R\$ 93.3 million, explained mainly by the incorporation of the MSG Transmission Company and an average increase of 2.2% in the RAP of the transmission companies in which Copel GeT holds a 100% stake for the 2025/2026 cycle, excluding MSG;
- IV. a decrease of R\$ 11.6 million in recurring managed costs (PMSO).

The positive effects mentioned above were partially offset by:

- I. an increase of R\$ 96.1 million in electricity purchased for resale, resulting from the combination of purchases under bilateral contracts in the hydro portfolio (+R\$ 78.0 million) and the acquisition of energy on the CCEE (short-term) for wind complexes, due to higher curtailment during the period;
- I. a higher generation variance of R\$ 21.1 million (+61.4%), resulting from the increase in *curtailment*, which rose from 8.8% in 1Q25 to 20.7% in 1Q26.

<sup>4</sup> Excluding non-recurring items and the effects of IFRS on transmission contract assets.



R\$ million

Recurring Ebitda	1Q26	1Q25	Δ%
<b>Ebitda</b>	<b>1,124.2</b>	<b>998.1</b>	<b>12.6</b>
(-/+ ) Disposal and swap of assets	—	(109.8)	—
(-/+ ) Reversal/provision of severance pay	5.5	8.6	(36.0)
(-/+ ) Equity equivalence	(71.6)	(100.4)	(28.7)
(-/+ ) IFRS effect (Corporate/Regulatory Transmission Revenue) - see item 3.1.1	(34.3)	(13.4)	156.0
<b>Recurring Ebitda</b>	<b>1,023.7</b>	<b>783.1</b>	<b>30.7</b>

PMSO, excluding non-recurring items, provisions, and reversals, decreased by R\$ 11.6 million (-5.0%), mainly due to lower costs for *third-party services* (-R\$ 20.0 million), due to lower maintenance costs for facilities and services, and by a R\$ 4.4 million reduction in *Other costs and expenses*, primarily from lower costs related to financial compensation for water resource usage, given lower generation during the period. This result was partially offset by higher costs related to the purchase of *Materials* (+R\$ 6.2 million), primarily for wind assets, and an increase in *Personnel* and *administrative* costs of R\$ 4.6 million, due to higher variable compensation (profit-sharing - PLR, performance bonus - PPD, and long-term incentive - ILP), primarily due to the Company's improved operational performance.

R\$ million

Recurring Manageable Costs*	1Q26	1Q25	Δ%
Personnel and management	80.4	75.7	6.2
Pension and welfare plans	20.1	18.2	10.4
Material	10.9	4.7	131.9
Third-party services	47.9	67.9	(29.5)
Other operating costs and expenses	62.7	67.1	(6.6)
<b>TOTAL</b>	<b>222.0</b>	<b>233.6</b>	<b>(5.0)</b>

\*Excludes the effects of the following non-recurring items: Personnel - Reversal/provision for Voluntary Dismissal Program; and Others - disposal/swap of assets; Curtailment

Excluding the effects of PLR, PPD, and ILP, personnel costs decreased by 2.7%, reflecting efficient workforce management, partially offset by the impact of the ACT 2025 collective bargaining agreement, which provides for salary adjustments based on the National Consumer Price Index (INPC), of 5.01% (12-month cumulative INPC through September 2025).

Excluding the effects of cumulative inflation as measured by the INPC, which stood at 3.8% between April 2025 and March 2026, there was a 6.3% reduction in personnel costs.

R\$ million

Recurring Personnel costs	1Q26	1Q25	Δ%
Personnel and administrators <sup>1</sup>	80.4	75.7	6.2
(-/+ ) Profit sharing, PPD and ILP	(19.3)	(12.9)	49.6
<b>TOTAL</b>	<b>61.1</b>	<b>62.8</b>	<b>0.0</b>

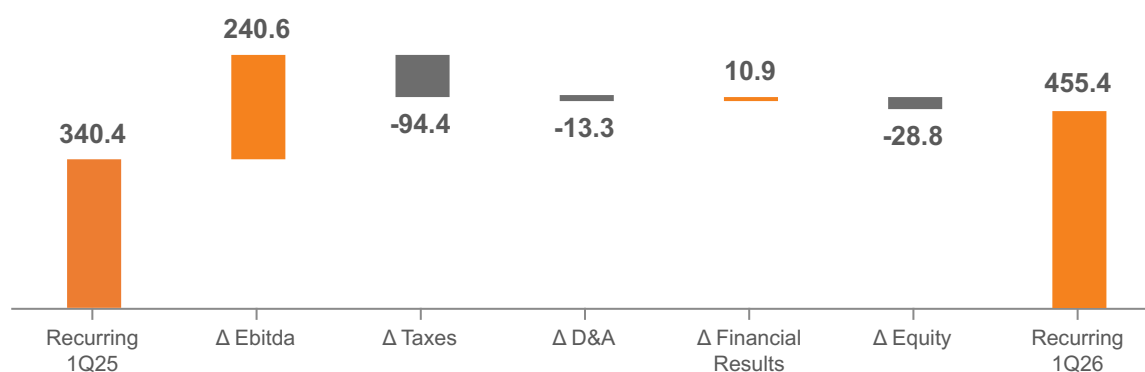
<sup>1</sup> Excludes the effects of the following non-recurring items: Personnel - Reversal/provision for Voluntary Dismissal Program

Recurring net income reached R\$ 455.4 million in 1Q26, an increase of 33.8% (+R\$ 115.0 million) compared to 1Q25. This result reflects, primarily, a combination of the following effects: i. improved Ebitda (+R\$ 240.6 million), driven by the operational performance and consolidation of the



transmission company Mata de Santa Genebra S.A.; **ii.** a 4.2% increase in financial income (+R\$ 10.9 million), driven by higher income from financial investments, partially offset by expenses resulting from higher debt levels and a higher CDI (3.4% in 1Q26, compared to 2.9% in 1Q25); **iii.** an increase of R\$ 94.4 million in tax payments, due to improved operating performance; **iv.** a decrease of R\$ 28.8 million in equity method income, mainly due to the consolidation of Mata de Santa Genebra into the portfolio, which ceased to contribute R\$ 17.0 million to equity method income; and **v.** an increase of R\$ 13.3 million in depreciation and amortization due to higher investments made between the periods.

### | Change in recurring Net Income (R\$ million)



Main Indicators	R\$ million		
	1Q26	1Q25	Δ%
Net Operating Revenue (R\$ million)	1,579.2	1,239.5	27.4
Recurring Net Operating Revenue (R\$ million)	1,488.7	1,175.6	26.6
Operating Costs and Expenses (R\$ million)	(716.8)	(518.7)	38.2
Operating Result (R\$ million)	687.8	564.2	21.9
Net Profit (R\$ million)	474.4	416.0	14.0
Recurring Net Profit (R\$ million)	455.4	340.4	33.8
Ebitda (R\$ million)	1,124.2	998.1	12.6
Recurring Ebitda (R\$ million)	1,023.7	783.1	30.7
Operating Margin	43.6%	45.5%	-1,9 p.p
Net Margin	28.8%	27.5%	1,3 p.p
Ebitda Margin	71.2%	80.5%	-9,3 p.p
Recurring Ebitda Margin	68.8%	66.6%	5,6 p.p
Investment Program (R\$ million)	141.3	80.8	74.9

### 3.1.1 IFRS effect on the Transmission segment

For the calculation, an adjustment was made to account for the effects of applying ICPC 01/IFRIC 12 to the company's financial statements in the transmission segment.



R\$ million

IFRS effect in the Transmission segment	1Q26	1Q25	Δ%
<b>(A) Corporate revenue<sup>1</sup></b>	<b>394.6</b>	<b>280.3</b>	<b>8.7</b>
O&M revenue and effective interest	396.8	275.8	9.1
Construction revenue and margin	54.0	55.1	47.3
Cost of construction	(56.2)	(50.6)	64.5
<b>(B) Regulatory revenue<sup>1</sup></b>	<b>360.3</b>	<b>266.9</b>	<b>41.2</b>
<b>(B-A) IFRS effect - Difference between regulatory and corporate revenue</b>	<b>(34.3)</b>	<b>(13.4)</b>	<b>—</b>
(+/-) Effects on Equity of transmission companies <sup>2</sup>	(21.0)	(59.1)	(92.5)
<b>IFRS effect in Transmission business</b>	<b>(55.3)</b>	<b>(72.5)</b>	<b>—</b>

<sup>1</sup> Net of taxes and charges.

