RESULTADOS

4T25

COPEL

Pura Energia

Destaques 4T25

- **Ebitda Recorrente** de R$ 1,4 bilhão no 4T25 (+16,1% vs. 4T24) e R$ 5,5 bilhões em 2025 (+10,2% vs. 2024).
- **Lucro Líquido Recorrente** de R$ 682,6 milhões no 4T25 e R$ 2,1 bilhões em 2025.
- **Alavancagem** de 2,7x a Dívida líquida/Ebitda.
- **Geração de caixa operacional líquido** de R$ 519,2 milhões no 4T25 e R$ 3,0 bilhões em 2025.
- **UHE Baixo Iguaçu:** a Companhia concluiu o desinvestimento do ativo, com *equity value* de R$ 1,7 bilhão.
- **Novo Mercado:** migração concluída em 22.12.2025, com pagamento do prêmio de R$ 1,3 bilhão. A Copel passou a operar exclusivamente com ações ordinárias (CPLE3), consolidando uma estrutura societária mais simples, transparente e alinhada às melhores práticas de mercado.
- **Remuneração ao acionista:** no 4T25 foram aprovadas as distribuições de: (i) dividendos de R$ 1,35 bilhão - valor equivalente a R$ 0,4546 por ação ordinária (p.a.); Juros de Capital Próprio de R$ 1,1 bilhão (R$ 0,3704 p.a.). N acumulado do ano de 2025 o *payout* totalizou 144,4%, atingindo um *dividend yield* de 13,9%[1].
- **Compensação por *Curtailment*:** evento não recorrente de R$ 273,4 milhões referente ao reembolso de *curtailment* (por indisponibilidade externa ou requisito de confiabilidade) de setembro/2023 até novembro/2025. Impacto de R$ 265,7 milhões no Ebitda.

[1] *Payout* e *dividend yield consideram* a distribuição do prêmio para migração para o Novo Mercado.

Indicadores Financeiros

R$ milhões

Destaques de Indicadores	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
EBITDA (R$ milhões)	1.848,8	1.298,9	42,3	6.526,9	5.529,7	18,0
EBITDA Recorrente (R$ milhões)	1.358,1	1.169,6	16,1	5.533,8	5.021,7	10,2
Lucro Líquido (R$ milhões)	1.066,6	575,2	85,4	2.669,0	2.307,8	15,7
Lucro Líquido Recorrente (R$ milhões)	682,6	526,6	29,6	2.105,7	2.140,6	(1,6)
LPA - Lucro Líquido por ação (R$)[1]	0,23	0,18	27,8	0,90	0,89	1,1
Rentabilidade do Patrimônio Líquido[2]	10,5 %	11,6 %	(9,5)	10,5 %	11,6 %	(9,5)
Margem EBITDA	25,7 %	21,6 %	19,0	25,0 %	24,4 %	2,5
Margem EBITDA Recorrente	19,8 %	19,9 %	(0,5)	21,6 %	22,3 %	(3,1)
Margem Operacional Recorrente	14,0 %	13,5 %	3,7	15,8 %	15,8 %	—
Valor Patrimonial por Ação (R$)	7,74	8,59	(9,9)	7,74	8,59	(9,9)
Endividamento do PL	86,8 %	69,3 %	25,3	86,8 %	69,3 %	25,3
Liquidez Corrente	1,0	1,3	(23,1)	1,0	1,3	(23,1)
Alavancagem[2]	2,7	2,6	—	2,7	2,6	—

[1] Considera o Lucro Líquido atribuído aos acionistas da empresa controladora
Valores sujeitos a arredondamentos.

Webcast de Resultados

27 de fevereiro de 2026 | 10h BRT

Link de acesso



Sumário

1. Resultado Consolidado **4**
1.1 Ebitda 4
1.2 Receita Operacional 5
1.3 Custos e Despesas Operacionais 5
1.4 Resultado de Equivalência Patrimonial 6
1.5 Resultado Financeiro 6
1.6 Resultado Líquido Consolidado 7
1.7 Dívida e alavancagem 7
2. Investimentos **9**
3. Copel Geração e Transmissão **10**
3.1 Desempenho Econômico-Financeiro 10
3.1.1. Efeito IFRS no segmento Transmissão 11
3.2 Desempenho Operacional 12
3.2.1 Geração 12
3.2.2 Energia vendida 12
3.2.3 Transmissão 13
RBSE 13
4. Copel Distribuição **14**
4.1 Desempenho Econômico-Financeiro 14
4.2 Desempenho Operacional 15
4.2.1 Mercado-Fio (TUSD) 15
4.2.2 Mercado Cativo 15
4.2.3 Dados Operacionais 16
5. Copel Comercialização **17**
5.1 Desempenho Econômico-Financeiro 17
5.2 Desempenho Comercial 18
6. Performance ESG **19**
6.1 ESG na estratégia da Copel 19
6.2 Destaques recentes 19
6.3 Indicadores 20
6.4 Avaliações, Classificações e Índices 20
7. Outros destaques do Período **21**
ANEXOS **22**



Mensagem do Presidente

Encerramos o ano de 2025 com um marco histórico para a Copel: a migração para o Novo Mercado - o mais elevado padrão de governança corporativa do mercado de capitais brasileiro. Essa conquista está na categoria de legado e vai além de uma mudança de segmento de listagem, ela reafirma nosso compromisso estratégico com a transparência, a equidade e a geração de valor sustentável. Fortalece ainda, nossas práticas de gestão e o alinhamento aos rigorosos princípios exigidos por investidores no Brasil e no mundo.

A adesão ao Novo Mercado reforça nossa credibilidade e amplia a atratividade da Copel entre investidores que valorizam empresas com práticas de governança robustas. Essa evolução também simplifica nossa estrutura societária, tornando-a mais clara e eficiente, e seus benefícios serão percebidos ao longo dos próximos anos e décadas.

Este movimento está diretamente conectado ao planejamento estratégico, delineado pela Companhia e apresentado no último *Copel Day*. Com visão proprietária clara de longo prazo e oportunidades de crescimento orgânico e inorgânico no setor elétrico, a Copel se destaca com diferencial competitivo de ser uma companhia integrada no setor elétrico brasileiro. Esse posicionamento é reforçado pela busca incansável da excelência na experiência do cliente e pela força do nosso capital humano, com equipes qualificadas, lideranças transformadoras e talentos de alta performance que impulsionam nossa evolução. Atender bem seus clientes é o objetivo central de qualquer empresa.

Nosso compromisso com a geração de valor sustentável contempla investimentos de R$ 17,8 bilhões nos próximos cinco anos, com alocação estratégica voltada ao fortalecimento da qualidade do serviço, à ampliação da eficiência operacional e ao estímulo à inovação. Esse planejamento de longo prazo, aliado ao equilíbrio financeiro e à disciplina na alocação de capital nos permite avançar de forma consistente em nossos projetos prioritários.

Buscando maior eficiência operacional e otimização do portfólio, concluímos as operações de desinvestimentos na Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, com *equity value* de R$ 1,7 bilhão, bem como a desmobilização de pequenas centrais hidrelétricas e de usinas de fontes solar ao *equity value* de R$ 450,5 milhões. Além disso, consolidamos a UHE Mauá e a transmissora Mata de Santa Genebra, dois ativos importantes na performance da Companhia. Esse descruzamento de ativos com a Axia (anteriormente Eletrobras) conclui um ciclo de simplificação do portfólio e revisão contínua dos ativos operacionais.

Em 2025, a Copel registrou Ebitda recorrente de R$ 5,5 bilhões, crescimento de 10,2% em relação ao ano anterior, e um Lucro Líquido recorrente de R$ 2,1 bilhões. Esse desempenho reflete a força do nosso modelo integrado, no qual geradora, distribuidora, transmissora e comercializadora contribuíram de forma decisiva para um resultado sólido e consistente.

Seguimos com nossa forte disciplina de alocação de capital, apresentando a estrutura ótima de capital da Companhia e a nova Política de Dividendos, reconhecida como uma das mais robustas do setor elétrico. Estruturada para garantir previsibilidade e retorno, somada ao desempenho positivo da Companhia, permitiu a declaração de proventos no valor de R$ 2,5 bilhões, além do prêmio de R$ 1,3 bilhão referente à migração ao Novo Mercado, totalizando R$ 3,8 bilhões distribuídos aos acionistas, simultaneamente à execução de um programa de investimento de R$ 3,6 bilhões e à aquisição de R$ 70,0 milhões de ações, realizada em janeiro de 2025 como parte do programa de recompra lançado em novembro de 2024.

Na Copel Distribuição, alcançamos um Ebitda recorrente de R$ 2,6 bilhões (+5,4%), um Lucro Líquido recorrente de R$ 1,1 bilhão e realizamos investimentos recordes de R$ 3,0 bilhões, direcionados à modernização, ampliação e automação da infraestrutura elétrica. Concluímos o maior programa de investimento em rede trifásica do Brasil, com 25.000 km de linhas, reforçando a qualidade do serviço e a capacidade de atendimento ao meio rural. Além disso, atingimos a marca de 2 milhões de medidores inteligentes instalados, consolidando o maior programa nacional de *Smart Grid* - o Rede Elétrica Inteligente - ampliando eficiência e aprimorando a experiência do cliente.

A Copel Geração e Transmissão manteve desempenho robusto, aproveitando as oportunidades do portfólio hídrico e a elevada disponibilidade do segmento de transmissão, registrando um Ebitda recorrente de R$ 2,9 bilhões e R$ 630,0 milhões em investimentos, aplicados principalmente, em reforços e melhorias em transmissão, garantindo confiabilidade e segurança do sistema elétrico, permitindo que a Copel fosse indicada pela Aneel como a melhor transmissora de energia do país.

A Copel Comercialização apresentou boa performance, sustentada pela modulação eficiente dos recursos do portfólio de geração e pela captura de oportunidades em mercados com preços atrativos. Mesmo diante de um cenário desafiador no mercado livre, nossa comercializadora reafirmou sua posição entre as maiores comercializadoras do país, consolidando-se como um diferencial competitivo na gestão integrada de portfólio.

O ano de 2025 evidencia a evolução da Copel como uma empresa moderna, preparada para os desafios do futuro e comprometida com o desenvolvimento sustentável para a sociedade, clientes, empregados e acionistas.

A Companhia orienta seus processos e iniciativas para promover a cultura de sustentabilidade e a geração de valor compartilhado. Nosso objetivo é tornar o debate ESG sistêmico, reforçando o compromisso com o desenvolvimento sustentável e a perenidade da organização. Destacamos nossos principais pilares e frentes de atuação: matriz 100% renovável, frota e instalações sustentáveis; Programa Rede Elétrica Inteligente (o maior da América Latina); operações ambientalmente corretas, socialmente justas e economicamente viáveis, respeitando a legislação e gerando valor às partes interessadas.

Em 2025, revisitamos os elementos da Cultura Copel, sustentada pela nossa Ambição que nos move e pelos Valores que orientam nossas atitudes, sendo eles: (i) Nossa força é nossa gente; (ii) Cada cliente importa; (iii) Entregamos resultados extraordinários; (iv) Movidos a futuro; e (v) Segurança e ética são inegociáveis.

Acreditamos que estimularmos a cultura de dono em cada colaborador é essencial para concretizarmos a nossa Razão de Ser "Iluminar vidas com pura energia". Isso que nos conecta diariamente com a sociedade.

O ano de 2025 evidencia a evolução da Copel como uma empresa moderna, preparada para os desafios do futuro e comprometida com eficiência operacional e a geração de valor sustentável para a sociedade, clientes, empregados e acionistas. Entramos em um novo ciclo com responsabilidade, disciplina e visão de longo prazo, determinados a alcançar nossa ambição de "**ser a empresa que mais gera valor no setor elétrico brasileiro**".



Daniel Slaviero

Presidente da Copel

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[1]. As análises a seguir referem-se ao quarto trimestre de 2025 (4T25) em comparação com o mesmo período de 2024 (4T24) e, quando aplicável, aos períodos acumulados de 2024 e 2025.

1.1 Ebitda

A Copel registrou Ebitda Recorrente[2] de R$ 1.358,1 milhões no 4T25, um crescimento de 16,1% frente aos R$ 1.169,6 milhões registrados no 4T24. 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. A Copel DIS representou aproximadamente 53,6% desse resultado, enquanto a Copel GeT e a Copel COM representaram aproximadamente 48,4%, compensado pelo resultado das demais partes que representaram -2,0%[3].

Destacam-se no 4T25:

(i) o crescimento do Ebitda da Copel GeT de 24,3% (+R$ 127,8 milhões) em relação ao 4T24, totalizando R$ 654,2 milhões, resultado dos seguintes fatores: **i.** acréscimo na receita por disponibilidade de rede elétrica, no valor de R$ 102,7 milhões, 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; **ii.** o decréscimo de R$ 86,1 milhões nos custos gerenciáveis (PMSO) recorrentes (mais detalhes na sequência, na seção sobre custos gerenciáveis); **iii.** acréscimo de R$ 34,9 milhões, decorrente 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; e **iv.** a redução de R$ 10,8 milhões com encargos de uso da rede elétrica, decorrente do avanço da participação do sinal locacional no cálculo da TUST;

Este resultado foi parcialmente compensado pelo aumento do custo com energia elétrica comprada para revenda, em consequência da combinação de menor GSF (67,4% no 4T25 frente 79,9% no 4T24) e maior PLD (R$ 264,70/MWh no 4T25, versus R$ 216,36/MWh no 4T24), bem como maior desvio de geração e resultado do incremento no *curtailment,* que passou de 15,7% no 4T24 para 34,2% no 4T25. Mais detalhes na seção 3.1;

(ii) o aumento de R$ 23,6 milhões no Ebitda da Elejor em relação ao 4T24, impulsionado pelo maior volume de energia comercializada em contratos bilaterais no período e pelo acréscimo no preço médio de venda;

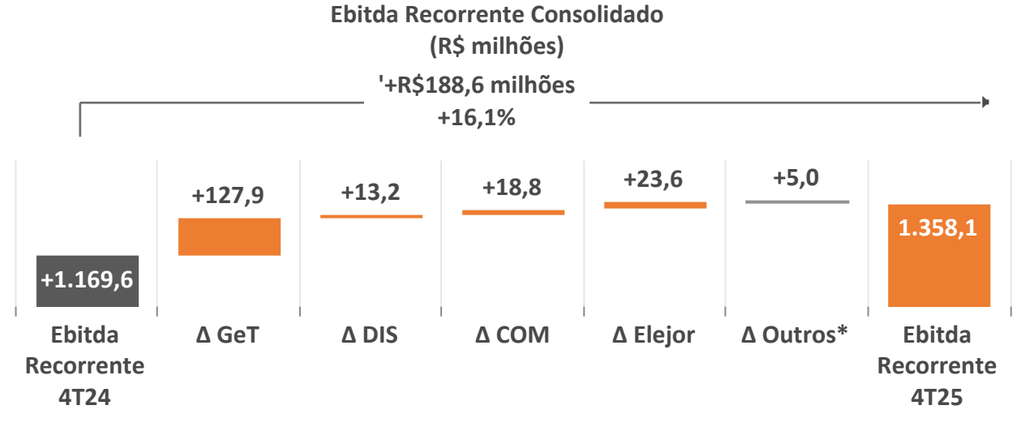
(iii) o acréscimo de R$ 18,8 milhões no Ebitda da Copel COM em relação ao 4T24, reflexo, principalmente, do aumento do volume de 69,7% na venda de energia em contratos bilaterais (3.824 GWh ante a 2.253 GWh no 4T24), e da estratégia de comercialização com mitigação dos efeitos de contratos com geração a partir de fontes intermitentes, com impacto de, aproximadamente, R$ 18,0 milhões no 4T24;

(iv) o aumento do Ebitda da Copel DIS em 1,8% (+R$ 13,1 milhões) em relação ao 4T24, resultou, principalmente, do Reajuste Tarifário Anual - RTA de junho de 2025, com efeito médio de 1,3% na parcela B, levemente compensado pela redução de 0,1% no Mercado Fio Faturado. Mais detalhes na seção 4.1.