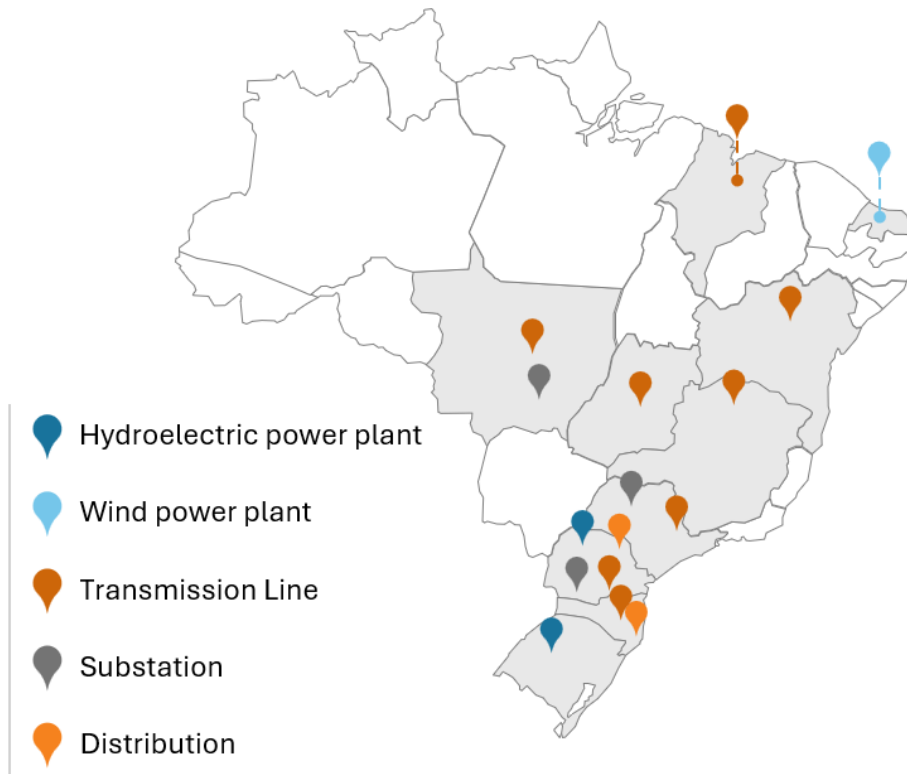
<sup>2</sup> Difference between corporate and regulatory profit of jointly owned subsidiaries in the transmission segment, proportional to GenCo's stake in the ventures.

## 3.2 Operational Performance

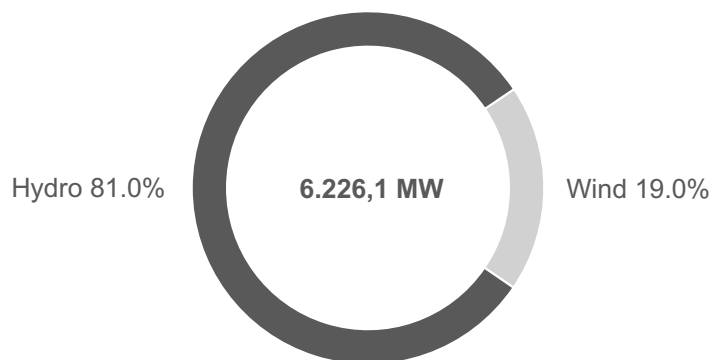
Operating in 10 Brazilian states, Copel Geração e Transmissão manages a diversified portfolio of hydroelectric and wind power plants, totaling 6,226.1 MW of installed capacity and an average of 2,696.4 MW of physical supply. In the Transmission segment, Copel operates a grid totaling 9,680 km of transmission lines and 53 basic grid substations, considering its equity interests.

### 3.2.1 Generation

Copel's generation portfolio consists entirely of renewable sources in operation.



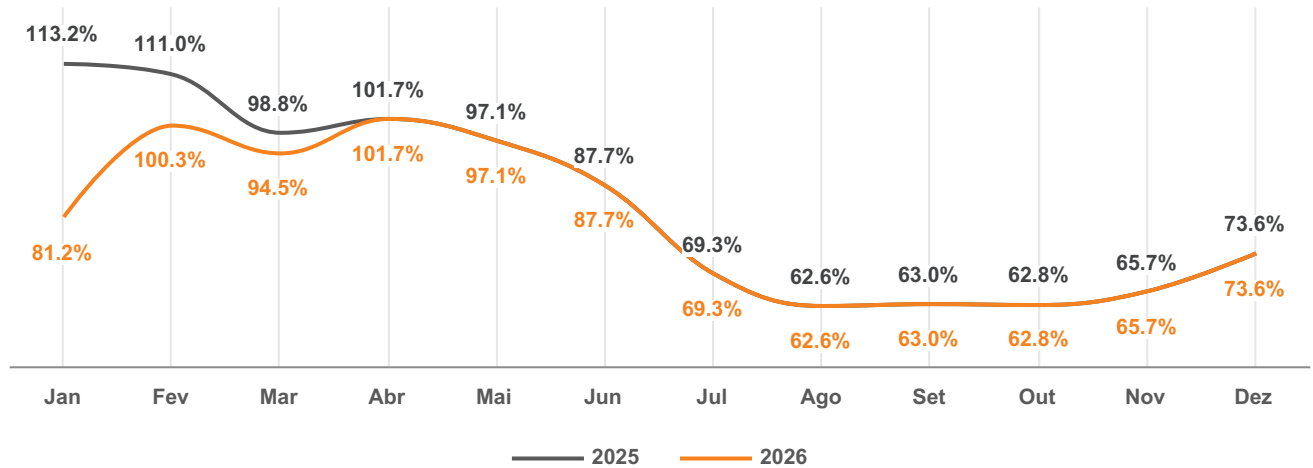
#### | Installed Capacity by Source



Copel Geração e Transmissão S.A.'s hydroelectric generation was 39.8% lower in 1Q26 (3,793 GWh, compared to 6,303 GWh in 1Q25), due to a less favorable hydrological scenario, compared to the same period of the previous year, and divestments in small hydroelectric plants and the Colíder hydroelectric plant. At wind farms, generation was 16.6% lower in 1Q26 (627 GWh, compared to 752 GWh in 1Q25), primarily due to increased *curtailment* in 1Q26 (20.7%, compared to 8.8% in 1Q25).



| GSF - Generation Scaling Factor



Fonte: CCEE

| Average Monthly PLD - Southern Submarket (R\$/MWh)

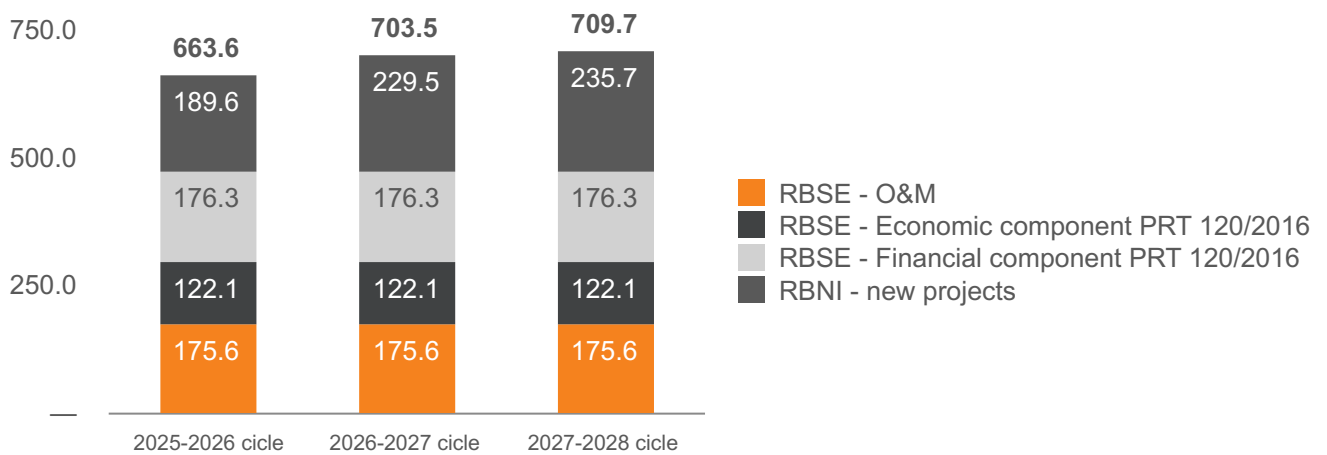


### 3.2.3 Transmission

Copel operates over 9,600 km of transmission lines across eight Brazilian states, including its own assets and those in partnership with other companies. In addition to building, maintaining, and operating its own extensive power transmission grid, Copel provides services to projects operated by other utilities. The Transmission projects comprise 11 line contracts from Copel Geração e Transmissão, the SPEs Costa Oeste, Marumbi, Uirapuru Transmissora, and MSG (100% Copel GeT), as well as the 6 SPEs in which Copel Geração e Transmissão holds an interest.

## RBSE

Below we describe the revenue stream from the portion of revenue related to the Basic Grid of the Existing System (RBSE)<sup>5</sup> for the upcoming cycles. It is important to note that the data may change in the future due to tariff review processes and/or revisions to the parameters used to calculate these revenues by the regulatory agency. The figures below reflect the revision to the calculation methodology for the financial component, established by Approval Resolution No. 3,467/2025, with a negative impact of R\$ 115.1 million, and have been adjusted annually by the IPCA, in accordance with Approval Resolution No. 3,481/2025.



Economic component: future values based on the 2025–2026 cycle (as per REH No. 3,481/2025)]

Financial component: amounts published in REH No. 3,467/2025

RAP values through the 2027-2028 cycle projected based on the values in REH No. 3,467/2025, excluding PIS/COFINS and the Adjustment Portion.

<sup>5</sup> Refers to concession contract 060/2001, which represents 36.6% of the annual permitted revenue (RAP) for transmission by Copel Geração e Transmissão and is proportional to the equity interests.



# 4 Strategy of Commercialization

## 4.1 Business Context

Copel's marketing strategy focuses on consistent and sustainable growth, with disciplined capital allocation and active risk management, within an environment of transition and modernization in the Brazilian electricity sector. The Company has been expanding its operations beyond the traditional concession model, positioning marketing as a strategic driver for value capture and revenue diversification.

Through its wholly-owned subsidiary Copel Comercialização S.A. (TradeCo), Copel structures energy solutions aligned with the evolution of the free market, combining contracts, portfolios, and customized supply arrangements tailored to different consumer profiles. This approach allows the Company to capitalize on opportunities arising from the gradual opening of the market, while maintaining its cash flow predictability and commercial flexibility, thereby protecting and optimizing the portfolio.