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

R$ milhões

Ebitda Recorrente	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Ebitda	**1.848,8**	**1.298,9**	**42,3**	**6.526,9**	**5.529,7**	**18,0**
(-/+) Valor justo na compra e venda de energia	6,4	10,6	(39,6)	(18,6)	36,6	—
(-/+) Provisão/Reversão indenização PDV	0,5	—	—	21,5	18,3	17,5
(-/+) Alienação de ativos/descruzamento	(131,6)	—	—	(477,3)	(264,4)	80,5
(-/+) Ebitda op.descontinuadas	—	—	—	—	58,6	—
(-/+) Ressarcimento por curtailment	(265,7)	—	—	(265,7)	—	—
(-/+) Equivalência Patrimonial	(38,0)	(55,8)	(31,9)	(240,0)	(281,2)	(14,7)
(-/+) Valor Novo de Reposição - VNR	(88,6)	(33,0)	168,5	(161,2)	(82,4)	95,6
(-/+) Efeito IFRS (Receita Transmissão Societária/ Regulatória	26,3	(51,1)	(1,5)	148,2	6,5	2.180,0
Ebitda Recorrente	**1.358,1**	**1.169,6**	**16,1**	**5.533,8**	**5.021,7**	**10,2**



*Inclui Ebitda das operações descontinuadas, Holding, Copel Serviços e eliminações e reclassificações entre empresas do grupo.

[1] Copel Serviços, Elejor e demais participações em ativos de geração.

[2] 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.

[3] As demais partes incluem a Holding, Copel Serviços, Elejor, bem como os ajustes de Eliminação e Reclassificação.

1.2 Receita Operacional

A Receita Operacional Líquida recorrente, incluindo os efeitos IFRS no segmento de transmissão de energia e excluindo VNR, MTM e eventos não recorrentes, totalizou R$ 6.874,1 milhões no 4T25, um crescimento de 16,9% em relação aos R$ 5.881,4 milhões registrados no 4T24. Esse resultado é reflexo, principalmente, dos aumentos:

(i) de R$ 669,9 milhões (+245,5%) 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$ 409,8 milhões (+50,0%) na receita de suprimento de energia elétrica, com os seguintes destaques: **i.** acréscimo de R$ 321,9 milhões em receita de suprimento, devido ao crescimento de 69,7% no volume de energia vendida para contratos bilaterais da Copel COM e maior energia vendida no Ambiente de Contratação Livre - ACL no portfólio da Elejor; e **ii.** aumento de R$ 109,0 milhões na receita da Copel DIS devido a maior venda de energia no mercado de curto prazo (MCP) e no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MSCD). Este resultado foi parcialmente compensado pelo aumento de R$ 37,1 milhões (+39,7%) no desvio de geração nos complexos eólicos;

(iii) de R$ 190,7 milhões (+33,6%) na receita de construção, em virtude, majoritariamente, do aumento do volume de obras relacionadas ao programa de investimentos da Copel DIS (ver tópico 2), que engloba investimentos orientados ao aprimoramento e modernização de infraestrutura e melhorias no atendimento a consumidores, sem efeito no resultado visto a equiparação do valor registrado em custos e despesas; e

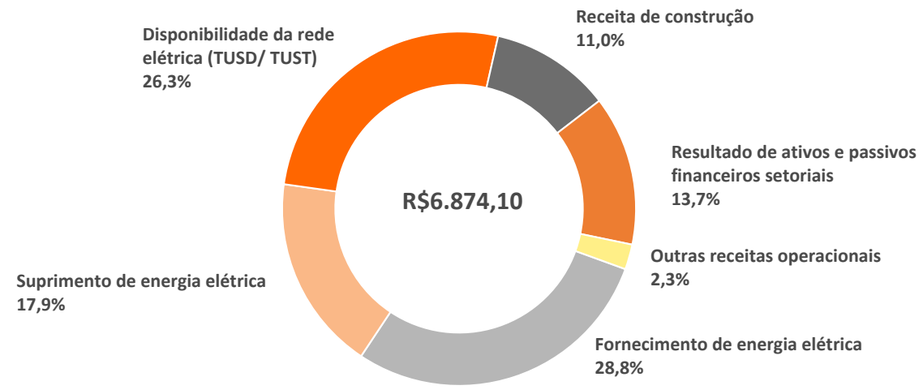
(iv) de R$ 19,5 milhões (+14,1%) em outras receitas, explicado principalmente pelos contratos de compartilhamento de infraestrutura da Copel DIS.

Este resultado foi parcialmente compensado pela redução:

(i) de R$ 220,8 milhões (-10,0%) na receita de fornecimento de energia elétrica devido à redução da Tarifa de Energia - TE em 5,5% na RTA/2025 e da redução de 4,9% no consumo do mercado cativo. Ressalta-se que a receita proveniente do fornecimento de energia é composta pela energia comprada do gerador, pelos encargos setoriais associados e pelos custos relacionados às perdas técnicas. Esse conjunto de componentes não incorpora margem de remuneração para a concessionária de distribuição..

(ii) de R$ 74,4 milhões (-3,9%) na receita com disponibilidade de rede elétrica, impactada negativamente pelo aumento de R$ 334,4 milhões dos encargos da CDE Uso na Copel DIS.

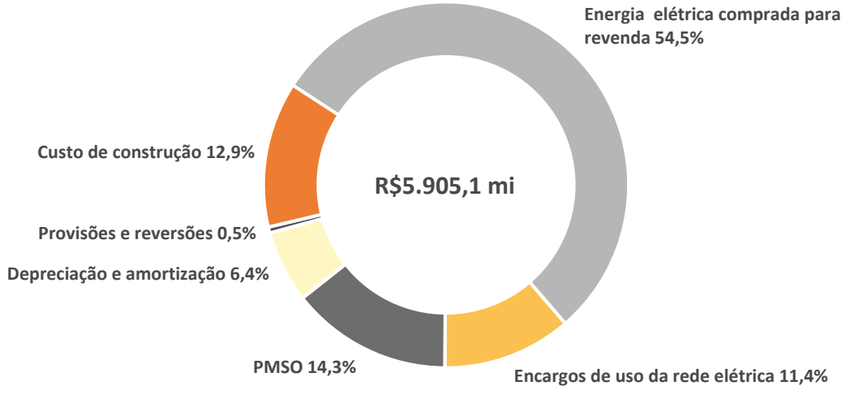
Receita Operacional Líquida



1.3 Custos e Despesas Operacionais

No 4T25, os custos e despesas operacionais recorrentes totalizaram R$ 5.905,1 milhões, acréscimo de 16,1% em comparação aos R$ 5.088,2 milhões registrados no 4T24. O custo com energia elétrica comprada para revenda representa 54,5% do total de custos realizado no trimestres, seguido pelo custo de construção com participação de 12,9%, PMSO de 14,3%, Encargos setoriais de 11,5% e os demais com 6,9% de participação.

Breakdown dos Custos e Despesas



As principais variações no período são:

(i) o aumento de R$ 611,7 milhões (+23,5%) em energia elétrica comprada para revenda, decorrente, principalmente: **i.** do acréscimo de R$ 338,5 milhões na compra de energia da Copel DIS, com destaque para o maior volume proveniente do sistema de geração distribuída (+R$ 209,9 milhões) e da aquisição de energia em Leilão (+R$ 122,5 milhões); e **ii.** da alta de R$ 321,8 milhões (+21,9%) na Copel COM pela aquisição de energia elétrica em contratos bilaterais;

(ii) o aumento de R$ 190,7 milhões (+33,6%) no custo de construção, essencialmente devido ao programa de investimento da Copel DIS, sem efeito no resultado visto a equiparação do valor registrado em receita de construção; e

(iii) aumento de R$ 55,7 milhões em custos gerenciáveis recorrentes (PMSO).

Esse resultado foi parcialmente compensado pela redução de R$ 86,4 milhões (-73,7%) em provisões e reversões devido, principalmente, ao decréscimo de R$ 62,3 milhões em provisões para litígios, especialmente, cível e trabalhista e ao efeito de *impairment* de ativos no valor de R$ 26,6 milhões registrado no 4T24 e não presente no período atual.

Para os custos gerenciáveis recorrentes (PMSO), o aumento de 7,1% decorre dos seguintes fatores: **i.** elevação de 14,0% (+R$ 42,3 milhões) nas despesas com serviço de terceiro, concentrada na Copel DIS vinculadas às atividades de manutenção do sistema elétrico, incluindo custos com limpeza de faixa de servidão; **ii.** crescimento de 14,2% (+R$ 31,8 milhões) no custo pessoal, influenciado pela reversão de R$ 28,2 milhões de participação nos lucros e resultados - PLR no 4T24 e não presente no atual trimestre; e **iii.** acréscimo de R$ 19,4 milhões em custo com materiais, essencialmente, em sistema elétrico em decorrência de saneamento de bens (+R$ 10,9 milhões) e custo de O&M nos parques eólicos (+R$ 7,1 milhões).

O resultado de PMSO foi compensado, em partes, pela redução de 20,2% (-R$ 35,0 milhões) com outros custos e despesas, majoritariamente pelas perdas líquidas na desativação de bens do 4T24 no montante de R$ 69,4 milhões ante a R$ 33,9 milhões no trimestre atual.

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

R$ milhões

Custos Gerenciáveis recorrentes*	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Pessoal e administradores	256,1	224,3	14,2	939,3	1.063,5	(11,7)
Planos previdenciário e assistencial	57,7	60,4	(4,5)	234,5	259,3	(9,6)
Material	44,0	24,6	78,9	108,0	86,9	24,3
Serviços de terceiros	343,9	301,6	14,0	1.192,3	1.074,3	11,0
Outros custos e despesas operacionais	138,6	173,6	(20,2)	497,3	505,3	(1,6)
TOTAL	**840,3**	**784,5**	**7,1**	**2.971,4**	**2.989,3**	**(0,6)**

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

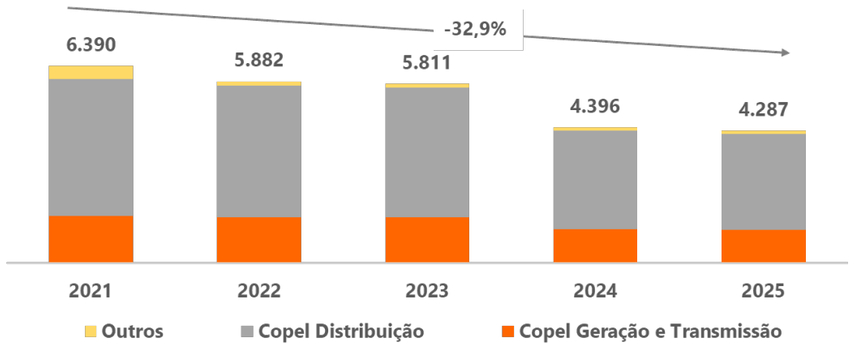
Neutralizando os efeitos das provisões relacionadas ao Prêmio Por Desempenho (PPD), Participação nos Lucros e Resultados (PLR) e Incentivos de Longo Prazo (ILP), e desconsiderando os efeitos de reversão de PLR de R$ 28,2 milhões no 4T24, verificou-se uma redução de R$ 37,4 milhões (-16,1%) nos custos com pessoal e administradores no comparativo trimestral, efeito da redução de 2,5% no total de empregados na comparação entre os períodos, parcialmente compensado pela provisão *pro rata* entre outubro e dezembro 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 3,9% entre (janeiro a dezembro de 2025), houve uma redução de 8,1% em Pessoal.

R$ milhões

Custo Recorrente com Pessoal	4T25	4T24*	Δ%	2025	2024	Δ%
Pessoal e administradores	256,1	224,3	14,2	939,3	1.063,5	(11,7)
(-/+) Participação nos lucros/resultados, PPD e ILP	(61,7)	7,5	(922,7)	(191,0)	(186,3)	2,5
TOTAL	**194,4**	**231,8**	**(16,1)**	**748,3**	**877,2**	**(14,7)**

*Ajuste reversão da provisão de PLR de R$ 28,2 mi

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 4T25 reduziu 31,9% em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior (R$ 37,9 milhões, ante R$ 55,8 milhões registrados no 4T24). 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 0,60% vs. 1,48% no 4T24).

1.5 Resultado Financeiro

O resultado financeiro foi negativo em R$ 507,4 milhões no 4T25, ante R$ 376,7 milhões negativos registrados no 4T24, um incremento negativo de R$ 130,6 milhões (+34,7%). A variação mencionada é reflexo, sobretudo, do aumento das despesas com encargos da dívida em R$ 126,4 milhões (+29,4%), em razão do aumento da dívida e redução de R$ 30,8 milhões em rendas de aplicações financeiras. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução de R$ 49,3 milhões em variações monetária de litígios, especialmente, cíveis.

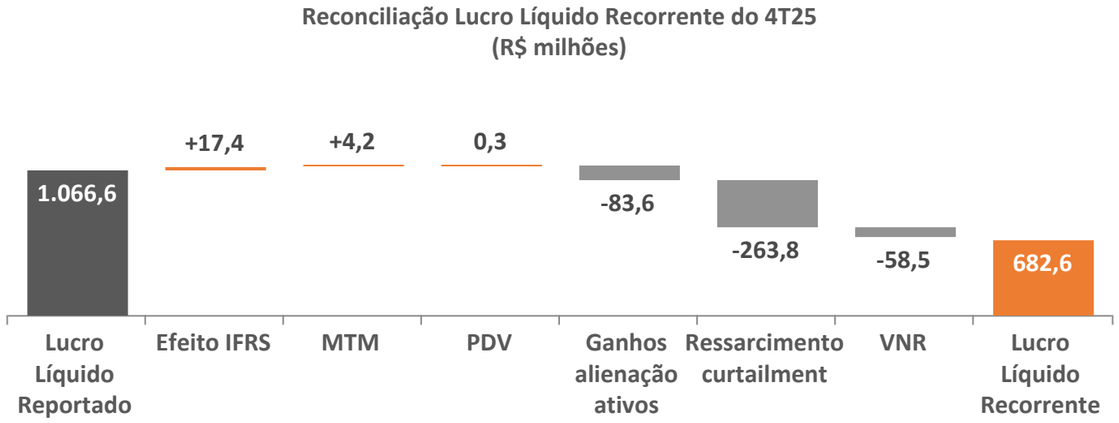
R$ milhões

Resultado Financeiro	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Receitas Financeiras	318,1	327,6	(2,9)	1.343,7	1.184,8	13,4
Despesas Financeiras	(825,5)	(704,3)	17,2	(3.142,0)	(2.341,8)	34,2
Resultado Financeiro Total	**(507,4)**	**(376,7)**	**34,7**	**(1.798,3)**	**(1.157,0)**	**55,0**

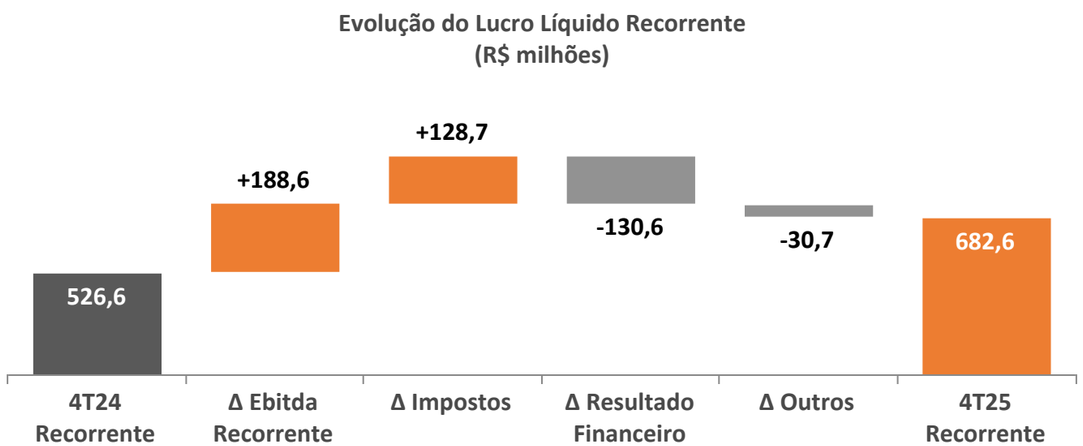
1.6 Resultado Líquido Consolidado

A Copel registrou lucro líquido reportado de R$ 1.066,6 milhões no 4T25, ante R$ 575,2 milhões no 4T24, um aumento de 85,4%, principalmente em razão do melhor desempenho operacional anteriormente destacado e do decréscimo de tributos (-R$ 85,0 milhões) em função, essencialmente, da maior declaração de Juros sobre Capital Próprio (JCP) no 4T25. Este resultado foi parcialmente compensado pelo menor resultado financeiro (-R$ 130,6 milhões) e da queda no resultado com equivalência (-R$ 17,8 milhões), principalmente pela consolidação de MSG e menor correção pelo IPCA no período.

Os principais ajustes do lucro líquido no 4T25 foram:



Desconsiderando 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 29,6% em relação ao 4T24, alcançando R$ 682,6 milhões. Esse desempenho foi impulsionado principalmente pelo aumento do EBITDA recorrente e pela redução da carga tributária decorrente do JCP, efeitos parcialmente compensados pela queda no resultado financeiro e pela menor contribuição da equivalência patrimonial.