In this context, our TradeCo, one of the largest energy retailers in the country, has established itself as one of the Company's main platforms for operating in the Free Market. As of March 31, 2026, Copel served 1,515 customers across 23 states, with an average of 3.02 GW of electricity traded on the CCEE. The 3.6% decrease compared to the same period last year reflects a deliberate portfolio management strategy, prioritizing commercial selectivity, margin optimization, and a balance between scale, risk, and profitability, strengthening the Company's ability to make sound decisions and capture value even in a highly complex market environment.

## 4.2 Business Performance

In the first quarter of 2026, Copel sold 5.3 GWh of electricity, a volume 11.7% lower than that recorded in 1Q25, impacted mainly by the average GSF of 92% in the period, compared to a secondary generation of 108% in the same quarter of the previous year.

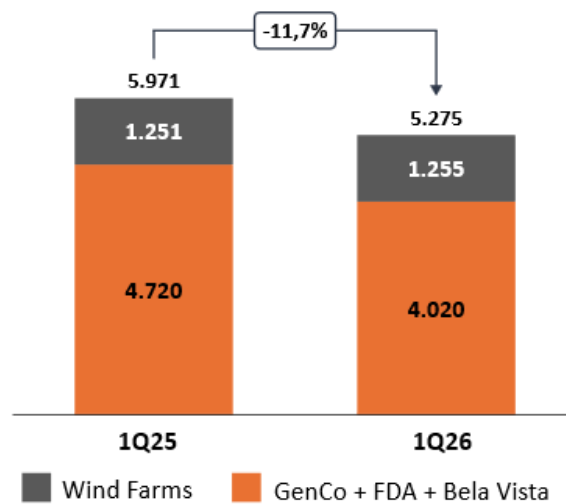
Despite the reduction in the physical volume sold, the economic performance of sales was positive, reflecting the effectiveness of the adopted strategy. The integrated view of the portfolio, combined with hedging operations, active management of submarkets, and favorable seasonal generation patterns in the first half of the year, allowed for the capture of high prices during the period.

The flexibility and fluctuations in customer consumption were effectively offset by the integrated portfolio and hedging operations. In addition, the effects of the hourly profiles of hydroelectric generation and consumption resulted in gains of approximately R\$ 70.0 million over the quarter.

From a regional perspective, the appreciation of the Southern submarket relative to other regions generated an estimated additional profit of R\$ 70.0 million. At the same time, hedging operations mitigated the effects of price divergence in the Northeastern submarket. In the long term, although the pricing environment remains under pressure, the market continues to offer opportune windows for contracting generation capacity, in line with the Company’s origination strategy.

Even amid heightened attention to credit risk in the sector, Copel maintained a default rate of just 0.01% on energy sales, demonstrating the robustness of its commercial policy and risk management, while also representing a significant competitive advantage in its relationships with free market customers.

| Consolidated Sales (GWh)



| Energy balance

The energy balance presented reflects the Company’s strategy of maintaining a robust and diversified portfolio, combining its own resources and purchase and sale contracts in effect as of March 31, 2026. The breakdown of the contracted portfolio and average sales prices demonstrates how Copel manages hydrological, regulatory, and market risks, balancing cash flow predictability and commercial flexibility to operate efficiently throughout the electricity sector’s cycles.



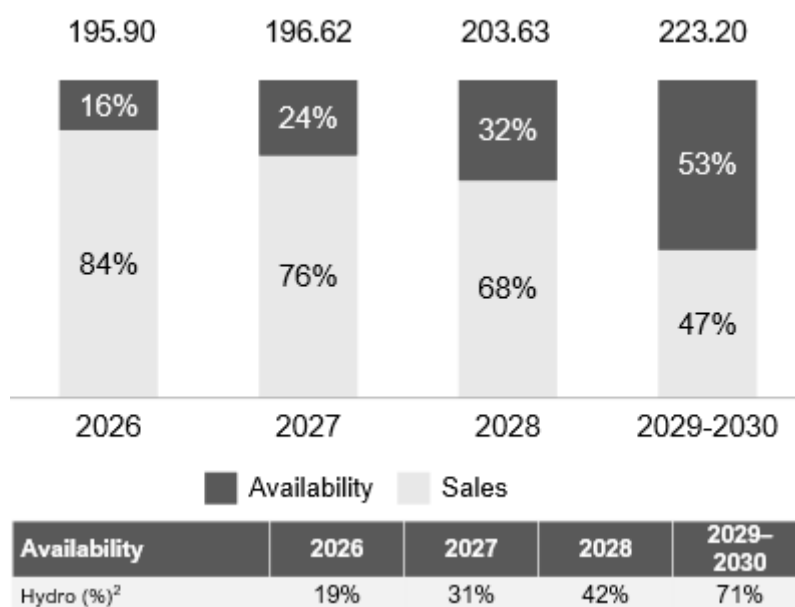
(MW médio)

Energy balance - COPEL GET - mar/26	2026	2027	2028	2029/2030 <sup>(5)</sup>
Own Resources GeT	1,890	1,901	1,920	1,928
GeT <sup>(1)</sup>	1,291	1,291	1,291	1,291
GPS (CCGF) <sup>(2)</sup>	73	73	73	73
Bela Vista + FDA	526	537	556	564
Own Resources SPP and Wind Farm <sup>(3)</sup>	544	544	544	544
Purchases	111	85	—	8
<b>TOTAL OWN RESOURCES + SOLD</b>	<b>2,545</b>	<b>2,530</b>	<b>2,464</b>	<b>2,480</b>
<b>Total Sold</b>	<b>2,144</b>	<b>1,931</b>	<b>1,686</b>	<b>1,155</b>
Sales (Regulated)	706	706	706	706
Sales (Regulated) %	28%	28%	28%	28%
Sales (Free Market)	1,438	1,225	980	449
Sales (Free Market) %	56%	48%	40%	19%
Total Available	401	599	778	1,324
Total Available (%)	16%	24%	32%	53%
<b>Average price of energy sold (R\$)<sup>(4)</sup></b>	<b>195.90</b>	<b>196.62</b>	<b>203.63</b>	<b>223.20</b>

Reference: march/26

<sup>(1)</sup> Includes Mauá 100% from June 25 and GPS 30% (ex-CCGF). Does not include Baixo Iguaçu, Elejor and Foz do Chopim.<sup>(2)</sup> GPS 70% (quota regime).<sup>(3)</sup> Does not include Voltália Wind Complex.<sup>(4)</sup> Average gross energy price (with PIS/COFINS and without ICMS). The GPS CCGF RAG is not considered in the calculation of average prices.<sup>(5)</sup> Calculate the weighted average based on the grades from both periods.

### Energy balance (Hydro + Wind) (P-MIX (R\$/MWh))



Notes: (i) losses and internal consumption were deducted; (ii) both physical guarantees (GFs) and sales by wind SPEs were considered constant for all periods; (iii) energy purchases in each period were considered; (iv) prices were adjusted according to contractual adjustment indices, from the respective reference dates through March 2026; (v) the RAG of the CCGF for GPS is not considered in the calculation of average prices; (vi) average energy prices are gross, including PIS/COFINS and excluding ICMS; (vii) the physical guarantee of the plants in effect as of March 31, 2026, was considered; (viii) the Mauá Hydroelectric Plant has GSF insurance covering 96% of the physical guarantee; and (ix) does not take into account short-term ballast sales transactions.



## 5 Copel Distribuição (DisCo)

### 5.1 Economic and Financial Performance

DisCo reported recurring Ebitda of R\$ 762.3 million in 1Q26, an increase of 10.0% (R\$ 69.4 million) compared to 1Q25. This performance was driven primarily by: i. a 2.1% growth in the billed electricity market, which already accounts for the deduction of the portion of energy offset by Mini and Micro Distributed Generation (MMGD), reflecting increased economic activity in the concession area and growth in the customer base over the period; and ii. by the Annual Tariff Adjustment (RTA) of June 2025, with an average effect of 1.3% on Parcel B.

The following table presents the variation in recurring Ebitda and non-recurring adjustments:

Recurring Ebitda	1Q26	1Q25	Δ%
<b>Ebitda</b>	<b>769.2</b>	<b>704.7</b>	<b>9.2</b>
(-/+ ) Reversal/Provision for severance pay	13.2	12.2	<b>8.2</b>
(-/+ ) New Replacement Value - NRV	(20.1)	(24.0)	<b>(16.3)</b>
<b>Recurring Ebitda</b>	<b>762.3</b>	<b>692.9</b>	<b>10.0</b>

The following factors contributed to the recurring Ebitda result:

- I. the increase of R\$ 18.3 million in other revenues stems mainly from the increase in infrastructure sharing; and
- II. the increase of R\$ 76.3 million (+7.2%) in the gross distribution margin (table below), an indicator that reflects the amount retained by the distributor to cover the costs of its operations, after deducting costs directly associated with the purchase of electricity and sector-specific charges.

Gross Distribution Margin	1Q26	1Q25	Δ%
Recurring Net Operating Revenue (excluding VNR)	4,904.7	4,280.8	14.6
(-) Construction Revenue	522.8	584.6	(10.6)
(-) Other Operating Income	145.2	126.8	14.5
(=) Recurring ROL (excluding construction, other revenues, and VNR)	4,236.7	3,569.4	18.7
(-) Electricity Purchased for Resale	2,386.6	1,847.2	29.2
(-) Electricity Grid Usage Charges	708.4	656.8	7.9
<b>Gross Distribution Margin</b>	<b>1,141.7</b>	<b>1,065.4</b>	<b>7.2</b>

<sup>1</sup> Excludes the effects of the following non-recurring items: Personnel - Reversal/provision for Voluntary Dismissal Program



The main margin results were:

- a) an increase of R\$ 714.1 million in CVA (segment-level financial assets and liabilities);
- b) an increase of R\$ 18.9 million in cash flow revenue, resulting primarily from the 6.4% adjustment in the Distribution System Usage Tariff (TUSD – RTA/2025) and the 2.5% growth in consumption in the wholesale market (ex-Distributed Generation), partially offset by an increase of R\$ 207.7 million in CDE Usage (CDE quota);
- c) the increase of R\$ 539.5 million in energy purchased for resale, driven mainly by the greater impact of the MMGD and the rise in energy purchases in the short-term market/CCEE.

The positive effects I and II mentioned above were offset by increases of i. R\$ 10.8 million in expenses related to provisions and reversals, mainly due to an increase of R\$ 51.4 million in Expected Credit Losses and Doubtful Accounts (PECLD) and ii. R\$ 14.4 million in PMSO (+3.4%) compared to 1Q25, mainly due to:

- I. an increase of R\$ 15.2 million in personnel costs, excluding provisions related to the voluntary severance program, due to higher variable compensation (Performance Bonus - PPD and Long-Term Incentive - ILP), primarily driven by the Company's improved operational performance;
- II. an increase of R\$ 4.5 million in other costs and expenses, mainly due to higher lease and rental expenses.

	R\$ million		
Recurring Manageable Costs (PMSO) <sup>1</sup>	1Q26	1Q25	Δ%
Staff and administrators	145.5	130.2	11.8
Pension and welfare plans	43.1	39.8	8.3
Material	14.2	17.8	(20.2)
Third-party services	195.7	200.7	(2.5)
Other operating costs and expenses	45.6	41.1	10.9
<b>TOTAL</b>	<b>444.1</b>	<b>429.6</b>	<b>3.4</b>

<sup>1</sup> Excludes the effects of the following non-recurring items: Personnel - Reversal/provision for Voluntary Dismissal

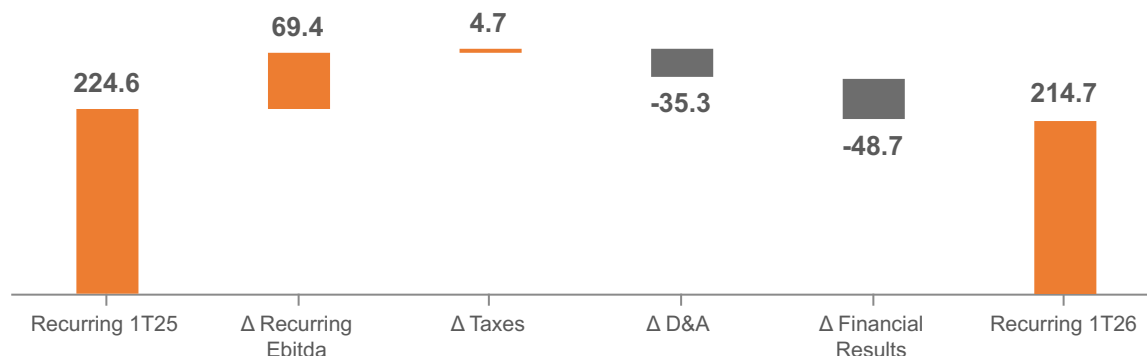
Personnel costs, excluding the effects of PLR, PPD, and ILP (see table below), increased by 3.2%, reflecting primarily the 5.01% salary adjustment (cumulative INPC for the 12 months through September 2025). Excluding the effects of cumulative inflation as measured by the INPC, which stood at 3.8% between April 2025 and March 2026, personnel costs decreased by 0.6%.

	R\$ million		
Recurring Personnel Costs <sup>1</sup>	1Q26	1Q25	Δ%
Personnel and management	145.5	130.2	11.8
(-/+ ) Profit sharing, PPD and ILP	(38.9)	(26.9)	44.6
<b>TOTAL</b>	<b>106.6</b>	<b>103.3</b>	<b>3.2</b>

<sup>1</sup> Desconsidera efeitos dos seguintes itens não recorrentes: Pessoal - Reversão/provisão Indenização PDVExcludes the



## | Change in Recurring Net Income (R\$ million)



DisCo's recurring net income in 1Q26 was R\$ 214.7 million, down 4.4% from 1Q25, impacted by a combination of the following factors: **i.** a R\$ 48.6 million (25.3%) decrease in net financial income, given the higher volume of loans and financing used for investments in the concession area; **ii.** a 21.1% increase (+R\$ 35.3 million) in depreciation expenses, due to the larger asset base in the rate cycle; and **iii.** a R\$ 4.7 million reduction in taxes for the period, reflecting lower operating income, as well as the deductibility of the profit-sharing incentive (PLR) in 1Q26, which was recognized in 2Q25 in the prior fiscal year.

Below are DisCo's key indicators:

Key Indicators	1Q26	1Q25	Δ%
Net Operating Revenue (R\$ million)	4,924.8	4,304.8	14.4
Net Operating Revenue Recurring (R\$ million)	4,904.7	4,280.7	14.6
Operating Costs and Expenses (R\$ million)	(4,358.6)	(3,767.7)	15.7
Operating Income (R\$ million)	325.2	344.7	(5.7)
Net profit (R\$ million)	219.2	232.4	(5.7)
Recurring net income (R\$ million)	214.7	224.6	(4.4)
Ebitda (R\$ million)	769.2	704.7	9.2
Recurring Ebitda (R\$ million)	762.3	692.9	10.0
Operating Margin	6.6%	8.0%	-1,4 p.p
Net Margin	4.5%	5.4%	-0,9 p.p
Ebitda margin	15.6%	16.4%	-0,8 p.p
Recurring Ebitda Margin	15.5%	16.1%	-0,6 p.p
Investment Program (R\$ million)	438.6	596.6	(26.5)

## 5.2 Operation Performance

### 5.2.1 Grid Market (TUSD)

In 1Q26, electricity consumption in DisCo’s wholesale market grew 2.5% compared to the same period of the previous year. The billed grid market, which excludes a portion of the energy offset by MMGD, recorded 2.1% growth in 1Q26 compared to 1Q25. This performance was driven primarily by increased consumption in the residential and commercial segments, reflecting greater economic activity in the concession area, as well as growth in the customer base over the period.

### 5.2.2 Captive Market

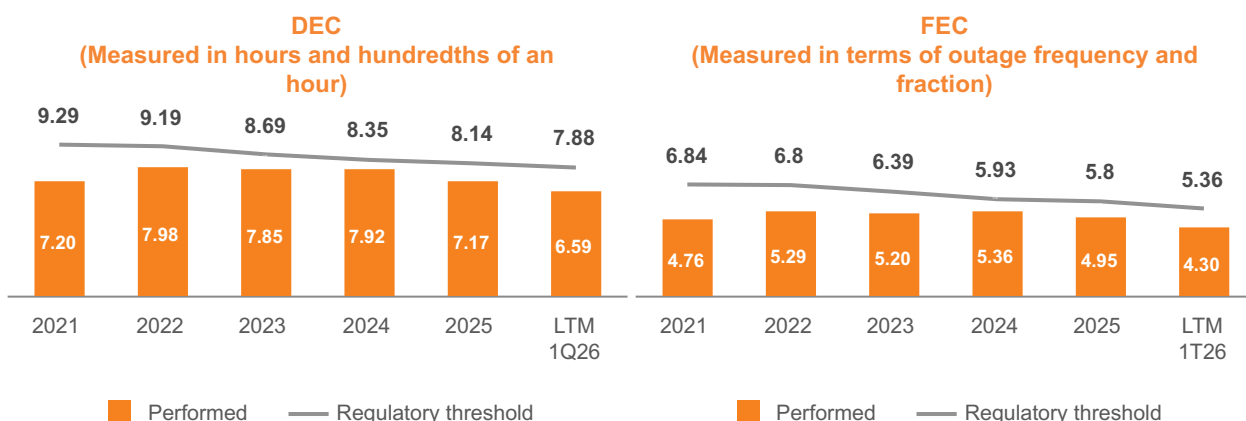
The captive market remained virtually stable, with a 0.1% increase in electricity consumption in 1Q26 compared to the same period of the previous year. The billed captive market, which includes energy offset by MMGD, decreased by 1.0% in 1Q26. This decline is mainly explained by the expansion of MMGD, excluding energy from Distributed Generation (DG) Modalities II and III, which is offset, and by the migration of consumers to the Free Contracting Environment (ACL), driven by migrations, new loads, expansions, and increased consumption by industrial and commercial customers.

### 5.2.3 Operational data

Our DisCo holds a concession valid through July 7, 2045, whose service quality criteria (Equivalent Duration of Interruption per Consumer Unit - DEC and Equivalent Frequency of Interruption per Consumer Unit - FEC) are defined by Aneel.

The Company has acted promptly to restore power supply and prevent vegetation encroachment on the grid, which has contributed to maintaining service quality indices within regulatory limits.

For the DEC, the result for the last 12 months calculated in March 2026 was 6.59 hours, while for the FEC, the result for the same period was 4.30 interruptions, both within the established regulatory limit.





**Losses** - Distribution losses can be defined as the difference between the electricity purchased by distributors and that billed to their consumers, and are categorized as Technical and Non-Technical. Technical Losses are inherent to the electricity distribution activity, and Non-Technical Losses stem mainly from theft (illegal connections, direct diversion from the grid), fraud (meter tampering or diversions), and errors in reading, measurement, and billing. As of the end of March 2026, Technical Losses for the past 12 months were 2,314 GWh, compared to 2,299 GWh for the same period the previous year, and Non-Technical Losses were 768 GWh, compared to 682 GWh for the same period the previous year. Total losses for the last 12 months amounted to 3,082 GWh.