1.7 Dívida e alavancagem

O total da dívida consolidada da Copel em 31 de dezembro de 2025 foi de R$ 20.038,9 milhões, variação de 12,9% em relação ao montante registrado em 31 de dezembro de 2024, de R$ 17.753,8 milhões. A tabela e os gráficos a seguir demonstram o endividamento da Copel e suas subsidiárias em 31 de dezembro de 2025.

Dívida por Subsidiária

R$ milhões

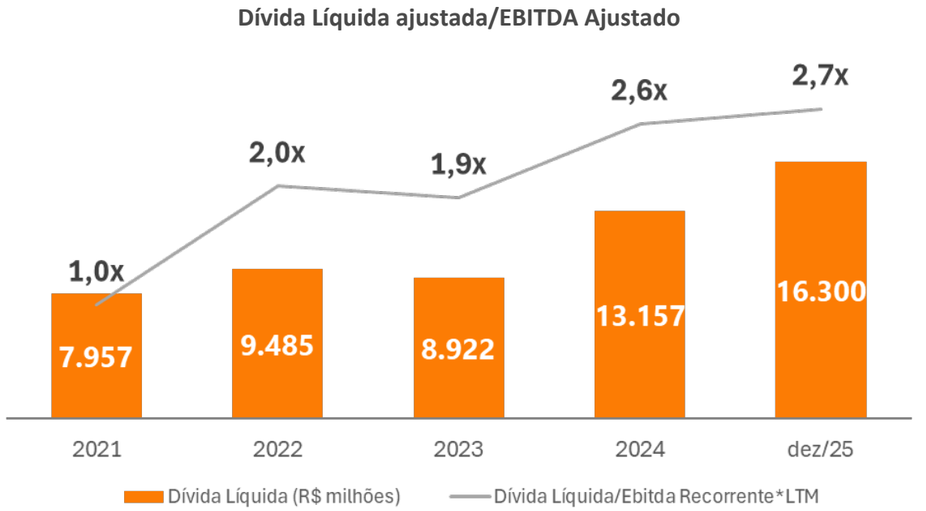
R$ mil	Copel GeT[2]	Copel DIS	Outras[3]	Total
Dívida Total[1]	10.961,5	9.006,0	71,4	20.038,9
Disponibilidade	2.921,3	400,1	417,4	3.738,8
Dívida Líquida Ajustada	**8.040,2**	**8.605,9**	**(346,0)**	**16.300,1**
Alavancagem				2,7x
Duration (anos)	3,1	3,3	3,8	3,4

[1] Considera efeito de wap sobre debêntures.

[2] Considerada Copel Geração e Transmissão S.A. (controladora).

[3] Inclui Copel Serviços, complexos eólicos (Brisa Potiguar, Cutia, Jandaíra, Vilas, Aventura e SRMN) e transmissoras (Costa Oeste e Marumbi).

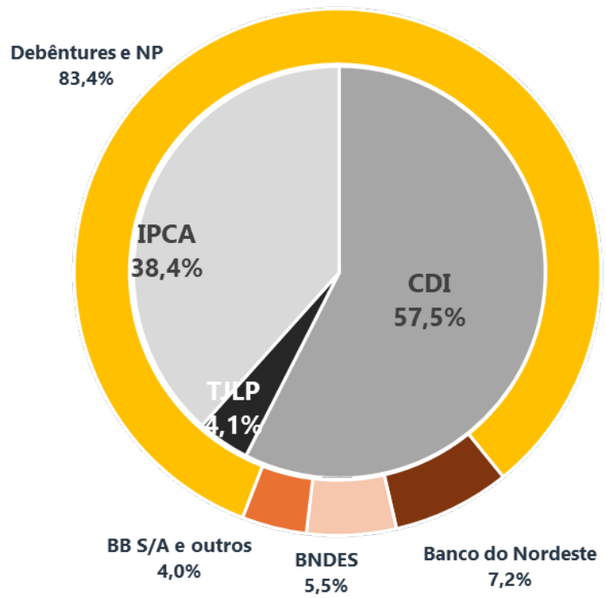
Em 31 de dezembro de 2025, a alavancagem consolidada atingiu 2,7x, refletindo uma dívida líquida de R$ 16.300,0 milhões — um aumento de 0,1x em relação ao encerramento de 2024 de 2,6x. Apesar da elevação, o indicador permanece em nível confortável e dentro dos parâmetros definidos pela estrutura ótima 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.



*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.

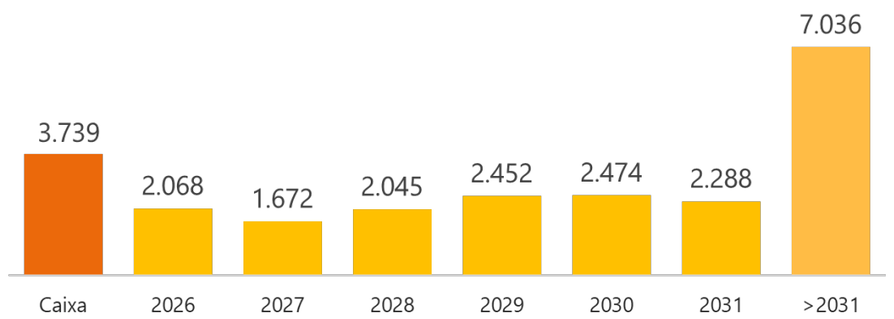
O custo médio da dívida em taxa nominal em 31.12.2025 é de 13,07% a.a. (11,96% a.a. em 31.12.2024), o que equivale a 87,74% do CDI (98,46% do CDI em 31.12.2024).

Composição e Indexadores da Dívida



Amortização - R$ milhões

Prazo Médio: 4,9 anos (vs. 4,2 anos em 2024)



2. Investimentos

No 4T25, o montante realizado do programa de investimentos foi de R$ 767,6 milhões, sendo 82,5% pela Copel DIS e 16,5% pela Copel GeT, Copel COM e Copel Holding.

Em 2025, foram investidos R$ 3.592,5 milhões, sendo 82,4% aplicados na Copel Distribuição, com destinação de 90,7% para ativos elétricos e 9,3% para investimentos em ativos não elétricos e outros investimentos. Desconsiderando o investimento da aquisição de UHE Mauá e MSG (descruzamento de ativos), o investimento em 2025 foi de R$ 3.395,9 milhões.

R$ milhões

Subsidiária / SPE	Realizado			
	4T25	4T24	2025	2024
Copel Distribuição	**641,3**	**543,1**	**2.959,0**	**2.196,9**
Copel Geração e Transmissão	**123,0**	**135,3**	**626,7**	**263,0**
Geração	**25,8**	**31,4**	**147,5**	**79,6**
Hidrelétricas	12,0	11,7	52,8	40,0
Eólicas	13,8	19,7	94,7	39,6
Transmissão	**77,5**	**70,7**	**245,9**	**124,6**
Melhorias/Reforço [1]	70,6	70,5	229,3	123,6
Outros Investimentos	6,9	0,2	16,6	1,0
Demais projetos GeT [2]	**19,7**	**33,2**	**233,3**	**58,8**
Holding	**1,9**	**0,5**	**3,7**	**2,0**
Copel Comercialização	**1,4**	**0,9**	**2,0**	**1,3**
Copel Serviços e outras participações [3]	**0,0**	**0,0**	**1,1**	**40,6**
Total	**767,6**	**679,8**	**3.592,5**	**2.503,8**

[1] Inclui Plano de Modernização de Instalações - PMI.

[2] Inclui modernização COGT (Centro de Operações da Geração e Transmissão), modernização UHE GPS Parigot de Souza e SPEs Marumbi e Uirapuru

[3] 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 no âmbito dos projetos Paraná Trifásico e Rede Elétrica Inteligente com o objetivo de modernizar, automatizar e renovar a rede de distribuição com tecnologias padronizadas para atendimento aos equipamentos de automação. Entre os benefícios dos projetos estão o reforço das redes rurais para reduzir desligamentos e garantir o suporte ao crescimento do agronegócio no Estado do Paraná, redução dos custos com serviços de O&M e comerciais e aprimoramento no controle dos indicadores de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC. O programa é composto por projetos pilares:

- **Paraná Trifásico:** abrange a melhoria e renovação das redes de distribuição rurais na área de concessão da Companhia, com implantação de rede trifásica e criação de redundância nos principais ramais rurais. Em 2025, o programa foi concluído totalizando 25.000 km de rede trifásica construída.
- **Rede Elétrica Inteligente:** visa implantar uma rede de comunicação privada com tecnologia padronizada para atendimento de todos os equipamentos de automação da rede de distribuição e infraestrutura avançada de medição. Até o final de 2025, já estavam instalados 2.026.837 medidores inteligentes. O programa identificou avanços para nossa operação, com a redução de homens-hora e km rodados pelas equipes, menos perdas não-técnicas, melhoria na qualidade e redução de compensações pelas transgressões aos limites de desempenho da qualidade.

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 78,4% do total investido no período.

3. Copel Geração e Transmissão (Resultado Consolidado)

3.1 Desempenho Econômico-Financeiro

A Copel GeT apresentou um Ebitda recorrente[4] de R$ 654,2 milhões, montante 24,3% ou R$ 127,8 milhões maior que os R$ 526,4 milhões registrados no 4T24.

Esse resultado reflete, principalmente:

(i) a maior receita da disponibilidade de rede elétrica, no valor de R$ 102,7 milhões, explicado principalmente 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.;

(ii) o decréscimo de R$ 72,9 milhões nos custos gerenciáveis (PMSO) recorrentes (mais detalhes na sequência, no parágrafo sobre custos gerenciáveis);

(iii) a diminuição de R$ 52,7 milhões com provisões e reversões, reflexo principalmente da menor provisão com litígios de natureza cível, trabalhista e nas perdas com crédito esperado;

(iv) o acréscimo de R$ 34,9 milhões, decorrente dos efeitos positivos nas transações realizadas no mercado de curto prazo, em especial a modulação do portfólio de geração hidrelétrica diante do comportamento do PLD do submercado Sul no período;

(v) a redução de R$ 10,8 milhões com encargos de uso da rede elétrica, decorrente do avanço da participação do sinal locacional no cálculo da TUST;

(vi) o aumento de R$ 8,4 milhões, reflexo do maior volume de energia vendida em contratos bilaterais (4.076 GWh no 4T25, ante 3.375 GWh no 4T24);

(vii) o incremento de R$ 3,4 milhões na receita com Contratos de Compra de Energia no Ambiente regulado - CCEAR, essencialmente pelo início do suprimento de Jandaíra e consolidação da UHE Mauá.

Os efeitos positivos mencionados acima foram parcialmente compensados pelo:

(i) aumento do custo com energia elétrica comprada para revenda em R$ 114,7 milhões, consequência da combinação de menor GSF (67,4% no 4T25 frente 79,9% no 4T24) e maior PLD (R$ 264,70/MWh no 4T25, versus R$ 216,36/MWh no 4T24);

(ii) maior desvio de geração, de R$ 37,1 milhões (+39,7%), resultado do incremento no *curtailment,* que passou de 15,7% no 4T24 para 34,2% no 4T25.

R$ milhões

Ebitda Recorrente	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Ebitda	**1.078,9**	**632,0**	**0,7**	**3.760,6**	**3.098,2**	**0,2**
(-/+) Alienação ativos/descruzamento	(144,9)	—	—	(490,6)	(264,4)	85,6
(-/+) Ressarcimento Curtailment	(265,7)	—	—	(265,7)	—	—
(-/+) Reversão/provisão Indenização PDV	0,1	(0,1)	(200,0)	8,7	4,0	117,5
(-/+) EBITDA Recorrente op. Descontinuada UEGA	—	—	—	—	(27,4)	—
(-/+) Equivalência Patrimonial	(40,4)	(54,4)	(25,7)	(241,3)	(276,9)	(12,9)
(-/+) Efeito IFRS (Receita Transmissão Societária/Regulatória) - ver item 3.1.1	26,2	(51,1)	—	148,2	6,5	2.180,0
Ebitda Recorrente	**654,2**	**526,4**	**24,3**	**2.919,9**	**2.540,0**	**15,0**

O PMSO, excetuando-se itens não recorrentes, provisões e reversões, apresentaram redução de R$ 72,9 milhões (-23,2%), explicada, principalmente: **(i)** pela redução em *Outros custos e despesas operacionais* (-78,5 milhões), impactada sobretudo pela menor perda na desativação alienação de bens no 4T25, em comparação ao mesmo período do ano anterior; **(ii)** pelo menor custo com *Serviços de terceiros* (-R$ 4,2 milhões), principalmente relativos a manutenção de instalações e serviços. Resultado compensado parcialmente por maiores custos com: **(iii)** aquisição de *Materiais* (+R$ 7,6 milhões), essencialmente destinadas aos ativos eólicos; e do **(iv)** incremento nos custos com *Pessoal e administradores* em R$ 2,9 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, neutralizado em parte pela redução de 2,5% no quadro de empregados próprios, majoritariamente pelo PDV concluídos em 2024 e 2025.

R$ milhões

Custos Gerenciáveis Recorrentes*	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Pessoal e administradores	75,4	72,5	4,0	289,1	346,9	(16,7)
Planos previdenciário e assistencial	17,0	17,7	(4,0)	69,4	78,3	(11,4)
Material	13,7	6,1	124,6	38,4	20,6	86,4
Serviços de terceiros	79,8	84,0	(5,0)	271,3	286,0	(5,1)
Outros custos e despesas operacionais	55,2	133,7	(58,7)	231,8	294,6	(21,3)
TOTAL	**241,1**	**314,0**	**(23,2)**	**900,0**	**1.026,4**	**(12,3)**

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

Desconsiderando os efeitos do PLR, PPD e ILP, os custos com pessoal apresentaram uma redução de 6,4%, refletindo principalmente a redução do quadro de empregados próprios, majoritariamente pelo PDV, conforme já mencionado, parcialmente compensado pela provisão pro rata, entre outubro e dezembro, do Acordo Coletivo 2025, com reajuste salarial de 5,01% (INPC acumulado 12 meses até setembro/2025).

Isolando os efeitos da inflação acumulada medida pelo INPC, de 3,9% entre (janeiro a dezembro de 2025), houve uma redução de 10,0% em Pessoal.

[4] Excluídos itens não recorrentes e efeitos do IFRS sobre ativos de contratos de transmissão.

No acumulado do ano, o custo com pessoal sem os efeitos das remunerações variáveis reduziu 17,9% como reflexo, principalmente, do PDV de 2024 e 2025.

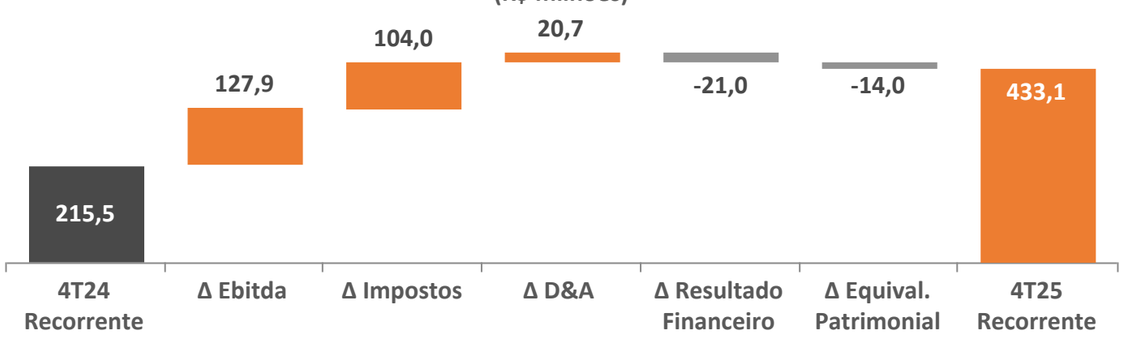
R$ milhões

Custo Recorrente com Pessoal	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Pessoal e administradores [1]	75,4	72,5	4,0	289,1	346,9	(16,7)
(-/+) Participação nos lucros/resultados, PPD e ILP	(15,2)	(8,2)	85,4	(48,1)	(53,5)	(10,1)
TOTAL	**60,2**	**64,3**	**(6,4)**	**241,0**	**293,4**	**(17,9)**

[1] Desconsidera efeitos dos seguintes itens não recorrentes: Pessoal - Reversão/provisão Indenização PDV

O Lucro Líquido Recorrente atingiu R$ 433,1 milhões no 4T25, aumento de 100,9% na comparação com o 4T24. Esse resultado reflete, principalmente, da combinação dos seguintes efeitos: **i.** variação negativa do resultado financeiro (-R$ 180,3 milhões no 4T25, ante -R$ 159,3 milhões no 4T24), explicado pelo maior montante da dívida e CDI mais alto (3,5% no 4T25, ante 2,6% no 4T24); **ii.** menor dispêndio com Imposto de Renda e Contribuição Social de R$ 104,0 milhões, em função essencialmente do pagamento de Juros sobre Capital Próprio (JCP) para a Copel (Holding), ocorrido no 4T25; **iii.** maior Ebitda, em R$ 127,9 milhões, pelos pontos apresentados anteriormente; **iv.** redução na depreciação, em R$ 20,7 milhões, efeito da renovação das concessões e da alienação de ativos; e **v.** decréscimo de R$ 14,0 milhões na equivalência patrimonial, justificado majoritariamente pela consolidação de Mata de Santa Genebra - MSG ao portfólio, que deixou de contribuir para equivalência em R$ 18,0 milhões.