GWh - 12 Meses	mar-22	mar-23	mar-24	mar-25	mar-26
Injected Energy	34,861	35,285	37,519	39,730	40,000
Distribution Losses	2,627	2,794	2,924	2,981	3,082
Technical Losses	2,017	2,042	2,171	2,299	2,314
Non-Technical Losses	610	752	753	682	768

\*As established by the result of CP 09/2024 (DSP N° 1,220/2025)

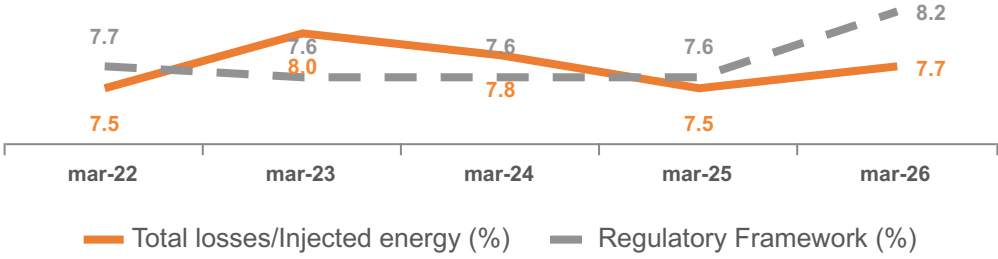
Non-Technical Losses, calculated as the difference between total losses and technical losses, are largely associated with the utility's management and the socioeconomic characteristics of the service areas. In this regard, Copel maintains a Program to Combat Non-Technical Losses through, among other measures, the following actions:

- using smart meter alarms to improve performance in selected target areas;
- enhancing efforts to combat irregular practices, improving the performance of targeted inspections;
- investments aimed at providing and/or acquiring inspection equipment;
- development and implementation of specific training and refresher courses related to commercial losses;
- conducting inspections in both Medium and Low Voltage systems;
- educational notices in the press and messages on electricity bills;
- joint operations with the Civil Police and the Public Prosecutor's Office; and
- opening of police investigations in regions where significant numbers of irregularities have been identified.

The tariff pass-through for efficient loss levels is provided for in the concession contracts, and these losses are included in energy purchase costs up to the regulatory limit set by Aneel. Copel remained within regulatory limits in recent rate proceedings, and in March 2026, total losses were 0.44% below the regulatory limit, influenced by the revision of targets resulting from the effects of CP 09/24.



### Losses



# 6 ESG performance

## 6.1 ESG in Copel's Strategy

Copel incorporates ESG (Environmental, Social, and Governance) principles into its corporate strategy, basing its actions on material issues identified through consultation with stakeholders and on the guidelines established by the Sustainability Policy. Integrity is a cross-cutting value that guides all of the company's practices, reinforcing its commitment to ethics, transparency, and compliance. This approach is complemented by voluntary commitments aligned with the Principles of the Global Compact and the UN Sustainable Development Goals (Agenda 2030).

### Priority SDGs by Copel



ESG in Copel's strategy aims to promote a systemic and broad culture of sustainability, originating from stakeholders, and material issues guide programs and initiatives that generate shared value, minimize risks, and maximize opportunities.

On the environmental front, decarbonization, climate adaptation and resilience, biodiversity, and eco-efficiency are drivers for projects and initiatives such as the Carbon Neutrality Plan, through which the Company is taking measures to neutralize its direct carbon emissions by 2030. Copel invests in 100% renewable energy, researches alternative sources, and reduces greenhouse gas emissions, reinforcing its commitment to combating climate change.

In the social field, the People pillar is central, focusing on employee health and safety, human rights, and diversity. Copel values the promotion of a healthy work environment, with a goal of zero fatal accidents, acting fairly and inclusively with employees and stakeholders, in addition to strengthening engagement with communities.

In governance, Copel adopts a structured and transparent approach, with emphasis on the Integrity Program, which is based on the Code of Conduct and aligned with the principles of the Global Compact. The program develops actions aimed at risk prevention, the promotion of an ethical culture, and the continuous engagement of employees. The Company also maintains robust risk management and internal controls, ensuring compliance with rules and regulations and strengthening governance at all organizational levels.

ESG performance is continuously monitored by indicators and external assessments, such as ISE, from [B]<sup>3</sup>, CSA, from S&P Global, and CDP.

In this way, Copel integrates its strategy across the board, committed to sustainable development, generating value for society, and strengthening corporate governance.

## 6.2 Recents highlights

- **Honorable Mention 2025:** Copel received an honorable mention in the Paraná State Government’s Solidarity Seal program, which certifies companies and organizations that excel in social, environmental, and governance (ESG) practices, with a focus on reducing social vulnerability. The recognition highlighted Copel’s programs such as Cultivar Energia, Eletricidadania, and Iluminando Gerações.
- **Cultivar Energia 2025:** A regulatory update made it possible to nearly double the number of urban gardens in the program by 2025, while also enabling partnerships with individuals and thereby allowing for a greater number of preserved areas beneath Copel’s power lines. The number of urban gardens registered by the program jumped from 24 to 57, spanning 12 cities in Paraná.

## 6.3 Indicators

Regarding the scope 1 GHG indicator (tCO<sub>2</sub>), the data refer to direct greenhouse gas emissions from Copel's operations (fleet, land use change, and fugitive emissions), calculated every six months. The 2026 data will be audited later by a third party.

Environmental Indicator	2023	2024	2025	Δp.p	1Q26
Renewable sources (% Installed Capacity)	94.06	94.07	100.0	—	100.00
Renewable sources (% Energy Generated)	99.86	99.97	100.0	—	100.00
Scope 1 GHG emissions (tCO <sub>2</sub> ) <sup>1</sup>	81,690.3	17,318.0	13,359.2	—	—
Scope 2 GHG emissions (tCO <sub>2</sub> ) <sup>2</sup>	148,798.7	229.169,5	183,670.7	—	—

<sup>1</sup>Scope 1 refers to direct greenhouse gas emissions from Copel's operations (fleet, land use change, and fugitive emissions), calculated every six months. The 2025 data will be verified later by a third party.

<sup>2</sup>Scope 2 refers to indirect greenhouse gas emissions from Copel's operations (electricity consumption and loss) - GHG emissions are calculated every six months.

Social Indicator	2023	2024	2025	Δp.p	1Q26
Women at Copel (% of Own Employees)	21.7	21.9	22.1	-0.2	21.9
Women at Copel (% Third-Party Employees)	11.7	14.0	13.6	-1.6	12.0
Accident frequency rate - TFIFR (% Own Employees)	1.4	2.0	0.9	—	—
Accident frequency rate - TFIFR (% Third-Party Employees)	4.9	3.9	2.7	-1.3	1.4

TFIFR: Lost time injury frequency rate. This rate represents, in relation to one million man-hours of exposure to risk, the number of contractors involved in lost time accidents or fatal cases during the period considered.

ABNT – NBR 14280: 2001



Governance Indicator	2023	2024	2025	Δp.p	1Q26
Women in leadership positions (%)	21.8	22.5	22.0	-1.0	21.0
Women on the Board of Directors (%)	11.1	11.1	11.1	—	11.1
Independent directors (%)	88.8	88.8	88.8	—	88.8
Complaints resolved through the Complaints Channel (%)*	82.7	82.0	93.0	-18.0	75.0

\*The indicator considers the completion of investigations in the period analyzed/year. The Company analyzes 100% of the complaints received.

## 6.4 Ratings, Rankings and Indexes

Index						
Ranking	82.47% Ranking 19 <sup>o</sup>	CSA Score 84	A	Yes	Medium Risk	AA
Reference Year	2025	2026	2025	2025	2025	2025



## 7 Other highlights from the period

### **Dividends to shareholders**

On January 19, 2026, Copel made a payment of R\$ 1,100.0 million in Interest on Equity (IOE), in accordance with the minimum distribution schedule for the 2025 fiscal year, as provided for in its Dividend Policy.

Additionally, the Company will distribute R\$ 1,350.0 million in dividends on June 30, 2026, and R\$ 706.0 million in Interest on Equity on September 30, 2026, in fulfillment of its commitment to carry out at least two profit distribution events throughout the year.

### **Copel Consolidates its Position as One of the Top Companies in ESG Practices - Dow Jones Best in Class Index**

Copel has been included in the Dow Jones Best-in-Class Index (DJ BIC), in the Global segment, ranking among the companies with the strongest performance in ESG practices. The index is internationally recognized as one of the leading benchmarks for corporate sustainability.

The DJ BIC comprises approximately 10% of the leading companies in each sector that stand out for their consistent adoption and high performance in environmental, social, and governance (ESG) criteria, and it is widely used by investors who incorporate these factors into their investment decisions and portfolios.

Copel's inclusion in the Dow Jones Best-in-Class Index represents an important recognition of the Company's consistent efforts and continuous commitment to improving its processes. This achievement reinforces our team's dedication to the business sustainability pillars and to responsible management, integrating them into day-to-day decisions and the Company's long-term strategy.

### **Copel Increases Weighting in the MSCI Brazil Index**

Morgan Stanley announced an update to the composition of the MSCI Brazil Index, highlighting the significant increase in Copel's (CPLE3) weighting, which rose from 0.54% to 0.96%. As of March 2, 2026, the index has assigned a higher weighting to the CPLE3 stock. MSCI indices are global benchmarks for institutional investors and are widely used as benchmarks for asset allocation by passive funds around the world. The increase in Copel's weighting in the index enhances its visibility among major international investors, expands its fundraising potential, and underscores the consistency of the Company's strategy in generating sustainable value for its shareholders.