Evolução do Lucro Líquido Recorrente (R$ milhões)



No acumulado do ano, a Copel GeT registrou Ebitda Recorrente de R$ 2.919,9 milhões, um aumento de 15,0% em relação ao mesmo período do ano anterior.

R$ milhões

Principais Indicadores	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Receita Operacional Líquida (R$ milhões)	1.443,7	1.210,2	19,3	5.096,9	4.521,5	12,7
Custos e Despesas Operacionais (R$ milhões)	(592,1)	(840,2)	(29,5)	(2.305,7)	(2.533,3)	(9,0)
Resultado Operacional (R$ milhões)	711,7	265,2	168,4	2.089,7	1.658,6	26,0
Lucro Líquido (R$ milhões)	771,5	249,3	209,5	1.802,4	1.307,0	37,9
Lucro Líquido Recorrente (R$ milhões)	433,0	215,5	100,9	1.321,8	2.205,1	(40,1)
EBITDA (R$ milhões)	1.078,8	632,0	70,7	3.760,6	3.098,2	21,4
EBITDA Recorrente (R$ milhões)	654,2	526,4	24,3	2.919,9	2.540,0	15,0
Margem Operacional	49,3%	21,9%	125,1	41,0%	36,7%	11,7
Margem Líquida	30,0%	17,8%	68,5	25,9%	48,8%	(46,9)
Margem EBITDA	74,7%	52,2%	43,1	73,8%	68,5%	7,7
Margem EBITDA Recorrente	45,3%	43,5%	4,1	57,3%	56,2%	2,0
Programa de Investimento (R$ milhões)	123,0	135,3	(9,1)	626,7	263,0	138,3

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	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
(A) Receita societária[1]	**329,9**	**303,5**	**8,7**	**1.127,7**	**1.018,6**	**10,7**
Receita O&M e Juros efetivos	308,3	282,5	9,1	1.097,3	990,7	10,8
Receita e margem de construção	110,0	74,6	47,3	275,6	123,5	123,2
Custo de construção	(88,3)	(53,7)	64,5	(245,2)	(95,6)	156,5
(B) Receita regulatória[1]	**356,2**	**252,3**	**41,2**	**1.275,9**	**1.025,1**	**24,5**
(B-A) Efeito IFRS - Diferença Receita Tra Regulatória/ Societária	**26,2**	**(51,1)**	**–**	**148,2**	**6,5**	**2.180,0**
(+/-) Efeitos na equivalência patrimonial das transmissoras[2]	(2,5)	(32,9)	(92,5)	(81,2)	(139,8)	(41,9)
Efeito IFRS no segmento Transmissão	**23,8**	**(84,1)**	**–**	**67,0**	**(133,3)**	**–**

1 líquida de impostos e encargos.

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

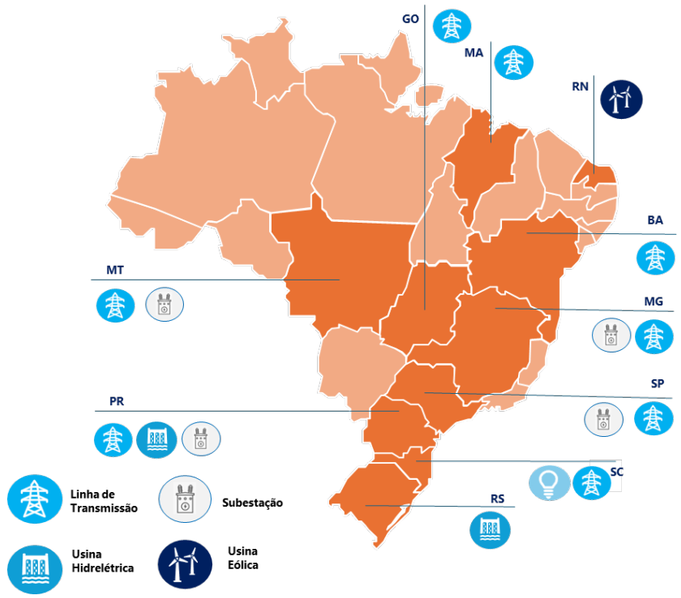
3.2 Desempenho Operacional

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 9.68 km de linhas de transmissão e 53 subestações de rede básica, considerando as participações.

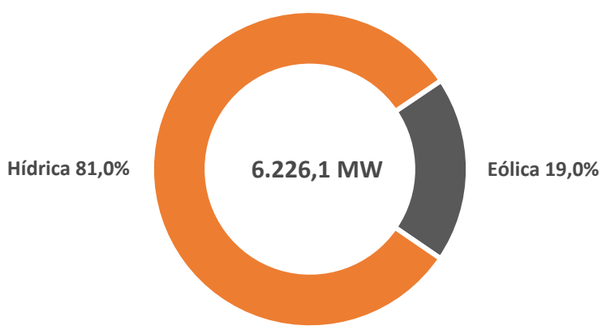
Para mais informações sobre dados operacionais de geração e transmissão, consulte o Anexo IV.

3.2.1 Geração

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



Capacidade Instalada por Fonte



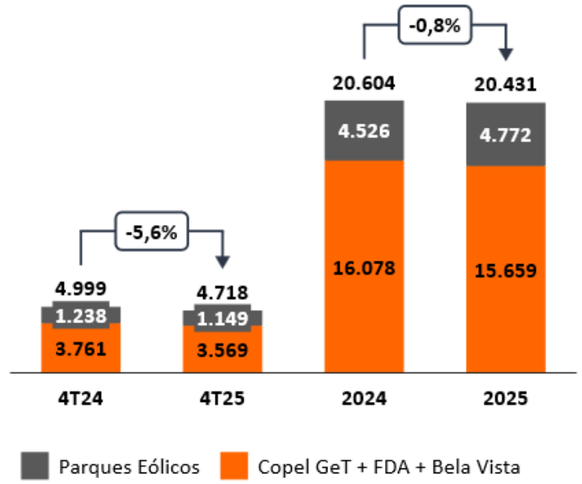
A geração hídrica da Copel Geração e Transmissão S.A. foi 2,8% menor no 4T25 (5.668 GWh, ante 5.833 GWh no 4T24), consequência de um cenário hidrológico menos favorável e do desinvestimento em Pequenas Centrais Hidrelétricas e na UHE Colíder. Nos parques eólicos, a geração foi 15,2% menor no 4T25 (874 GWh, ante 1.031 GWh no 4T24), consequência do aumento do *curtailment* no 4T25 (34,2%, ante 15,7% no 4T24) e da indisponibilidade de algumas máquinas. No acumulado, a geração total do portfólio da Companhia foi 18,0% menor (22.450 GWh no 2025, ante 27.363 GWh 2024).

3.2.2 Energia vendida

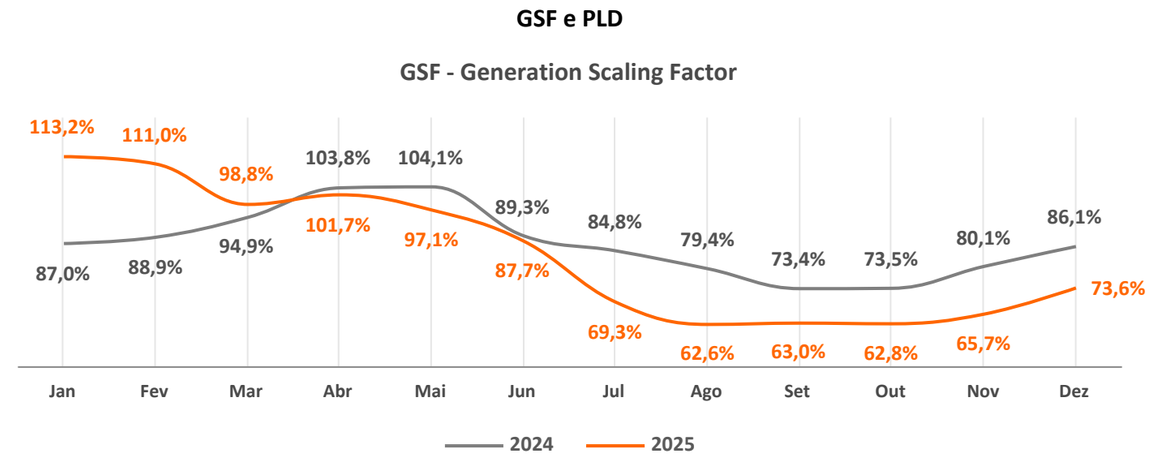
No 4º trimestre de 2025, a Copel Geração e Transmissão registrou 3.569 GWh de energia elétrica vendida pelas fontes hídricas, uma diminuição de 5,1%, principalmente, devido as vendas com contratos bilaterais, sendo parcialmente compensado pelo aumento do montante de compra de energia no mercado de curto prazo (MCP). A energia vendida não considera a geração alocada no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), a qual apresentou aumento de 14,4% no trimestre (3.061 GWh, ante 3.039 GWh no 4T24).

Para os parques eólicos, o total de energia elétrica vendida foi 1.149 GWh, uma redução de 7,2%, devido, principalmente, a necessidade aquisições no mercado de curto prazo (MCP), compensado em parte pelo incremento das vendas em contratos bilaterais e pela energia vendida no ambiente regulado (CCEARs), em função do início do suprimento do Complexo Jandaíra[5].

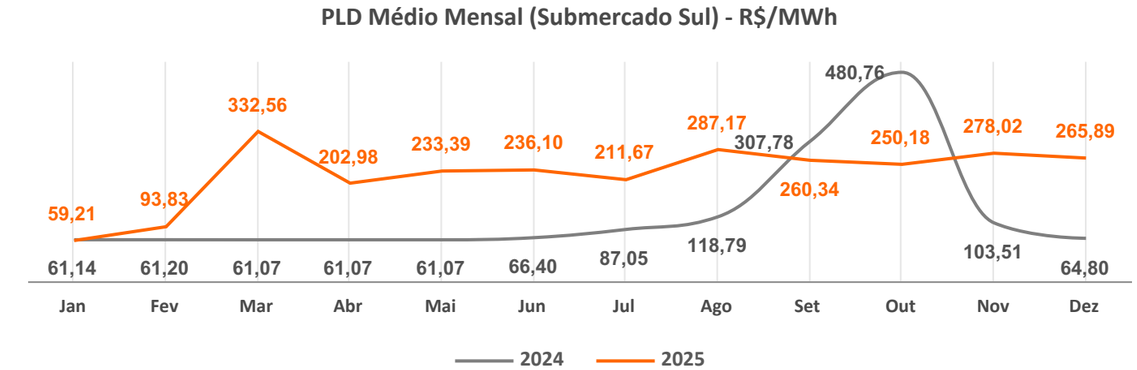
Venda Consolidada (GWh)



[5] Parques Eólicos Jandaíra I, II, III e IV (30° LEN - CCEAR 2025 - 2044).



Fonte: CCEE



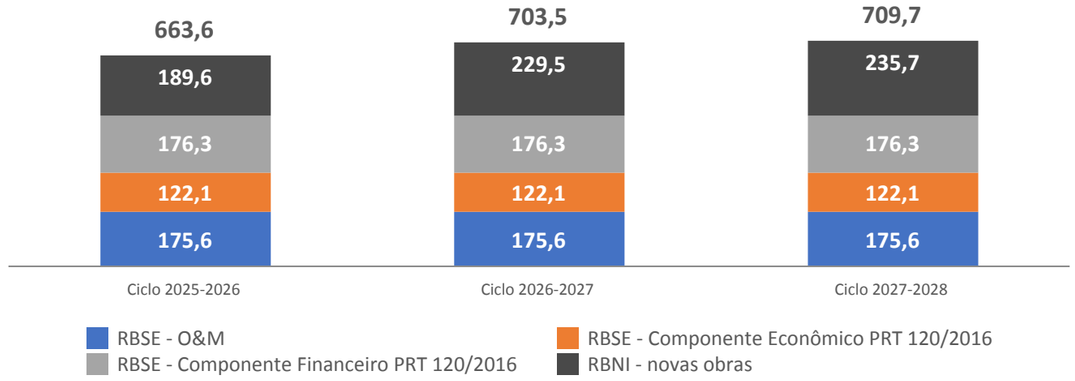
Fonte: CCEE

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 estão relacionados no Anexo IV, incluindo os empreendimentos 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[6] 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.



Nota:

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.

[6] 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. Copel Distribuição

4.1 Desempenho Econômico-Financeiro

A Copel DIS apresentou Ebitda recorrente de R$ 728,4 milhões no 4T25, um crescimento de 1,8% (R$ 13,2 milhões) em relação ao 4T24. Esse desempenho foi impulsionado, principalmente, pelo Reajuste Tarifário Anual (RTA) de junho de 2025, com efeito médio de 1,3% na parcela B, levemente compensado pela redução de 0,1% no Mercado Fio Faturado entre os períodos em análise .

R$ milhões

Ebitda Recorrente	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Ebitda	816,6	748,2	9,1	2.790,2	2.574,4	8,4
(-/+) Reversão/Provisão indenização PDV	0,4	—	—	12,5	13,3	(6,0)
(-/+) Valor Novo de Reposição - VNR	(88,6)	(33,0)	168,5	(161,2)	(82,4)	95,6
Ebitda Recorrente	728,4	715,2	1,8	2.641,5	2.505,3	5,4

Contribuíram para o resultado do Ebitda recorrente:

(i) o aumento de R$ 87,5 milhões (+8,4%) na margem bruta de distribuição (tabela abaixo) devido, principalmente, da combinação dos seguintes fatores:

R$ milhões

Margem Bruta de Distribuição	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Receita Operacional Líquida Recorrente (sem VNR)	**5.127,5**	**4.441,4**	**15,4**	**19.041,0**	**16.948,0**	**12,3**
(-) Receita de Construção	757,9	567,2	33,6	3.027,5	2.427,3	24,7
(-) Outras Receitas Operacionais	146,2	127,1	15,0	544,8	513,4	6,1
(=) ROL recorrente (sem construção, outras receitas e VNR)	4.223,4	3.747,1	12,7	15.468,7	14.007,3	10,4
(-) Energia Elétrica Comprada para Revenda	2.424,8	2.086,3	16,2	8.595,1	7.308,8	17,6
(-) Encargos de Uso da Rede Elétrica	665,5	615,2	8,2	2.690,0	2.729,2	(1,4)
Margem Bruta de Distribuição	1.133,1	1.045,6	8,4	4.183,6	3.969,3	5,4

[1] Desconsidera efeitos dos seguintes itens não recorrentes: Pessoal - Reversão/provisão Indenização PDV

- ao acréscimo do resultado de ativos e passivos financeiros setoriais de R$ 667,9 milhões com constituição de CVA Energia ao PLD médio superior no 4T25;
- à maior receita de suprimento de R$ 109,0 milhões, com aumento na liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo da CCEE (MCP), ao PLD médio maior no 4T25;
- à redução na receita com disponibilidade de rede elétrica de R$ 169,5 milhões, impactada pelo aumento dos encargos da CDE Uso. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo reajuste de 6,4% na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD – RTA/2025) e pelo crescimento de 0,3% no consumo do mercado fio (*ex*-Geração Distribuída);
- decréscimo na receita com fornecimento de energia R$ 131,2 milhões, em função da queda na Tarifa de Energia - TE (RTA/2025) e da redução no consumo do mercado cativo;
- ao aumento de R$ 338,5 milhões em energia comprada para revenda, com maior compensação da MMGD, além da maior aquisição de energia proveniente de Leilões/MCSD;
- ao acréscimo em despesa com encargos de uso da rede elétrica de R$ 50,3 milhões, com destaque para o aumento na Rede básica e no Encargo de Energia de Reserva (EER).