### **Copel wins LRCAP with two hydroelectric plants**

On March 18, the Company was declared the winner of the Capacity Reserve Auction in the form of power, contributing 1,862.8 MW of total installed capacity from the Foz do Areia and Segredo hydroelectric plants, for a term of 15 years, with operations scheduled to begin in August 2030. The projects enhance the Company's value, competitiveness, and flexibility. For more information, see Material Fact 01/26.

### **Copel reaffirms excellence in compliance management with recertification**

Copel maintained its ISO 37301 international certification following a recertification process conducted in January 2026, which confirmed the Integrity Program's adherence to international best practices in compliance, internal controls, and corporate risk management. The recertification reinforces the Company's commitment to ethics, compliance, and the continuous improvement of its processes.



## **New General Director of Copel GeT**

On February 26, Mr. Rogério Pereira Jorge was sworn in as the new General Director of Copel Geração e Transmissão. He has 27 years of experience in the Brazilian electricity sector, having worked in technical, commercial, and strategic areas within the energy Generation, Distribution, and Sales segments. In 2023, he took over as CEO of AES Brasil, and his most recent position was Director of Energy and Supply Business at Companhia Brasileira de Alumínio (CBA). Under the leadership of Mr. Rogério Jorge, Copel GeT will continue to strengthen the efficiency of its power generation and transmission businesses, with a focus on sustainability, operational excellence, and the continuous creation of value for shareholders. For more information, please refer to Market Announcement 05/26.

## **Copel Wins Award for Communication Grid Implementation Project**

On March 17, Copel's project to deploy a private telecommunications network within its energy infrastructure received the Latin America Telecom Award during the UTCAL Summit 2026, in recognition of innovation and pioneering spirit in the electricity sector. The network connects substations, field equipment, and smart meters to the Operations Center, enabling real-time monitoring, remote operation, and reduced outage times.

## **Elejor submits a request to join the renegotiation of the UBP**

Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. - Elejor, a special-purpose company in which Copel holds a majority stake, announced on April 29, 2026, its agreement to the renegotiation of the upcoming installments due for the Use of Public Assets (UBP), pursuant to Law no. 15,235 of October 8, 2025, and Order no. 668/2026-ANEEL of February 24, 2026, regarding the Santa Clara and Fundão hydroelectric plants, in accordance with the amount officially calculated and published by Aneel, totaling R\$ 420.6 million. As established by law, following acceptance, there is a 20-day period, starting from Aneel's notice, to sign the Amendment to the concession contract with the granting authority, and an additional 30 days for financial settlement. The renegotiation demonstrates value creation for the concessions of assets operated by Elejor and is fully aligned with the Company's value creation strategy.

## **Copel completes the closing of the divestiture of the Figueira Thermal Power Plant.**

On April 30, 2026, the Company completed the closing of the divestment of the Figueira Thermal Power Plant, after fulfilling all applicable conditions precedent. With this transaction, the Company concludes the process of divesting non-renewable assets, reinforcing its strategy of focusing on sustainability and aligning its portfolio with long-term objectives.



# Disclaimer

Information contained in this document may include forward-looking statements and reflects management's current perceptions and outlook regarding the evolution of the macroeconomic environment, industry conditions, the Company's performance, and financial results. Any statements, expectations, capabilities, plans, and projections contained in this document that do not describe historical facts — such as information regarding the declaration of dividend payments, the future direction of operations, the implementation of relevant operational and financial strategies, the investment program, and the factors or trends affecting the financial condition, liquidity, or results of operations—are forward-looking statements as defined in the U.S. Private Securities Litigation Reform Act of 1995 and involve various risks and uncertainties. There is no guarantee that such results will occur. The statements are based on various factors and expectations, including economic and market conditions, industry competitiveness, and operational factors. Any changes in such expectations and factors may cause actual results to differ materially from current expectations.

## Investor Relations

 [ri@copel.com](mailto:ri@copel.com)

 Phone: +55 (41) 3331-4011



# Exhibits

## Consolidated Results

[INCOME STATEMENTS](#)

[BALANCE SHEET](#)

[CASH FLOW](#)

[EBITDA AND FINANCIAL RESULT](#)

## Result by Subsidiary

[COPEL GET INCOME STATEMENT](#)

[COPEL DIS INCOME STATEMENT](#)

[COPEL COM INCOME STATEMENT](#)



The remaining tables are available on the Investor Relations website. To access them, [click here](#).



# CONSOLIDATED RESULTS - Income Statement

R\$ '000

Income Statement	1Q26	1Q25	Δ%
<b>OPERATING REVENUES</b>	<b>7,067,701</b>	<b>5,892,086</b>	<b>20.0</b>
Electricity sales to final customers	1,996,141	2,192,099	(8.9)
Electricity sales to distributors	1,513,472	974,940	55.2
Use of the main distribution and transmission grid	2,058,698	1,928,023	6.8
Construction revenue	576,768	639,690	(9.8)
Fair value of assets from the indemnity for the concession	20,075	24,016	(16.4)
Result of Sectorial financial assets and liabilities	699,600	(14,456)	—
Other operating revenues	202,947	147,774	37.3
<b>OPERATING COSTS AND EXPENSES</b>	<b>(5,632,684)</b>	<b>(4,610,970)</b>	<b>22.2</b>
Electricity purchased for resale	(3,102,189)	(2,252,353)	37.7
Charge of the main distribution and transmission grid	(712,305)	(682,523)	4.4
Personnel and management	(282,631)	(249,222)	13.4
Pension and healthcare plans	(66,120)	(60,937)	8.5
Materials and supplies	(25,891)	(23,001)	12.6
Materials and supplies for power electricity	—	—	—
Third-party services	(255,988)	(282,321)	(9.3)
Depreciation and amortization	(403,049)	(355,020)	13.5
Provisions and reversals	(85,601)	(70,511)	21.4
Construction cost	(578,931)	(635,191)	(8.9)
Other cost and expenses	(119,979)	109	—
<b>EQUITY IN EARNINGS OF SUBSIDIARIES</b>	<b>69,785</b>	<b>100,416</b>	<b>(30.5)</b>
<b>PROFIT BEFORE FINANCIAL RESULTS AND TAXES</b>	<b>1,504,802</b>	<b>1,381,532</b>	<b>8.9</b>
<b>FINANCIAL RESULTS</b>	<b>(489,563)</b>	<b>(446,525)</b>	<b>9.6</b>
Financial income	332,946	297,640	11.9
Financial expenses	(822,509)	(744,165)	10.5
<b>OPERATIONAL EXPENSES/ INCOME</b>	<b>1,015,239</b>	<b>935,007</b>	<b>8.6</b>
<b>INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT</b>	<b>(321,195)</b>	<b>(270,340)</b>	<b>18.8</b>
Income tax and social contribution on profit	(162,856)	(228,982)	(28.9)
Deferred income tax and social contribution on profit	(158,339)	(41,358)	282.8
<b>NET INCOME continuing operations</b>	<b>694,044</b>	<b>664,667</b>	<b>4.4</b>
<b>NET INCOME discontinued operations</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>
<b>NET INCOME</b>	<b>694,044</b>	<b>664,667</b>	<b>4.4</b>
Attributed to the controlling company's shareholders - continuing operations	692,039	665,508	4.0
Attributed to the controlling company's shareholders - discontinued operations	—	—	—
Attributed to non-controlling shareholders - continuing operations	2,005	(841)	(338.4)
Attributed to non-controlling shareholders - discontinued operations	—	—	—
<b>Ebitda continued operations</b>	<b>1,907,851</b>	<b>1,736,552</b>	<b>9.9 %</b>



# CONSOLIDATED RESULTS - Balance Sheet

R\$ '000

Assets	Mar-26	Dec-25	Δ%
<b>CURRENT</b>	<b>13,098,936</b>	<b>10,881,654</b>	<b>20.4</b>
Cash and cash equivalents	5,175,351	3,130,363	65.3
Bonds and securities	575	895	(35.8)
Collaterals and escrow accounts	9	9	—
Trade accounts receivable	4,250,296	4,300,957	(1.2)
Dividends receivable	141,431	141,297	0.1
Sectorial financial assets	828,038.0	400,463	106.8
Accounts receivable – concessions	13,329	12,867	3.6
Contract assets	406,668	392,594	3.6
Fair value in the purchase and sale of power	279,007	263,645	5.8
Other current receivables	922,072	1,050,086	(12.2)
Inventories	162,531	173,398	(6.3)
Income tax and social contribution receivable	405,331	502,825	(19.4)
Other current recoverable taxes	426,232	426,106	—
Prepaid expenses	62,889	60,972	3.1
Receivable from related parties	—	—	—
Assets held for sale	25,177	25,177	—
<b>NON-CURRENT</b>	<b>49,827,726</b>	<b>49,532,802</b>	<b>0.6</b>
<b>Long Term Assets</b>	<b>19,493,610</b>	<b>19,065,339</b>	<b>2.2</b>
Bonds and securities	834,741	690,886	20.8
Other temporary investments	42,124	30,627	37.5
Trade accounts receivable	170,354	162,189	5.0
Judicial deposits	381,605	373,949	2.0
Sectorial financial assets	276,013	400,463	(31.1)
Accounts receivable – concessions	4,670,228	4,590,579	1.7
Contract assets	9,534,418	9,202,412	3.6
Fair value in the purchase and sale of power	667,752	597,856	11.7
Other noncurrent receivables	806,345	794,296	1.5
Income tax and social contribution receivable	103,778	102,589	1.2
Deferred income tax and social contribution	945,347	991,404	(4.6)
Other noncurrent recoverable taxes	1,060,398	1,127,582	(6.0)
Prepaid expenses	507	507	—
<b>Investments</b>	<b>2,912,139</b>	<b>2,849,002</b>	<b>2.2</b>
<b>Property, plant and equipment, net</b>	<b>8,071,988</b>	<b>8,145,552</b>	<b>(0.9)</b>
<b>Intangible assets</b>	<b>19,078,813</b>	<b>19,206,609</b>	<b>(0.7)</b>
<b>Right to use an asset</b>	<b>271,176</b>	<b>266,300</b>	<b>1.8</b>
<b>TOTAL</b>	<b>62,926,662</b>	<b>60,414,456</b>	<b>4.2</b>



R\$ '000

CURRENT	Mar-26	Dec-25	Δ%
<b>CURRENT LIABILITIES</b>	<b>9,549,851</b>	<b>11,062,317</b>	<b>(13.7)</b>
Payroll, social charges and accruals	369,901	310,773	19.0
Accounts payable to related parties	—	—	—
Accounts payable to suppliers	3,062,636	3,059,667	0.1
Income tax and social contribution payable	76,530	81,875	(6.5)
Other taxes due	372,964	677,273	(44.9)
Loans and financing	223,119	217,827	2.4
Debentures	1,921,162	1,850,538	3.8
Dividend payable	1,353,319	2,325,889	(41.8)
Post-employment benefits	121,184	118,854	2.0
Sectorial charges payable	55,819	60,108	(7.1)
Research and development and Energy efficiency	89,857	99,244	(9.5)
Accounts payable related to concession	145,099	147,205	(1.4)
Sectorial financial liabilities	424,111	883,990	(52.0)
Lease liability	63,821	58,741	8.6
Fair value in the purchase and sale of power	255,299	262,821	(2.9)
Other accounts payable	836,110	788,232	6.1
Provision for allocation of PIS and Cofins credits	178,920	119,280	50.0
<b>NONCURRENT LIABILITIES</b>	<b>29,580,513</b>	<b>26,260,161</b>	<b>12.6</b>
Payroll, social charges and accruals	<b>9,805</b>	<b>4,764</b>	<b>105.8</b>
Accounts payable to suppliers	—	—	—
Deferred income tax and social contribution	133,269	133,544	(0.2)
Other taxes due	2,094,774	1,982,596	5.7
Loans and financing	220,490	239,448	(7.9)
Debentures	3,107,110	3,150,592	(1.4)
Post-employment benefits	18,063,866	14,796,386	22.1
Research and development and Energy efficiency	1,360,092	1,359,303	0.1
Accounts payable related to concession	347,096	311,856	11.3
Sectorial financial liabilities	951,835	959,122	(0.8)
Lease liability	237,970	234,221	1.6
Fair value in the purchase and sale of power	313,437	268,621	16.7
Other accounts payable	244,198	224,415	8.8
Provision for allocation of PIS and Cofins credits	613,262	661,273	(7.3)
Provisions for legal claims and other provisions	1,883,309	1,934,020	(2.6)
<b>EQUITY</b>	<b>23,796,298</b>	<b>23,091,978</b>	<b>3.1</b>
<b>Attributable to controlling shareholders</b>	<b>23,832,389</b>	<b>23,130,019</b>	<b>3.0</b>
Capital	<b>12,821,758</b>	<b>12,821,758</b>	—
Capital reserves	28,961	18,638	55.4
Equity valuation adjustments	280,372	287,992	(2.6)
Treasury shares	(113,237)	(113,389)	(0.1)
Legal reserve	1,900,541	1,900,541	—
Profit retention reserve	8,214,541	8,214,479	—
Accumulated profit	699,453	—	—
<b>Attributable to non-controlling interests</b>	<b>(36,091)</b>	<b>(38,041)</b>	<b>(5.1)</b>
<b>TOTAL LIABILITIES &amp; EQUITY</b>	<b>62,926,662</b>	<b>60,414,456</b>	<b>4.2</b>



# CONSOLIDATED RESULTS - Cash Flow

	R\$ mil	
	03/31/2026	03/31/2025
<b>CASH FLOWS FROM OPERATIONAL ACTIVITIES</b>		
<b>Net income from continuing operations</b>	<b>694,044</b>	<b>664,667</b>
<b>Adjustments to reconcile net income for the period with cash generation from operating activities:</b>	<b>1,218,200</b>	<b>1,720,700</b>
Unrealized charges and monetary variations - net	821,078	684,147
Interest – bonus from the grant of concession agreements under the quota system	(36,691)	(36,806)
Result of transmission concession contracts	(331,878)	(204,960)
Income tax and social contribution	162,856	228,982
Deferred income tax and social contribution	158,339	41,358
Equity in earnings of investees	(69,785)	(100,416)
Appropriation of post-employment benefits obligations	64,968	59,776
Appropriation of research and development and energy efficiency programs	58,245	46,998
Recognition of fair value of assets from the indemnity for the concession	(20,075)	(24,016)
Sectorial financial assets and liabilities result	(770,909)	15,931
Depreciation and amortization	403,049	355,020
Provision arising from the dismissal program	18,894	20,979
Long-Term Incentive Plan - ILP	10,617	2,098
Net operating estimated losses, provisions and reversals	85,601	70,511
Realization of added value in business combinations	(786)	(181)
Fair value in energy purchase and sale operations	(47,964)	(6,704)
Fair value adjustment of debt instruments and Hedge (Swap)	(3,938)	—
Result of write-offs of accounts receivable related to concession	349	1,757
Result of write-offs or disposal of contract assets	1,531	2,114
Result of write-offs or disposal of property, plant and equipment	15	365
Result of write-offs or disposal of intangible assets	20,387	18,211
Result of write-offs of use rights of assets and liabilities of leases – net	253	—
Results from asset sales	—	(109,807)
Others	—	(9,324)
<b>Decrease (increase) in assets</b>	<b>236,804</b>	<b>75,705</b>
Trade accounts receivable	277,728	117,931
Dividends and interest on own capital received	6,420	3,743
Judicial deposits	287	6,084
Sectorial financial assets	29,934	16,849
Other receivables	(32,446)	10,981
Inventories	10,867	(16,607)
Income tax and social contribution recoverable	(77,505)	(53,651)
Other taxes recoverable	23,436	(1,935)
Prepaid expenses	(1,917)	(7,349)
Related parties	—	(341)
<b>Increase (decrease) in liabilities</b>	<b>(123,863)</b>	<b>(338,517)</b>
Payroll, social charges and accruals	48,316	21,608
Related parties	—	1,310
Suppliers	36,535	(63,474)
Other taxes	(56,123)	303,631
Post-employment benefits	(61,849)	(51,824)
Sectorial charges due	(4,289)	(13,615)
Research and development and energy efficiency	(36,795)	(52,244)
Payable related to the concession	(42,069)	(28,443)
Other accounts payable	50,371	(409,336)



Provisions for legal claims	(57,960)	(46,130)
<b>CASH GENERATED BY OPERATING ACTIVITIES</b>	<b>1,331,141</b>	<b>1,457,888</b>
Income tax and social contribution paid	(168,201)	(188,416)
Loans and financing - interest due and paid	(72,401)	(143,677)
Debentures - interest due and paid	(503,825)	(124,643)
Lease liabilities - interest paid	(8,234)	(8,479)
<b>NET CASH GENERATED FROM OPERATING ACTIVITIES</b>	<b>578,480</b>	<b>992,673</b>
<b>CASH FLOWS FROM INVESTMENT ACTIVITIES</b>		
Financial investments	(155,097)	(17,115)
Additions to contract assets	-523,448	-549,349
Additions to property, plant and equipment	-47,349	-17,001
Disposal of property, plant and equipment	—	1,071
Additions to intangible assets	(11,600)	(5,156)
Investment disposal	174,892	276,938
<b>NET CASH USED FROM INVESTING ACTIVITIES</b>	<b>(562,602)</b>	<b>(310,612)</b>
<b>CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES</b>		
Loans and financing obtained from third parties	550,000	—
Transaction costs of loans and financing obtained from third parties	(213)	—
Issue of debentures	3,200,000	2,000,000
Transaction costs in the issuing of debentures	(104,318)	(22,632)
Payments of principal - loans and financing	(602,200)	(565,351)
Payments of principal - debentures	(2,493)	(111,808)
Payments of principal of lease liabilities	(15,403)	(16,822)
Share buyback	—	(70,040)
Dividends and interest on own capital paid	(996,263)	-3
<b>NET CASH GENERATED (USED) FROM FINANCING ACTIVITIES</b>	<b>2,029,110</b>	<b>1,213,344</b>
<b>TOTAL EFFECTS ON CASH AND CASH EQUIVALENTS</b>	<b>2,044,988</b>	<b>1,895,405</b>
Cash and cash equivalents at the beginning of the period	3,130,363	4,161,939
Cash and cash equivalents at the end of the period	5,175,351	6,055,823
Cash and cash equivalents from assets classified as held for sale	—	1,521
<b>CHANGE IN CASH AND CASH EQUIVALENTS</b>	<b>2,044,988</b>	<b>1,895,405</b>