(ii) o acréscimo de R$ 19,1 milhões em outras receitas decorre principalmente do aumento de compartilhamento de infraestrutura; e

(iii) a redução de R$ 33,4 milhões nas despesas com provisões e reversões, principalmente, em litígios cíveis, parcialmente compensado pelo aumento de R$ 13,2 milhões em Perdas Esperadas com Crédito e Liquidação Duvidosa (PECLD).

Esses efeitos positivos foram parcialmente compensados pelo aumento do PMSO em R$ 126,8 milhões (+31,5%) em relação ao 4T24, devido, principalmente, aos aumentos de:

(i) R$ 56,5 milhões, majoritariamente, em outros custos e despesas, de R$ 37,9 milhões em perdas na desativação de bens associada ao programa de investimento e de R$ 13,0 milhões em recuperação de tributos realizado no 4T24, fator não presente no mesmo período de 2025;

(ii) R$ 47,4 milhões (+23,7%) nos custos com serviços de terceiros, em razão do maior volume de demandas, especialmente para serviços de manutenção do sistema elétrico, incluindo custos com limpeza de faixa de servidão;

(iii) R$ 15,7 milhões com custo com pessoal, 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

Custos Gerenciáveis Recorrentes (PMSO) [1]	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Pessoal e administradores	138,0	122,3	12,8	525,8	623,5	(15,7)
Planos previdenciário e assistencial	37,5	39,8	(5,8)	153,1	169,0	(9,4)
Material	27,0	17,5	54,3	65,2	63,5	2,7
Serviços de terceiros	247,4	200,0	23,7	865,3	719,1	20,3
Outros custos e despesas operacionais[2]	79,0	22,5	251,1	233,7	158,7	47,3
TOTAL	528,9	402,1	31,5	1.843,1	1.733,9	6,3

[1] Desconsidera efeitos dos seguintes itens não recorrentes: Pessoal - Reversão/provisão Indenização PDV

No acumulado do ano, o Ebitda recorrente atingiu R$ 2.641,5 milhões, um crescimento de 5,4% em relação aos R$ 2.505,3 milhões registrados em 2024, impulsionado, principalmente, pelos Reajustes Tarifários Anuais acumulados com acréscimo de 1,1% na parcela B em junho de 2024 e de 1,3% em junho de 2025, além do acréscimo de 1,0% no mercado fio faturado. Contribuíram ainda para o melhor resultado o:

(i) aumento de R$ 214,3 milhões na margem bruta de distribuição; e

(ii) aumento de R$ 31,4 milhões (+6,1%) nas outras receitas.

Esses efeitos positivos foram parcialmente compensados pelo aumento do PMSO no valor de R$ 109,2 milhões (+6,3%), justificado, substancialmente, pelos aumentos de R$ 146,2 milhões no custo com serviço de terceiro, principalmente, para manutenção do sistema elétrico e de R$ 75,0 milhões (+47,2%) em outros custos e despesas, em função das perdas por desativação de bens no montante de R$ 51,0 milhões; parcialmente compensado pela redução de R$ 97,7 milhões (-15,7%) decorrente da redução de 2,8% no quadro de empregados próprios, majoritariamente pelo PDV concluídos em 2024 e 2025.

O custo com pessoal, desconsiderando os efeitos do PLR, PPD e ILP (tabela abaixo), apresentou uma redução de 8,1%, refletindo principalmente a redução do quadro de empregados próprios, majoritariamente pelo PDV, conforme já mencionado, parcialmente compensado pela provisão *pro rata,* entre outubro e dezembro, do Acordo Coletivo 2025, com reajuste salarial de 5,01% (INPC acumulado 12 meses até setembro/2025). Isolando os efeitos da inflação acumulada medida pelo INPC, de 3,9% entre (janeiro a dezembro de 2025), houve uma redução de 11,5% em Pessoal.

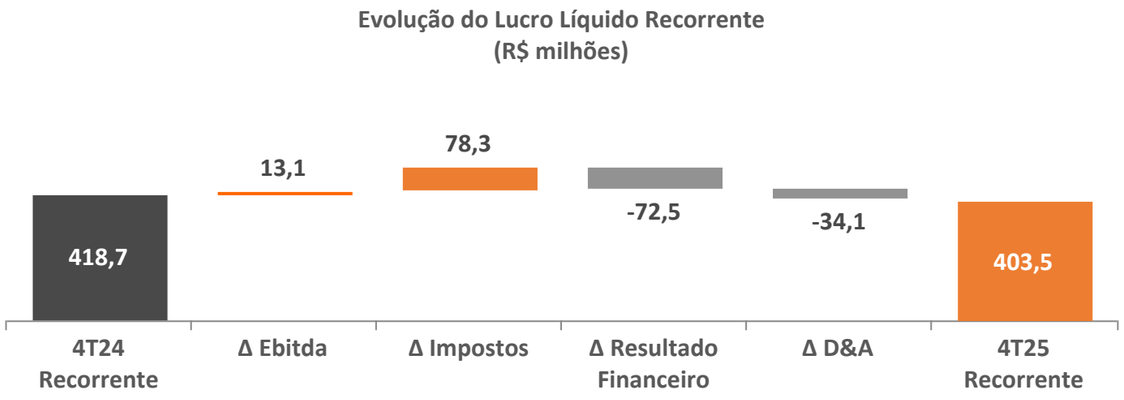
No acumulado do ano, o custo com pessoal sem os efeitos das remunerações variáveis reduziu 17,3% como reflexo, principalmente, do PDV de 2024 e 2025.

R$ milhões

Custo Recorrente com Pessoal [1]	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Pessoal e administradores	138,0	122,3	12,8	525,8	623,5	(15,7)
(-/+) Participação nos lucros/resultados, PPD e ILP	(30,0)	(4,8)	525,0	(102,2)	(111,2)	(8,1)
TOTAL	**108,0**	**117,5**	**(8,1)**	**423,6**	**512,3**	**(17,3)**

[1] Desconsidera efeitos dos seguintes itens não recorrentes: Pessoal - Reversão/provisão Indenização PDV

O Lucro Líquido Recorrente da Copel DIS no 4T25 foi de R$ 403,5 milhões,montante 3,6% inferior ao 4T24, impactado pela redução do resultado financeiro em 50,2% (-R$ 72,5 milhões), em função do aumento da captação de recurso em dívida e pelo aumento de 21,6% (+R$ 34,1 milhões) em despesa com depreciação, visto a maior base de ativos no ciclo tarifário. Esse resultado foi parcialmente compensado pela melhor atividade operacional destacado anteriormente (+R$ 13,1 milhões) e pelo crédito tributário oriundo do aumento do pagamento de Juros sobre o Capital Próprio (JCP) entre os períodos (+R$ 78,3 milhões).



Em 2025, o Lucro Líquido Recorrente da Copel DIS foi de R$ 974,3 milhões, montante 10,5% inferior a 2024, decorrente da redução do resultado financeiro em 49,4% (-R$ 260,0 milhões) em função do aumento da captação de recurso em dívida e pelo crescimento de 20,3% (+R$ 120,0 milhões) em despesas com depreciação, dada a maior base de ativos no ciclo tarifário. Esse resultado foi parcialmente compensado pela melhor atividade operacional, conforme destacado anteriormente, e pelo menor recolhimento de tributos (imposto de renda e contribuição social), oriundo do aumento da pagamento de JCP entre os períodos.

A seguir, os principais indicadores da Copel Distribuição:

R$ milhões

Principais Indicadores	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Receita Operacional Líquida (R$ milhões)	5.216,1	4.474,4	16,6	19.202,2	17.030,5	12,8
Custos e Despesas Operacionais (R$ milhões)	(4.591,9)	(3.884,5)	18,2	(17.124,3)	(15.048,1)	13,8
Resultado Operacional (R$ milhões)	624,2	589,9	5,8	2.077,9	1.982,4	4,8
Lucro Líquido (R$ milhões)	461,8	440,4	4,9	1.072,5	1.134,0	(5,4)
Lucro Líquido recorrente (R$ milhões)	403,5	418,7	(3,6)	974,3	1.088,4	(10,5)
EBITDA (R$ milhões)	816,6	748,2	9,1	2.790,2	2.574,5	8,4
EBITDA recorrente (R$ milhões)	728,4	715,3	1,8	2.641,5	2.505,4	5,4
Margem Operacional	12,0%	13,2%	(9,1)	10,8%	11,6%	(6,9)
Margem Líquida	8,9%	9,8%	(9,2)	5,6%	6,7%	(16,4)
Margem EBITDA	15,7%	16,7%	(6,0)	14,5%	15,1%	(4,0)
Margem EBITDA Recorrente	14,0%	16,0%	(12,5)	13,8%	14,7%	(6,1)
Programa de Investimento (R$ milhões)	641,3	543,1	18,1	2.959,0	2.196,9	34,7

4.2 Desempenho Operacional

4.2.1 Mercado-Fio (TUSD)

No 4T25, o consumo de energia elétrica no mercado fio da Copel DIS cresceu 0,3% em relação ao mesmo período do ano anterior. O mercado fio faturado, que deduz parte da energia compensada de MMGD, permaneceu praticamente estável no 4T25 ante ao 4T24, com redução de 0,1%. Em 2025, o mercado fio faturado aumentou 1,0% em função da maior atividade econômica que impulsionou o consumo de energia elétrica das classes industrial e comercial.

4.2.2 Mercado Cativo

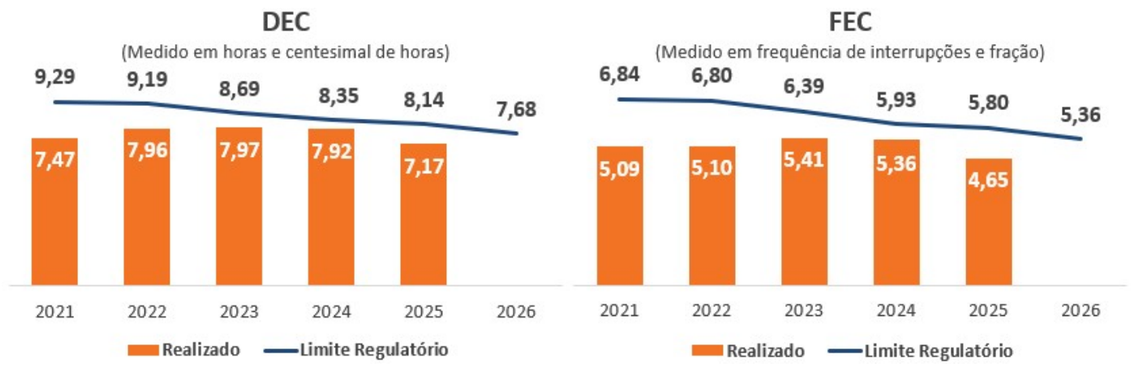
O mercado cativo apresentou decréscimo de 4,9% no consumo de energia elétrica no 4T25 em relação mesmo período do ano anterior e queda de 5,7% no acumulado do ano. O mercado cativo faturado, que considera a energia compensada de MMGD, apresentou redução de 6,3% no 4T25 e de 6,7% no acumulado do ano. 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.

4.2.3 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.

Apesar dos eventos climáticos severos no Estado do Paraná ocorridos em 2025, 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 dezembro de 2025 foi de 7,17 horas, enquanto para o FEC, o resultado no mesmo período foi de 4,65 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 dezembro de 2025, as Perdas Técnicas dos últimos 12 meses foram de 2.299 GWh, ante 2.282 GWh do mesmo período do ano anterior, e as Perdas Não Técnicas foram de 743 GWh, ante 772 GWh, 27,3% abaixo do apurado em 2024. As perdas totais dos últimos 12 meses totalizaram 3.042 GWh.

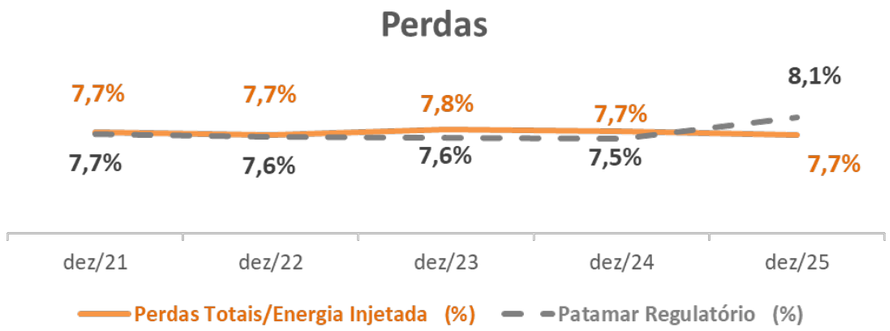
GWh - 12 Meses	2021	2022	2023	2024	2025
Energia Injetada	34.403	35.253	36.639	39.436	39.732
Perdas Distribuição	2.660	2.701	2.862	3.054	3.042
Perdas Técnicas	1.991	2.040	2.120	2.282	2.299
Perdas Não Técnicas	669	661	742	772	743

*Conforme estabelecido pelo resultado da CP 09/2024 (DSP Nº 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 dezembro de 2025, as perdas totais ficaram 0,49% abaixo do limite regulatório, influenciada pela revisão das metas decorrentes dos efeitos da CP 09/24.



5. Copel Comercialização

5.1 Desempenho Econômico-Financeiro

A Copel COM apresentou Ebitda recorrente de R$ 3,5 milhões no 4T25, um aumento de R$ 18,7 milhões diante do valor negativo de R$ 15,3 milhões no 4T24, reflexo, principalmente, do aumento do volume de 69,7% na comercialização de energia em contratos bilaterais (3.824 GWh ante a 2.253 GWh no 4T24), e da estratégia de comercialização com mitigação dos efeitos de contratos com geração a partir de fontes intermitentes, os quais exerceram impacto de, aproximadamente, R$ 18,0 milhões no 4T24, parcialmente compensado pelo aumento de R$ 4,5 milhões nos custos gerenciáveis recorrentes (PMSO).

No acumulado do ano de 2025, o EBITDA recorrente somou R$ 36,1 milhões, uma redução de 32,5% em relação a 2024, devido, principalmente, ao incremento de R$ 9,5 milhões no PMSO.

O principal ajuste no trimestre foi o valor justo dos contratos de compra e venda de energia (marcação a mercado) montante apurado pela diferença entre o preço contratado e o preço de mercado futuro estimado pela Companhia — o qual foi negativo em R$ 6,4 milhões no 4T25, influenciado, principalmente, pelo andamento dos contratos, reflexo da realização, ao longo do trimestre, de contratos com MTM menores, parcialmente compensado pelo maior preço de mercado.

R$ milhões

Ebitda Recorrente	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Ebitda	**(2,9)**	**(25,9)**	**(88,8)**	**54,7**	**16,7**	**227,5**
(-/+) Provisão/Reversão indenização PDV	—	—	—	—	0,2	—
(-/+) Valor justo na compra e venda de energia	6,4	10,6	(39,6)	(18,6)	36,6	—
Ebitda Recorrente	**3,5**	**(15,3)**	**—**	**36,1**	**53,5**	**(32,5)**

O PMSO recorrentes sofreu acréscimo de 73,9% no 4T25 (+R$ 4,5 milhões), influenciado, essencialmente, pelo aumento de R$ 3,2 milhão na conta Pessoal e Administradores, devido à continuidade do processo de reestruturação da comercializadora, além de R$ 1,0 milhão com custo de serviço de terceiros, especialmente para comunicação e processamento de dados em função do maior volume de energia comercializada no período.

No acumulado do ano, o PMSO aumentou 36,2% (+R$ 9,5 milhões) em relação à 2024 devido ao maior custo com pessoal e administradores (+R$ 6,5 milhões), já mencionado anteriormente, e aumento nos outros custos e despesas operacionais (+R$ 3,2 milhões) em função do aumento de alugueis e certificação de energia.

R$ mil

Custos Gerenciáveis Recorrentes*	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Pessoal e administradores	6.498,6	3.310,0	96,3	20.834,0	14.293,0	45,8
Planos previdenciário e assistencial	439,0	416,0	5,5	1.741,0	1.737,0	0,2
Material	81,1	66,0	22,9	302,0	114,0	164,9
Serviços de terceiros	1.333,6	350,0	281,0	4.064,0	4.603,0	(11,7)
Outros custos e despesas operacionais	2.175,5	1.911,0	13,8	8.705,0	5.427,0	60,4
TOTAL	**10.527,8**	**6.053,0**	**73,9**	**35.646,0**	**26.174,0**	**36,2**

*Desconsidera efeitos do item não recorrente *Pessoal - Reversão/provisão Indenização PDV*

A conta pessoal e administradores, excluindo os efeitos do PLR, PPD e ILP, registrou acréscimo de 44,6% no 4T25 , principalmente pelo já mencionado processo de reestruturação da comercializadora. No acumulado do ano, a conta de pessoal e administrados, excluindo as remunerações variáveis, apresentou aumento de 18,3%. Isolando os efeitos da inflação acumulada medida pelo INPC, de 3,9% entre (janeiro a dezembro de 2025), houve um aumento de 39,1% em Pessoal.

R$ mil

Custo Recorrente com Pessoal	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Pessoal e administradores	6.498,6	3.310,0	96,3	20.834,0	14.293,0	45,8
(-/+) Participação nos lucros/resultados, PPD e ILP	(2.160,9)	(309,8)	597,5	(6.112,9)	(1.847,0)	231,0
TOTAL	**4.337,7**	**3.000,2**	**44,6**	**14.721,1**	**12.446,0**	**18,3**

O Lucro Líquido Recorrente do 4T25 da Copel COM foi de R$ 15,9 milhões, ante um lucro líquido de R$ 3,8 milhões registrado no 4T24, em função, basicamente do melhor desempenho operacional já apresentado, parcialmente compensado pelo aumento de R$ 5,9 milhões no recolhimento de tributos de IR/CSLL (dado o maior resultado operacional) e pelo menor resultado financeiro em R$ 2,2 milhões (redução de 21,2% em relação ao 4T24), em função basicamente da menor renda de aplicações financeiras.

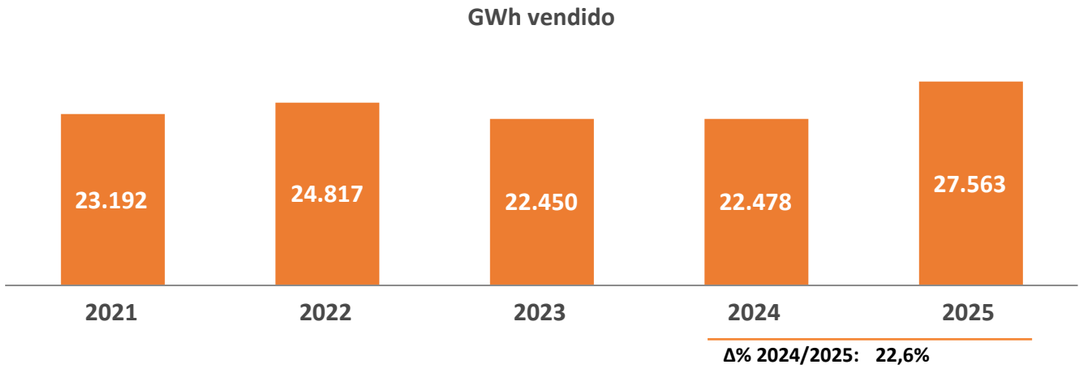
No acumulado do ano, o Lucro Líquido Recorrente foi de R$ 55,4 milhões, 19,0% abaixo do registrado em 2024 de R$ 68,4 milhões, devido ao menor desempenho operacional (-32,5%), já mencionado, e redução do resultado financeiro em R$ 3,3 milhões, basicamente, pela menor renda de aplicação financeira. Este resultado foi parcialmente compensado pela redução de R$ 7,8 milhões no recolhimento de tributos IR/ CSLL.

R$ milhões

Principais Indicadores	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Receita Operacional Líquida (R$ milhões)	1.192,5	978,1	21,9	4.402,3	3.568,5	23,4
Custos e Despesas Operacionais (R$ milhões)	(1.195,9)	(1.004,5)	19,1	(4.349,5)	(3.553,6)	22,4
Resultado Operacional (R$ milhões)	(3,4)	(26,4)	(87,1)	52,8	14,9	254,4
Lucro Líquido (R$ milhões)	11,7	(3,1)	(477,4)	67,6	44,1	53,3
Lucro Líquido Recorrente (R$ milhões)	15,9	3,8	318,4	55,4	68,4	(19,0)
EBITDA (R$ milhões)	(2,9)	(25,9)	(88,8)	54,7	16,7	227,5
EBITDA Recorrente (R$ milhões)	3,5	(15,3)	(122,9)	41,1	53,5	(23,2)
Margem Operacional	—%	—%	—	1,2%	0,4%	200,0
Margem Líquida	1,0%	—%	—	1,5%	1,2%	25,0
Margem EBITDA	—%	2,3%	—	1,2%	0,5%	140,0
Margem EBITDA Recorrente	0,3%	(1,6)%	—	0,9%	1,5%	(40,0)
Programa de Investimento (R$ milhões)	1,4	0,9	55,6	2,0	1,3	53,8

5.2 Desempenho Comercial

Em 2025, o volume de energia vendida cresceu 22,6% em relação a 2024, especialmente pelo efeito do aumento das vendas para comercializadoras em contratos bilaterais (+39,7%). O gráfico a seguir apresenta a evolução da Copel COM em quantidade de GWh vendido, demonstrando um crescimento de 18,8% ao longo dos últimos 5 anos.



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]³, 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

- **Migração da Copel para o Novo Mercado da B3**: Encerramos 2025 completando o processo de migração da Copel para o Novo Mercado da B3, marco histórico que reafirma nosso compromisso estratégico com transparência, equidade e geração de valor sustentável. Essa conquista fortalece nossas práticas de gestão, consolida um legado de governança corporativa e nos alinha aos rigorosos princípios exigidos por investidores no Brasil e no mundo.
- **Índices ESG da Bolsa**: A B3 reconheceu, em novembro, durante a realização da COP 30 em Belém - PA, as 30 empresas que integram simultaneamente os três principais índices ESG da bolsa: ISE B3, ICO2 B3 e IDIVERSA B3. A Copel está entre as seis elétricas presentes nos três índices.
- **Selo Clima Paraná 2025**: A Copel recebeu, em dezembro, o Selo Clima Paraná 2025, concedido pela Secretaria de Estado de Desenvolvimento Sustentável (Sedest), do governo do Paraná. A certificação reconhece empresas, órgãos públicos e prefeituras que contribuem para o enfrentamento das mudanças climáticas ao se comprometerem com a medição e a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE).
- **Nota "A" em Relatório de Mudanças Climáticas do CDP 2025**: A Copel foi avaliada com a nota "A" no questionário de Mudanças Climáticas do Carbon Disclosure Project (CDP) 2025. Este reconhecimento posiciona a empresa entre as líderes globais em gestão ambiental, destacando seu comprometimento com a transição energética e a transparência em suas práticas de governança climática.

6.3 Indicadores

Em relação ao indicador de GEE escopo 1(tCO2), 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 2025 serão auditados posteriormente por terceira parte.

Indicador Ambiental	2023	2024	Δ%	1T25	2T25	3T25	4T25	Δ%
Fontes renováveis (% Capacidade Instalada)	94,06	94,07	—	100,00	100,00	100,00	100,0	—
Fontes renováveis (% Energia Gerada)	99,86	99,97	0,1	100,00	100,00	100,00	100,0	—
Emissão de GEE escopo 1 (tCO2)[1]	81.690,3	17.318,0	(78,8)	—	4.937,7	—	—	—
Emissão de GEE escopo 2 (tCO2)[2]	148.798,7	229.169,5	54,0	—	169.117,0	—	—	—

[1]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 2025 serão verificados posteriormente por terceira parte.

[2]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	Δ%
Mulheres na Copel (% Empregados Próprios)	21,7	21,9	22,1	0,9
Mulheres na Copel (% Empregados Terceiros)	11,73	14,0	13,6	(2,9)
Taxa de frequência de acidentes - TFIFR (% Empregados Próprios)	1,4	2,0	0,9	(55,0)
Taxa de frequência de acidentes - TFIFR (% Empregados Terceiros)	4,9	3,9	2,7	(30,8)

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	Δ%
Mulheres em cargos de liderança (%)	21,8	22,5	22,0	(2,2)
Mulheres no Conselho de Administração (%)	11,10	11,10	11,10	—
Conselheiros independentes (%)	88,8	88,8	88,8	—
Denúncias Resolvidas pelo Canal de Denúncias (%)*	82,7	82,0	93,0	13,4

*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	ISE B3	S&P Global	CDP	ICO2 B3	SUSTAINALYTICS	MSCI
Ranking	82.47% Posição 19º	CSA Score 84	A	Sim	Medium Risk	AA
Ano de Referência	2025	2026	2025	2025	2025	2025

7. Outros destaques do período

Copel Day 2025

A Companhia realizou seu Investor Day no Rio de Janeiro-RJ, no dia 19 de novembro, que contou com a participação presencial de mais de 130 analistas, investidores e partes interessadas e mais de 364 expectadores que assistiram a transmissão ao vivo. Os participantes presenciais tiveram a oportunidade de experienciar um túnel imersivo onde foram apresentadas as formas de como a inovação contribui para os 3 pilares alvos: excelência operacional, redução de custos e aumento da receita.

No evento foram abordados, entre outros temas, os pilares estratégicos, o plano de eficiência estruturante e o planejamento do PMSO, o caminho para excelência operacional e o futuro de expansão da Companhia, sempre em busca de se tornar referência no setor elétrico em criação de valor, eficiência, qualidade e disciplina na alocação de capital. Para mais informações acesse a transmissão do evento e a apresentação disponíveis em nosso site.

Cultura Copel

Em 07 de novembro, a Companhia consolidou um novo capítulo de sua trajetória ao atualizar a Cultura Copel. Sustentada pela Razão de Ser — "Iluminar vidas com pura energia" —, pela Ambição e pelos Valores que orientam o jeito de agir, a nova cultura reforça o protagonismo das pessoas, o foco no cliente, a busca por resultados extraordinários, o compromisso com o futuro e a postura inegociável de segurança e ética. Esse movimento fortalece o alinhamento estratégico e prepara a organização para os desafios e oportunidades dos próximos anos.

GeT mantém certificação da ISO de Inovação

Em 2025, A GeT conquistou o certificado ISO 56001, figurando entre as dez primeiras empresas do mundo a obter a certificação e como segunda do setor elétrico nas Américas a alcançá-la. A certificação reforça a maturidade da empresa na gestão da inovação e reconhece avanços em iniciativas internas, inovação aberta e melhoria de processos.

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
Telefone: (41) 3331-4011

RESULTADOS
4T25

LISTA DE ANEXOS

COPEL
Pura Energia

ANEXOS I
RESULTADO CONSOLIDADO

- DRE
- BALANÇO PATRIMONIAL
- FLUXO DE CAIXA
- EBTIDA E RESULTADO FINANCEIRO
- EQV PATRIMONIAL E INDICADORES
- CAPITAL SOCIAL

ANEXOS II
RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA

- DRE COPEL GET
- DRE COPEL DIS
- RECEITA COPEL DIS
- DRE COPEL COM
- DRE POR EMPRESA TRIMESTRE
- ATIVO POR EMPRESA
- PASSIVO POR EMPRESA

ANEXOS III
MERCADO DE ENERGIA

- MERCADO TOTAL E DIS
- FLUXO DE ENERGIA
- FLUXO DE ENERGIA (2)
- TARIFAS
- ENERGIA COMPRADA E ENCARGOS
- BALANÇO DE ENERGIA COPEL GET
- PREÇOS EÓLICA

ANEXOS IV
DADOS OPERACIONAIS

- RESUMO DE INDICADORES
- GERAÇÃO
- GERAÇÃO E PARTICIPAÇÕES
- TRANSMISSÃO
- DISTRIBUIÇÃO

ANEXO I - RESULTADO CONSOLIDADO > DRE

R$ mil

Demonstração do Resultado	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**7.188.439**	**6.019.164**	**19,4**	**26.116.856**	**22.651.036**	**15,3**
Fornecimento de energia elétrica	1.978.876	2.199.722	(10,0)	7.961.249	8.454.990	(5,8)
Suprimento de energia elétrica	1.399.044	819.135	70,8	4.756.273	3.120.628	52,4
Disponibilidade da rede elétrica	1.762.258	1.914.732	(8,0)	6.974.666	7.048.036	(1,0)
Receita de construção	867.868	641.824	35,2	3.303.150	2.550.809	29,5
Valor justo dos ativos da concessão	88.593	32.957	168,8	161.244	82.424	95,6
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	939.979	272.095	245,5	2.348.143	838.280	180,1
Outras receitas operacionais	151.821	138.699	9,5	612.131	555.869	10,1
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	**(5.766.676)**	**(5.152.337)**	**11,9**	**(21.311.842)**	**(18.867.990)**	**13,0**
Energia elétrica comprada para revenda	(3.211.577)	(2.610.512)	23,0	(11.110.778)	(8.924.895)	24,5
Encargos de uso da rede elétrica	(675.407)	(643.068)	5,0	(2.755.534)	(2.865.490)	(3,8)
Pessoal e administradores	(256.622)	(224.172)	14,5	(960.788)	(1.081.797)	(11,2)
Planos previdenciário e assistencial	(57.663)	(60.364)	(4,5)	(234.547)	(259.352)	(9,6)
Material	(44.025)	(24.646)	78,6	(108.061)	(86.882)	24,4
Matéria-prima e insumos para produção de energia	—	—	—	—	(936)	—
Serviços de terceiros	(343.864)	(301.629)	14,0	(1.192.282)	(1.074.308)	11,0
Depreciação e amortização	(389.131)	(376.281)	3,4	(1.481.886)	(1.465.478)	1,1
Provisões e reversões	(30.777)	(117.147)	(73,7)	(270.787)	(345.102)	(21,5)
Custo de construção	(846.205)	(620.867)	36,3	(3.272.763)	(2.522.908)	29,7
Outros custos e despesas operacionais	88.595	(173.651)	(151,0)	75.584	(240.842)	(131,4)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	**37.996**	**55.804**	**(31,9)**	**239.997**	**281.202**	**(14,7)**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FIN. E TRIBUTOS	**1.459.759**	**922.631**	**58,2**	**5.045.011**	**4.064.248**	**24,1**
RESULTADO FINANCEIRO	**(507.405)**	**(376.777)**	**34,7**	**(1.798.352)**	**(1.157.014)**	**55,4**
Receitas financeiras	318.136	327.550	(2,9)	1.343.658	1.184.779	13,4
Despesas financeiras	(825.541)	(704.327)	17,2	(3.142.010)	(2.341.793)	34,2
LUCRO OPERACIONAL	**952.354**	**545.854**	**74,5**	**3.246.659**	**2.907.234**	**11,7**
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	**114.281**	**60.302**	**89,5**	**(577.618)**	**(599.435)**	**(3,6)**
Imposto de renda e contribuição social	28.932	30.151	(4,0)	(196.186)	(177.999)	10,2
Imposto de renda e contribuição social diferidos	85.349	(841)	(10248,5)	(381.432)	(421.436)	(9,5)
LUCRO LÍQUIDO COM OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	**1.066.635**	**606.156**	**76,0**	**2.669.041**	**2.307.799**	**15,7**
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	**—**	**—**	**—**	**18.898**	**491.571**	**(96,2)**
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	**1.066.635**	**606.156**	**76,0**	**2.687.939**	**2.799.370**	**(4,0)**
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade	1.066.744	586.506	81,9	2.669.716	2.345.941	13,8
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas	91	—	—	18.989	463.690	(95,9)
Atribuído aos acionistas não controladores - Op. Continuidade	(1.241)	(11.342)	(89,1)	(675)	(26.800)	(97,5)
Atribuído aos acionistas não controladores - Op. Descontinuadas	—	—	—	—	16.539	—
EBITDA DAS OP. EM CONTINUIDADE	**1.848.890**	**1.298.912**	**42,3**	**6.526.897**	**5.529.726**	**18,0**