# CONSOLIDATED RESULTS - Adjusted Ebitda and Financial Result

R\$ '000

RECURRING EBITDA	1Q26	1Q25	Δ%
<b>EBITDA</b>	<b>1,907.9</b>	<b>1,736.5</b>	<b>987 %</b>
(-/+) Fair value in the purchase and sale of energy	(48.0)	(6.7)	616.4
(-/+) Provision (reversal) Incentive Dismissal Program	18.9	21.0	(10.0)
(-/+) Assets disposal /swap	—	(109.8)	(100.0)
(-/+) Ebitda from discontinued Operations	(69.8)	(100.4)	(30.5)
(-/+) Curtailment reimbursement	(20.1)	(24.0)	(16.3)
(-/+) Equity Income	(34.3)	(13.4)	156.0
(-/+)NRV	1,754.6	1,503.2	16.7
(+/-)Difference in Revenue from Corporate/Regulatory Transfer (see item 3.1.1)			
<b>RECURRING EBITDA</b>	<b>1Q26</b>	<b>1Q25</b>	<b>Δ%</b>
	332946	297640	65435
	<b>160093</b>	<b>154613</b>	<b>3.544333270</b>
			<b>81165</b>
<b>Financial Revenues</b>	<b>76,724</b>	<b>78,750</b>	<b>(2.6)</b>
Income from investments held for trading	34,139	43,413	(21.4)
Late fees on electricity bills	9,821	7,764	26.5
Interest on taxes to be compensated	8,098	11,434	(29.2)
Monetary restatement and adjustment to present value of accounts payable related to concession	22,029	2,364	831.9
Income and monetary restatement of judicial deposits	2,102	—	—
Income from sectorial assets and liabilities	12,990	—	—
Adjust the fair value of debentures	(12,682)	(13,804)	(8.1)
(-) Pis/Pasep and Cofins on revenues	19,632	13,106	49.8
Other financial revenues	822,509	744,165	10.5
<b>Financial Expenses</b>	<b>733,695</b>	<b>604,490</b>	<b>21.4</b>
Monetary variation, foreign exchange and debt service charges	42,497	48,399	(12.2)
Monetary variation and adjustment to present value of accounts payable related to concession	—	14,358	(100.0)
Income from sectorial assets and liabilities (NE nº 8)	(5,375)	15,983	—
Monetary variation of litigation	11,629	24,869	(53.2)
Uptade of provision for allocation of Pis and Cofins credits	(5,338)	—	—
Swap effect on debentures	16,492	—	—
Interest on lease liabilities	8,232	8,480	(2.9)
Interest on tax installments	—	—	—
Interest on R&D and PEE	5,450	5,572	(2.2)
Adjust the fair value of debentures	—	—	—
Pis/ Pasep and Cofins taxes over interest on equity	—	—	—
Other financial expenses	15,227	22,014	(30.8)
<b>Financial income (expenses)</b>	<b>(489,563)</b>	<b>(446,525)</b>	<b>9.6</b>



# RESULT BY SUBSIDIARY - COPEL GET

R\$ '000

Income Statement	1Q26	1Q25	Δ%
<b>OPERATING REVENUES</b>	<b>1,579,188</b>	<b>1,239,547</b>	<b>27.4</b>
Electricity sales to distributors	1,121,833	900,452	24.6
Use of the main transmission grid	394,601	273,671	44.2
Construction revenue	54,007	55,107	(2.0)
Other operating revenues	8,747	10,317	(15.2)
<b>OPERATING COSTS AND EXPENSES</b>	<b>(716,829)</b>	<b>(518,689)</b>	<b>38.2</b>
Electricity purchased for resale	(120,214)	(24,087)	399.1
Charges of main distribution and transmission grid	(121,000)	(132,766)	(8.9)
Personnel and management	(85,899)	(84,306)	1.9
Pension and healthcare plans	(20,089)	(18,180)	10.5
Materials and supplies	(10,885)	(4,659)	133.6
Third-party services	(47,917)	(67,927)	(29.5)
Depreciation and amortization	(190,155)	(176,873)	7.5
Provisions and reversals	(1,778)	(1,962)	(9.4)
Construction cost	(56,170)	(50,607)	11.0
Other cost and expenses	(62,722)	42,678	—
<b>EQUITY IN EARNINGS OF SUBSIDIARIES</b>	<b>71,639</b>	<b>100,437</b>	<b>(28.7)</b>
<b>PROFIT BEFORE FINANCIAL RESULTS AND TAXES</b>	<b>933,998</b>	<b>821,295</b>	<b>13.7</b>
<b>FINANCIAL RESULTS</b>	<b>(246,217)</b>	<b>(257,103)</b>	<b>(4.2)</b>
Financial income	125,106	91,894	36.1
Financial expenses	(371,323)	(348,997)	6.4
<b>OPERATIONAL EXPENSES/ INCOME</b>	<b>687,781</b>	<b>564,192</b>	<b>21.9</b>
<b>INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT</b>	<b>(213,411)</b>	<b>(148,148)</b>	<b>44.1</b>
Income tax and social contribution on profit	(112,173)	(122,176)	(8.2)
Deferred income tax and social contribution on profit	(101,238)	(25,972)	289.8
<b>NET INCOME continuing operations</b>	<b>474,370</b>	<b>416,044</b>	<b>14.0</b>
<b>NET INCOME discontinued operations</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>-</b>
<b>NET INCOME</b>	<b>474,370</b>	<b>416,044</b>	<b>14.0</b>
Attributed to shareholders of the parent company - continuing operations	474,370	416,044	14.0
Attributed to non-controlling shareholders	—	—	-
<b>EBITDA continuing operations</b>	<b>1,124,153</b>	<b>998,168</b>	<b>12.6</b>



# RESULT BY SUBSIDIARY - COPEL DIS

R\$ '000

Income Statement	1Q26	1Q25	Δ%
<b>OPERATING REVENUES</b>	<b>4,924,766</b>	<b>4,304,765</b>	<b>14.4</b>
Electricity sales to final customers	1,725,106	1,783,667	(3.3)
Electricity sales to distributors	24,000	31,003	(22.6)
Use of the main distribution grid	1,788,069	1,769,147	1.1
Construction revenue	522,761	584,584	(10.6)
Fair value of assets from the indemnity for the concession	20,075	24,016	(16.4)
Sectorial assets and liabilities result	699,600	(14,456)	—
Other operating revenues	145,155	126,804	14.5
<b>OPERATING COSTS AND EXPENSES</b>	<b>(4,358,564)</b>	<b>(3,767,686)</b>	<b>15.7</b>
Electricity purchased for resale	(2,386,639)	(1,847,182)	29.2
Charges of main transmission grid	(708,425)	(656,801)	7.9
Personnel and management	(158,656)	(142,379)	11.4
Pension and healthcare plans	(43,059)	(39,773)	8.3
Materials and supplies	(14,244)	(17,806)	(20.0)
Third-party services	(195,675)	(200,707)	(2.5)
Depreciation and amortization	(202,972)	(167,658)	21.1
Provisions and reversals	(80,536)	(69,705)	15.5
Construction cost	(522,761)	(584,584)	(10.6)
Other cost and expenses	(45,597)	(41,091)	11.0
<b>PROFIT BEFORE FINANCIAL RESULTS AND TAXES</b>	<b>566,202</b>	<b>537,079</b>	<b>5.4</b>
<b>FINANCIAL RESULTS</b>	<b>(241,045)</b>	<b>(192,380)</b>	<b>25.3</b>
Financial income	168,946	152,928	10.5
Financial expenses	(409,991)	(345,308)	18.7
<b>OPERATIONAL EXPENSES/ INCOME</b>	<b>325,157</b>	<b>344,699</b>	<b>(5.7)</b>
<b>INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT</b>	<b>(105,940)</b>	<b>(112,277)</b>	<b>(5.6)</b>
Income tax and social contribution on profit	(48,680)	(95,565)	(49.1)
Deferred income tax and social contribution on profit	(57,260)	(16,712)	242.6
<b>NET INCOME (LOSS)</b>	<b>219,217</b>	<b>232,422</b>	<b>(5.7)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>769,174</b>	<b>704,737</b>	<b>9.1</b>



# RESULT BY SUBSIDIARY - COPEL COM

R\$ '000

Income Statement	1Q26	1Q25	Δ%
<b>OPERATING REVENUES</b>	<b>1,269,034</b>	<b>956,242</b>	<b>32.7</b>
Electricity sales to final customers	271,130	408,616	(33.6)
Electricity sales to distributors	948,822	539,845	75.8
Other operating revenues	49,082	7,781	530.8
<b>OPERATING COSTS AND EXPENSES</b>	<b>(1,242,370)</b>	<b>(928,809)</b>	<b>33.8</b>
Electricity purchased for resale	(1,231,547)	(920,657)	33.8
Personnel and management	(7,124)	(3,653)	95.0
Pension and healthcare plans	(464)	(438)	5.9
Materials and supplies	(12)	(160)	(92.5)
Third-party services	(936)	(1,048)	(10.7)
Depreciation and amortization	(506)	(429)	17.9
Provisions and reversals	71	(1,097)	(106.5)
Other cost and expenses	(1,852)	(1,327)	39.6
<b>PROFIT BEFORE FINANCIAL RESULTS AND TAXES</b>	<b>26,664</b>	<b>27,433</b>	<b>(2.8)</b>
<b>FINANCIAL RESULTS</b>	<b>5,422</b>	<b>10,712</b>	<b>(49.4)</b>
Financial income	5,536	10,874	(49.1)
Financial expenses	(114)	(162)	(29.6)
<b>OPERATIONAL EXPENSES/ INCOME</b>	<b>32,086</b>	<b>38,145</b>	<b>(15.9)</b>
<b>INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT</b>	<b>(11,043)</b>	<b>(13,010)</b>	<b>(15.1)</b>
Income tax and social contribution on profit	—	(11,134)	(100.0)
Deferred income tax and social contribution on profit	(11,043)	(1,876)	488.6
<b>NET INCOME (LOSS)</b>	<b>21,043</b>	<b>25,135</b>	<b>(16.3)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>27,170</b>	<b>27,862</b>	<b>(2.5)%</b>



**COPEL**

*Pura Energia*