ANEXO I - RESULTADO CONSOLIDADO > BALANÇO PATRIMONIAL

R$ mil

Ativo	dez.-25	dez.-24	Δ%
CIRCULANTE	**10.881.654**	**13.041.808**	**(16,6)**
Caixa e equivalentes de caixa	3.130.363	4.161.939	(24,8)
Títulos e Valores Mobiliários	895	623	43,7
Cauções e depósitos vinculados	9	9	—
Clientes	4.300.957	3.962.702	8,5
Dividendos a receber	141.297	82.278	71,7
Ativos Financeiros Setoriais	400.463,0	—	—
Contas a receber vinculadas à concessão	12.867	10.609	21,3
Ativos de contrato	392.594	283.896	38,3
Valor justo na compra e venda de energia	263.645	217.350	21,3
Outros créditos	1.050.086	949.674	10,6
Estoques	173.398	136.324	27,2
Imposto de Renda e Contribuição Social	502.825	296.128	69,8
Outros tributos a recuperar	426.106	994.618	(57,2)
Despesas antecipadas	60.972	63.211	(3,5)
Partes Relacionadas	—	621	—
Ativos classificados como mantidos para venda	25.177	1.881.826	(98,7)
NÃO CIRCULANTE	**49.532.802**	**44.342.348**	**11,7**
Realizável a Longo Prazo	**19.065.339**	**15.315.121**	**24,5**
Títulos e valores mobiliários	690.886	529.085	30,6
Outros investimentos temporários	30.627	30.603	0,1
Clientes	162.189	116.180	39,6
Depósitos judiciais	373.949	394.364	(5,2)
Ativos Financeiros Setoriais	400.463	—	—
Contas a receber vinculadas à concessão	4.590.579	3.497.351	31,3
Ativos de contrato	9.202.412	6.927.010	32,8
Valor justo na compra e venda de energia	597.856	479.938	24,6
Outros créditos	794.296	681.846	16,5
Imposto de renda e contribuição social	102.589	164.043	(37,5)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	991.404	1.174.175	(15,6)
Outros tributos a recuperar	1.127.582	1.320.526	(14,6)
Despesas antecipadas	507	—	—
Investimentos	**2.849.002**	**3.577.937**	**(20,4)**
Imobilizado	**8.145.552**	**8.516.697**	**(4,4)**
Intangível	**19.206.609**	**16.623.610**	**15,5**
Direito de uso de ativos	**266.300**	**308.983**	**(13,8)**
TOTAL DO ATIVO	**60.414.456**	**57.384.156**	**5,3**

R$ mil

Passivo	dez.-25	dez.-24	Δ%
CIRCULANTE	**11.062.317**	**10.342.380**	**7,0**
Obrigações sociais e trabalhistas	310.773	411.102	(24,4)
Fornecedores	3.059.667	2.324.423	31,6
Imposto de renda e contribuição social	81.875	83.482	(1,9)
Outras obrigações fiscais	677.273	302.345	124,0
Empréstimos e financiamentos	217.827	1.231.205	(82,3)
Debêntures	1.850.538	2.025.110	(8,6)
Dividendos a pagar	2.325.889	3.878	59.876,5
Benefícios pós-emprego	118.854	95.383	24,6
Encargos setoriais a recolher	60.108	44.825	34,1
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	99.244	179.149	(44,6)
Contas a pagar vinculadas à concessão	147.205	113.092	30,2
Passivos financeiros setoriais	883.990	935.322	(5,5)
Passivo de arrendamentos	58.741	57.502	2,2
Valor justo na compra e venda de energia	262.821	214.955	22,3
Outras contas a pagar	788.232	1.199.195	(34,3)
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	119.280	580.000	(79,4)
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	—	541.412	(100,0)
NÃO CIRCULANTE	**26.260.161**	**21.404.841**	**22,7**
Obrigações sociais e trabalhistas	4.764	457	942,5
Fornecedores	133.544	142.380	(6,2)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.982.596	1.895.459	4,6
Outras Obrigações fiscais	239.448	291.195	(17,8)
Empréstimos e financiamentos	3.150.592	3.387.589	(7,0)
Debêntures	14.796.386	10.602.255	39,6
Benefícios pós-emprego	1.359.303	1.063.326	27,8
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	311.856	241.294	29,2
Contas a pagar vinculadas à concessão	959.122	992.252	(3,3)
Passivos financeiros setoriais	—	142.488	(100,0)
Passivo de arrendamentos	234.221	271.004	(13,6)
Valor justo na compra e venda de energia	268.621	170.837	57,2
Outras contas a pagar	224.415	247.021	(9,2)
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	661.273	1.000.588	(33,9)
Provisões para litígios	1.934.020	956.696	102,2
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**23.091.978**	**25.636.935**	**(9,9)**
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	**23.130.019**	**25.674.718**	**(9,9)**
Capital social	12.821.758	12.821.758	—
Reservas de capital	18.638	5.595	233,1
Ajustes de avaliação patrimonial	287.992	517.408	(44,3)
Ações em tesouraria	(113.389)	(50.044)	126,6
Reserva legal	1.900.541	1.766.110	7,6
Reserva de incentivos fiscais	—	—	—
Reserva de retenção de lucros	8.214.479	9.363.866	(12,3)
Dividendo adicional proposto	—	1.250.025	(100,0)
Lucros acumulados	—	—	—
Atribuível aos acionistas não controladores	**(38.041)**	**(37.783)**	**0,7**
TOTAL DO PASSIVO	**60.414.456**	**57.384.156**	**5,3**

ANEXO I - RESULTADO CONSOLIDADO > FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS

R$ mil

	31.12.2025	31.12.2025
Lucro líquido do período proveniente de operações em continuidade	**2.669.041**	**2.307.799**
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do período com a geração de caixa das atividades operacionais:	**3.883.779**	**4.903.214**
Encargos e variações monetárias não realizadas – líquidas	2.650.447	2.071.041
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	(119.557)	(120.800)
Resultado dos contratos de concessão de transmissão	(867.817)	(833.630)
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	—	—
Imposto de renda e contribuição social	196.186	177.999
Imposto de renda e contribuição social diferidos	381.432	421.436
Resultado da equivalência patrimonial	(239.997)	(281.202)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego	234.835	257.711
Apropriação de programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	204.301	181.675
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	(161.244)	(82.424)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(2.587.485)	(923.724)
Depreciação e amortização	1.481.886	1.465.478
Provisão decorrente do programa de demissão voluntária	21.489	18.306
Incentivos de longo prazo	24.972	5.595
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	270.787	345.102
Resultado da repactuação do risco hidrológico – GSF	—	—
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	(2.134)	(722)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	(18.563)	36.604
Ajuste a valor justo de instrumentos da dívida e Hedge (swap)	39.513	—
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	6.089	3.265
Baixas de ativos de contrato	20.453	14.496
Resultado das baixas de imobilizado	42.783	32.234
Resultado das baixas de intangíveis	148.017	76.183
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos – líquido	225	(4.774)
Resultado da alienação de ativos	(335.595)	(264.434)
Resultado de combinação de negócios	(141.661)	—
Outros	(34.624)	—
Redução (aumento) dos ativos	**1.071.209**	**817.908**
Clientes	583.133	602.196
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	218.472	223.985
Depósitos judiciais	61.233	18.427
Ativos financeiros setoriais	705.732	354.421
Outros créditos	(124.395)	(73.515)
Estoques	(37.074)	38.402
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	(169.338)	(295.650)
Outros tributos a recuperar	(168.880)	(50.731)
Despesas antecipadas	1.705	(342)
Partes relacionadas	621	715
Aumento (redução) dos passivos	**277.908**	**(518.406)**
Obrigações sociais e trabalhistas	161	(313.552)
Partes relacionadas	—	—
Fornecedores	441.154	72.730
Outras obrigações fiscais	1.151.954	882.575
Benefícios pós-emprego	(200.116)	(219.780)
Encargos setoriais a recolher	15.283	(16.641)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	(232.611)	(336.956)
Contas a pagar vinculadas à concessão	(117.607)	(110.385)
Outras contas a pagar	(435.763)	(131.259)
Provisões para litígios quitadas	(344.547)	(345.138)
CAIXA GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	**5.232.896**	**5.202.716**
Imposto de renda e contribuição social pagos	(197.793)	(219.219)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	(425.192)	(471.276)
Encargos de debêntures pagos	(1.549.452)	(1.089.013)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos	(32.013)	(33.292)
Encargos de empréstimos concedidos/obtidos de partes relacionadas	—	—
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	3.028.446	3.389.916
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	—	3.620
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	**3.028.446**	**3.393.536**

FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO

Aplicações financeiras	64.707	(32.939)
Empréstimos concedidos a partes relacionadas	—	—
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas	—	—
Aquisições de ativos de contrato	(2.903.661)	(2.174.902)
Aquisições de imobilizado	(190.433)	—
Alienações de imobilizado	2.536.421	47.066
Aquisições de intangível	(1.060.804)	—
Redução de capital em investidas	—	—
Aportes em investimentos	294	37.129
Aquisição de controladas, líquida do caixa adquirido	(162.100)	(137.635)
Aquisição de investimentos	—	11.440
Alienação de investimentos	(43.788)	(4.098.286)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	(1.759.364)	(6.348.127)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	—	608.713
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	**(1.759.364)**	**(5.739.414)**

FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO

Ingressos de empréstimos e financiamentos	—	5.051
Custos de transação na captação de empréstimos e financiamentos	—	(1.693)
Ingressos de debêntures emitidas	5.000.000	3.920.000
Custos de transação na emissão de debêntures	(66.366)	(60.623)
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	(1.254.405)	(261.753)
Amortizações de principal de debêntures	(3.317.499)	(1.079.912)
Aumento de capital	—	—
Custos de transação no aumento de capital	—	—
Recompra de ações próprias	(70.046)	(50.044)
Prêmio pago aos acionistas	(1.273.727)	—
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(1.249.045)	(1.586.565)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	(2.300.671)	813.512
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	—	(9.656)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	**(2.300.671)**	**803.856**
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**(1.031.589)**	**(1.542.022)**
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	4.161.939	5.634.623
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	3.130.363	4.161.939
Variação de caixa e equivalentes de caixa proveniente de operações descontinuadas	(13)	(69.338)
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**(1.031.589)**	**(1.542.022)**

ANEXO I - RESULTADO CONSOLIDADO > EBITDA AJUSTADO E RESULTADO FINANCEIRO

R$ milhões

EBITDA Ajustado	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
EBITDA	**1.848,8**	**1.298,9**	**42,3**	**6.526,9**	**5.529,7**	**18,0**
(-/+) Valor justo na compra e venda de energia	6,4	10,6	(39,6)	(18,6)	36,6	—
(-/+) Provisão/Reversão indenização PDV	0,5	—	—	21,5	18,3	17,5
(-/+) Alienação de ativos/descruzamento	(131,6)	—	—	(477,3)	(264,4)	80,5
(-/+) Ebitda op.descontinuadas	—	—	—	—	58,6	—
(-/+) Ressarcimento por curtailment	(265,7)	—	—	(265,7)	—	—
(-/+) Equivalência Patrimonial	(38,0)	(55,8)	(31,9)	(240,0)	(281,2)	(14,7)
(-/+) Valor Novo de Reposição - VNR	(88,6)	(33,0)	168,5	(161,2)	(82,4)	95,6
(-/+) Efeito IFRS (Receita Transmissão Societária/Regulatória	**26,3**	**(51,1)**	**(151,5)**	**148,2**	**6,5**	**2.180,0**
EBITDA RECORRENTE	**1.358,1**	**1.169,6**	**16,1**	**5.533,8**	**5.021,7**	**10,2**

R$ milhões

	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Receitas Financeiras	**318.136**	**327.549**	**(2,9)**	**1.343.658**	**1.184.779**	**13,4**
Renda de aplicações financeiras	169.915	200.776	(15,4)	690.466	738.229	(6,5)
Juros e acréscimos moratórios sobre faturas	74.116	60.768	22,0	320.959	249.539	28,6
Juros sobre impostos a compensar	29.877	34.099	(12,4)	150.593	92.794	62,3
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	11.430	—	—	50.232	17.838	181,6
Rendimentos e atualização monetária de depósitos judiciais	15.611	6.134	154,5	48.537	32.859	47,7
Remuneração de ativos e passivos setoriais	23.090	3.238	613,1	55.312	44.033	25,6
Ajuste a valor justo das debêntures	(20.033)	—	—	—	—	—
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre receitas financeiras	(13.387)	(14.225)	(5,9)	(56.894)	(49.188)	15,7
Outras receitas financeiras	27.517	36.759	(25,1)	84.453	58.675	43,9
Despesas Financeiras	**(825.541)**	**(704.327)**	**17,2**	**(3.142.010)**	**(2.341.793)**	**34,2**
Variação monetária e encargos da dívida	(621.285)	(493.276)	26,0	(2.490.902)	(1.745.166)	42,7
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	(36.321)	(59.389)	(38,8)	(157.858)	(167.296)	(5,6)
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	—	(2.159)	(100,0)	(77.774)	(35.186)	121,0
Atualização monetária de litígios	(6.224)	(25.976)	(76,0)	(63.304)	(96.964)	(34,7)
Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	(11.793)	(16.942)	(30,4)	(64.510)	(43.327)	48,9
Efeito de swap sobre debêntures	13.277	—	—	(23.535)	—	—
Juros sobre passivo de arrendamentos	(7.004)	(8.683)	(19,3)	(32.013)	(28.560)	12,1
Juros sobre parcelamento de tributos	(6.742)	(4.681)	44,0	(27.011)	(25.791)	4,7
Juros sobre P&D e PEE	(5.861)	(5.327)	10,0	(24.070)	(22.050)	9,2
Ajuste de valor justo das debêntures	(15.978,0)	—	—	(15.978,0)	—	—
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	(118.836,0)	(58.797,0)	102,1	(129.067,0)	(86.609,0)	49,0
Outras despesas financeiras	(8.774,0)	(29.097,0)	(69,8)	(35.988,0)	(90.844,0)	(60,4)
Resultado Financeiro	**(507.405)**	**(376.778)**	**34,7**	**(1.798.352)**	**(1.157.014)**	**55,4**

ANEXO I - RESULTADO CONSOLIDADO > EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL E INDICADORES

R$ mil

Variação na Equivalência Patrimonial	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Empreendimentos controlados em conjunto	**31.814**	**(50.054)**	**(163,6)**	**215.600**	**261.419**	**(17,5)**
Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	(3.136)	70	(4.580,0)	(7.520)	(1.259)	497,3
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	1.139	(3.528)	(132,3)	13.472	12.641	6,6
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	2.169	(4.259)	(150,9)	18.591	18.623	(0,2)
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	18.761	(13.763)	(236,3)	91.655	79.117	15,8
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	202	4.006	(95,0)	31.955	31.193	2,4
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	5.514	(8.418)	(165,5)	30.265	29.908	1,2
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	—	(11.769)	(100,0)	23.057	48.533	(52,5)
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	7.093	(12.310)	(157,6)	13.645	42.448	(67,9)
Solar Paraná	72	(83)	(186,7)	480	215	123,3
Coligadas	**6.185**	**5.750**	**7,6**	**24.400**	**19.783**	**23,3**
Dona Francisca Energética S.A.	659	1.352	(51,3)	5.694	5.354	6,4
Foz do Chopim Energética Ltda.	5.526	4.398	25,6	18.706	14.431	29,6
Carbocampel S.A.	—	—	—	—	(2)	—
TOTAL	**37.999**	**(44.304)**	**(185,8)**	**240.000**	**281.202**	**(14,7)**

R$ mil

Principais Indicadores das Coligadas dez-25	Dona Francisca	Foz do Chopim
Ativo Total	166.414	41.838
Patrimônio Líquido[1]	150.292	39.795
Rec. Oper. Líquida	66.174	69.988
Lucro Líquido	24.726	52.295
Participação no empreendimento - %	23,03	35,77
Valor contábil do investimento	34.608	14.234

R$ mil

Principais Indicadores das Controladas em Conjunto dez-25	Voltalia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Cantareira
Ativo Total	237.464	344.626	598.513	3.017.103	1.622.959	2.097.314	1.831.108
Patrimônio Líquido[1]	237.191	283.055	437.699	2.100.405	1.056.969	1.280.022	993.714
Rec. Oper. Líquida	—	37.505	61.094	333.128	167.286	238.796	178.483
Lucro Líquido	(2.669)	25.797	38.005	161.464	63.661	122.075	86.630
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	49,0
Valor contábil do investimento	116.224	138.697	214.473	1.029.198	517.915	313.605	486.920

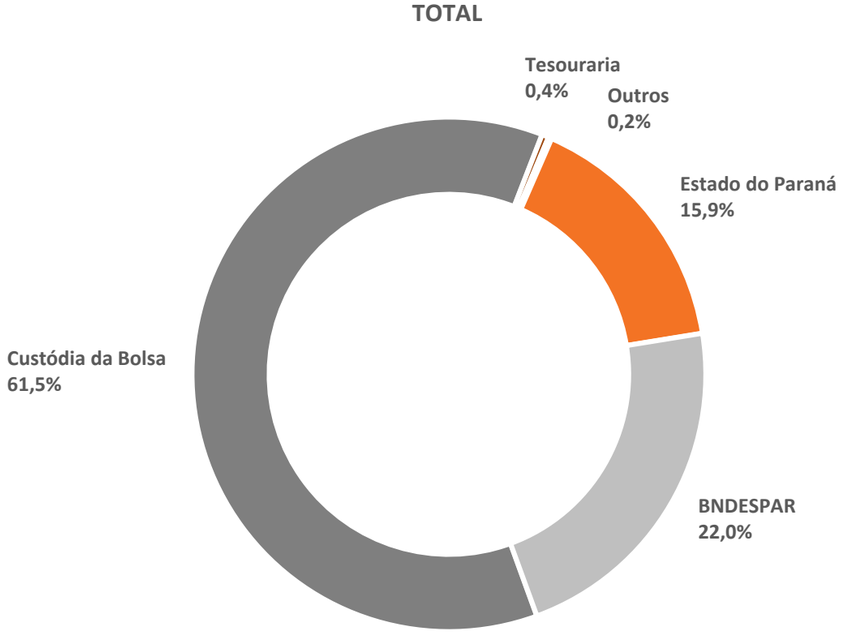
Nota: Resultado das Transmissoras conforme ajustes de aplicação do CPC 47 / IFRS 15 nas Demonstrações Societárias.

ANEXO I - RESULTADO CONSOLIDADO > CAPITAL SOCIAL

Capital Social - Posição em 31/12/2025

					ações
Acionistas	**ON**	**%**	**Especial***	**TOTAL**	**%**
Estado do Paraná	**474.643.911**	**15,9%**	**1**	**474.643.912**	**15,9%**
BNDESPAR	**655.807.810**	**22,0%**	**—**	**655.807.810**	**22,0%**
Custódia da Bolsa	**1.833.674.490**	**61,5%**	**—**	**1.833.674.490**	**61,5%**
B3	1.731.223.411	58,0%	—	1.731.223.411	58,0%
NYSE	100.654.469	3,4%	—	100.654.469	3,4%
LATIBEX	1.796.610	0,1%	—	1.796.610	0,1%
Outros	**5.944.113**	**0,2%**	**—**	**5.944.113**	**0,2%**
Tesouraria	**12.740.266**	**0,4%**	**—**	**12.740.266**	**0,4%**
TOTAL	**2.982.810.590**	**100%**	**1**	**2.982.810.591**	**100%**

* Estado do Paraná possui uma ação preferencial de classe especial com poder de veto conforme estabelecido no Estatuto.



ANEXO II - RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA > COPEL GET (CONSOLIDADO)

R$ mil

Demonstração do Resultado	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**1.443.704**	**1.210.182**	**19,3**	**5.096.936**	**4.521.519**	**12,7**
Suprimento de energia elétrica	1.023.625	845.108	21,1	3.702.174	3.373.846	9,7
Disponibilidade da rede elétrica (TUST)	307.095	282.505	8,7	1.089.027	990.677	9,9
Receita de construção	109.955	74.625	47,3	275.626	123.512	—
Outras receitas operacionais	3.029	7.944	(61,9)	30.109	33.484	(10,1)
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	**(592.125)**	**(840.151)**	**(29,5)**	**(2.305.673)**	**(2.533.315)**	**(9,0)**
Energia elétrica comprada para revenda	(187.745)	(72.997)	—	(478.140)	(184.712)	—
Encargos de uso da rede elétrica	(123.870)	(134.691)	(8,0)	(510.429)	(572.982)	(10,9)
Pessoal e administradores	(75.555)	(72.455)	4,3	(297.824)	(350.899)	(15,1)
Planos previdenciário e assistencial	(16.992)	(17.668)	(3,8)	(69.361)	(78.271)	(11,4)
Material	(13.733)	(6.078)	—	(38.361)	(20.635)	85,9
Matéria-prima e insumos para produção de energia	—	—	—	—	(936)	—
Serviços de terceiros	(79.769)	(83.963)	(5,0)	(271.345)	(285.977)	(5,1)
Depreciação e amortização	(186.862)	(207.574)	(10,0)	(727.974)	(833.140)	(12,6)
Provisões e reversões	(4.609)	(57.354)	(92,0)	(21.451)	(79.972)	(73,2)
Custo de construção	(88.292)	(53.666)	64,5	(245.239)	(95.610)	—
Outros custos e despesas operacionais	185.302	(133.705)	—	354.451	(30.181)	—
RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	**40.402**	**54.441**	**(25,8)**	**241.342**	**276.895**	**(12,8)**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	**891.981**	**424.472**	**—**	**3.032.605**	**2.265.099**	**33,9**
RESULTADO FINANCEIRO	**(180.269)**	**(159.262)**	**13,2**	**(942.906)**	**(606.512)**	**55,5**
Receitas financeiras	146.110	110.842	31,8	481.474	386.612	24,5
Despesas financeiras	(326.379)	(270.104)	20,8	(1.424.380)	(993.124)	43,4
LUCRO OPERACIONAL	**711.712**	**265.210**	**—**	**2.089.699**	**1.658.587**	**26,0**
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	**59.824**	**(15.865)**	**—**	**(306.175)**	**(333.246)**	**(8,1)**
Imposto de Renda e Contribuição Social	29.037	10.337	—	(170.775)	(164.455)	3,8
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	30.787	(26.202)	—	(135.400)	(168.791)	(19,8)
LUCRO LÍQUIDO operações continuadas	**771.536**	**249.344**	**—**	**1.783.520**	**1.325.341**	**34,6**
LUCRO LÍQUIDO operações descontinuadas	**—**	**—**	**—**	**18.898,00**	**(18.377)**	**—**
LUCRO LÍQUIDO	**771.536**	**249.344**	**209,4**	**1.802.418**	**1.306.964**	**37,9**
Atribuído aos acionistas da empresa controladora - operações continuadas	771.536	249.345	—	1.783.520	1.333.697	33,7
Atribuído aos acionistas da empresa controladora - operações descontinuadas	—	—	—	18.898	(11.586)	—
Atribuído aos acionistas não controladores	—	—	—	—	(15.147)	—
LAJIDA	**1.078.843**	**632.046**	**70,7**	**3.760.579**	**3.098.239**	**21,4**

ANEXO II - RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA > COPEL DIS

R$ mil

Demonstração do Resultado	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**5.216.109**	**4.474.387**	**17**	**19.202.210**	**17.030.454**	**12,8**
Fornecimento de energia elétrica	1.587.191	1.718.368	(7,6)	6.357.195	6.554.157	(3,0)
Suprimento de energia elétrica	120.025	10.988	992,3	404.765	94.923	326,4
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD)	1.576.247	1.745.700	(9,7)	6.358.530	6.520.003	(2,5)
Receita de construção	757.913	567.201	33,6	3.027.524	2.427.298	24,7
Valor justo do ativo indenizável da concessão	88.593	32.957	168,8	161.244	82.424	95,6
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	939.979	272.095	245,5	2.348.143	838.280	180,1
Outras receitas operacionais	146.161	127.078	15,0	544.809	513.369	6,1
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	**(4.591.911)**	**(3.884.468)**	**18**	**(17.124.301)**	**(15.048.163)**	**13,8**
Energia elétrica comprada para revenda	(2.424.785)	(2.086.300)	16,2	(8.595.124)	(7.308.796)	17,6
Encargos de uso da rede elétrica	(665.534)	(615.211)	8,2	(2.689.991)	(2.729.154)	(1,4)
Pessoal e administradores	(138.362)	(122.301)	13,1	(538.360)	(636.853)	(15,5)
Planos previdenciário e assistencial	(37.561)	(39.761)	(5,5)	(153.082)	(168.977)	(9,4)
Material	(26.951)	(17.466)	54,3	(65.226)	(63.492)	2,7
Serviços de terceiros	(247.435)	(200.020)	23,7	(865.301)	(719.122)	20,3
Depreciação e amortização	(192.415)	(158.288)	21,6	(712.266)	(592.226)	20,3
Provisões e reversões	(21.960)	(55.380)	(60,3)	(243.696)	(243.470)	0,1
Custo de construção	(757.913)	(567.201)	33,6	(3.027.524)	(2.427.298)	24,7
Outros custos e despesas operacionais	(78.995)	(22.540)	250,5	(233.731)	(158.775)	47,2
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	624.198	589.919	5,8	2.077.909	1.982.291	4,8
RESULTADO FINANCEIRO	**(216.792)**	**(144.303)**	**50,2**	**(785.862)**	**(525.920)**	**49,4**
Receitas financeiras	**124.442**	**148.220**	**(16,0)**	**643.829**	**516.031**	**24,8**
Despesas financeiras	(341.234)	(292.523)	16,7	(1.429.691)	(1.041.951)	37,2
LUCRO OPERACIONAL	407.406	445.616	(8,6)	1.292.047	1.456.371	(11,3)
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	**54.368**	**(5.184)**	**—**	**(219.541)**	**(322.349)**	**(31,9)**
Imposto de Renda e Contribuição Social	—	—	—	—	—	—
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	54.368	(5.184)	—	(219.541)	(322.349)	(31,9)
LUCRO LÍQUIDO	461.774	440.432	4,8	1.072.506	1.134.022	(5,4)
EBITDA	**816.613**	**748.207**	**9,1**	**2.790.175**	**2.574.517**	**8,4**

ANEXO II - RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA > COPEL DIS

R$ mil

RECEITA OPERACIONAL	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Fornecimento de energia elétrica	**1.927.214**	**2.151.103**	**(10,4)**	**7.569.430**	**7.982.401**	**(5,2)**
Residencial	994.128	1.041.811	(4,6)	3.888.718	3.778.272	2,9
Industrial	114.232	178.120	(35,9)	525.208	705.332	(25,5)
Comercial, serviços e outras atividades	457.628	513.745	(10,9)	1.754.666	1.885.119	(6,9)
Rural	211.604	218.159	(3,0)	813.396	833.499	(2,4)
Poder Público	77.678	91.492	(15,1)	289.652	303.941	(4,7)
Iluminação Pública	48.491	53.556	(9,5)	196.857	195.188	0,9
Serviço Público	23.453	54.220	(56,7)	100.933	281.050	(64,1)
Doações e Subvenções	**424.214**	**329.217**	**28,9**	**1.547.719**	**1.156.197**	**33,9**
Suprimento de energia elétrica	**124.653**	**11.614**	**973,3**	**420.633**	**99.686**	**322,0**
Contratos bilaterais	1.398	3.614	(61,3)	9.194	20.085	(54,2)
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	123.255	8.000	1.440,7	411.439	79.601	416,9
Disponibilidade de rede elétrica	**3.359.382**	**3.121.688**	**7,6**	**12.785.560**	**11.996.486**	**6,6**
Residencial	1.162.798	1.068.224	8,9	4.387.727	4.031.222	8,8
Industrial	298.723	331.856	(10,0)	1.283.475	1.296.880	(1,0)
Comercial, serviços e outras atividades	598.782	582.636	2,8	2.255.700	2.227.426	1,3
Rural	250.654	227.214	10,3	934.146	906.835	3,0
Poder Público	93.806	96.833	(3,1)	341.235	338.066	0,9
Iluminação Pública	52.685	52.101	1,1	206.569	204.238	1,1
Serviço Público	35.410	48.103	(26,4)	142.762	242.492	(41,1)
Consumidores livres	828.065	673.695	22,9	3.074.756	2.585.784	18,9
Concessionárias e geradoras	38.459	41.026	(6,3)	159.190	163.543	(2,7)
Receita de construção	**757.913**	**567.201**	**33,6**	**3.027.524**	**2.427.298**	**24,7**
Valor justo do ativo indenizável da concessão	**88.593**	**32.957**	**168,8**	**161.244**	**82.424**	**95,6**
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	**1.035.790**	**299.830**	**245,5**	**2.587.485**	**923.725**	**180,1**
Outras receitas operacionais	**161.061**	**140.031**	**15,0**	**600.348**	**565.696**	**6,1**
Arrendamentos e aluguéis	147.500	129.714	13,7	564.127	533.760	5,7
Renda da prestação de serviços	859	1.721	(50,1)	4.214	5.417	(22,2)
Outras receitas	12.702	8.596	47,8	32.007	26.519	20,7
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	**7.878.820**	**6.653.641**	**18,4**	**28.699.943**	**25.233.913**	**13,7**
(-) Tributos e deduções	**(2.662.711)**	**(2.179.254)**	**22,2**	**(9.497.733)**	**(8.203.459)**	**15,8**
(-) PIS/PASEP e COFINS	(559.839)	(478.430)	17,0	(2.020.665)	(1.793.824)	12,6
(-) ICMS	(913.950)	(886.945)	3,0	(3.468.142)	(3.323.382)	4,4
(-) Encargos Setoriais	(1.188.920)	(813.879)	46,1	(4.008.919)	(3.086.253)	29,9
(-) ISS	(2)	—	—	(7)	—	—
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**5.216.109**	**4.474.387**	**16,6**	**19.202.210**	**17.030.454**	**12,8**

ANEXO II - RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA > COPEL COM (COMERCIALIZAÇÃO)

Demonstração do Resultado	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**1.192.486**	**978.083**	**21,9**	**4.402.327,0**	**3.568.463,0**	**23,4**
Fornecimento de energia elétrica	391.779	481.613	(18,7)	1.604.724,0	1.902.157,0	(15,6)
Suprimento de energia elétrica	800.946	495.853	61,5	2.770.836,0	1.663.023,0	66,6
Outras receitas operacionais	(239)	617	—	26.767,0	3.283,0	715,3
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	**(1.195.935)**	**(1.004.464)**	**19,1**	**(4.349.494,0)**	**(3.553.557,0)**	**22,4**
Energia elétrica comprada para revenda	(1.184.643)	(1.001.634)	18,3	(4.310.141,0)	(3.524.688,0)	22,3
Pessoal e administradores	(6.499)	(3.310)	96,3	(20.839,0)	(14.462,0)	44,1
Planos previdenciário e assistencial	(439)	(416)	5,5	(1.741,0)	(1.737,0)	0,2
Material	(81)	(66)	22,7	(302,0)	(114,0)	164,9
Serviços de terceiros	(1.334)	(350)	281,1	(4.064,0)	(4.603,0)	(11,7)
Depreciação e amortização	(502)	(433)	15,9	(1.889,0)	(1.746,0)	8,2
Provisões e reversões	(261)	3.656	—	(1.813,0)	(780,0)	132,4
Outros custos e despesas operacionais	(2.176)	(1.911)	13,9	(8.705,0)	(5.427,0)	60,4
RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	—	—	—	—	—	—
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	**(3.447)**	**(26.381)**	**(86,9)**	**52.833,0**	**14.906,0**	**254,4**
RESULTADO FINANCEIRO	**8.320**	**10.564**	**(21,2)**	**37.119,0**	**40.488,0**	**(8,3)**
Receitas financeiras	8.457	10.647	(20,6)	37.670,0	40.813,0	(7,7)
Despesas financeiras	(137)	(83)	65,1	(551,0)	(325,0)	69,5
LUCRO OPERACIONAL	**4.872**	**(15.817)**	**—**	**89.952,0**	**55.394,0**	**62,4**
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	**6.796**	**12.670**	**(46,4)**	**(22.310,0)**	**(11.310,0)**	**97,3**
Imposto de Renda e Contribuição Social	5.698	13.580	(58,0)	(15.371,0)	(19.143,0)	(19,7)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	1.097	(910)	(220,5)	(6.939,0)	7.833,0	—
LUCRO LÍQUIDO	**11.668**	**(3.147)**	**(470,8)**	**67.642,0**	**44.084,0**	**53,4**
EBITDA	**(2.947)**	**(25.948)**	**(88,6)**	**54.722**	**16.652**	**228,6**

ANEXO II - RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA > DRE POR EMPRESA TRIMESTRAL

R$ mil

Demonstração do Resultado 4T25	GET		Distribuição	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Serviços	Parques Eólicos	FDA	Bela Vista	Pequenos Ativos Mantidos para Venda	MSG, C. Oeste, Marumbi, Uirapuru	Comercialização	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
	Geração	Transmissão														
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**573.661**	**306.909**	**5.216.109**	**—**	**40.938**	**—**	**3.585**	**304.465**	**151.882**	**11.748**	**—**	**118.249**	**1.192.486**	**—**	**(731.595)**	**7.188.437**
Fornecimento de energia elétrica	—	—	1.587.191	—	—	—	—	—	—	—	—	—	363.383	—	(94)	1.950.480
Suprimento de energia elétrica	563.853	—	120.025	—	40.916	—	—	304.465	151.863	11.748	—	—	829.342	—	(594.772)	1.427.440
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	—	209.591	1.576.247	—	—	—	—	—	—	—	—	98.669	—	—	(122.249)	1.762.258
Receita de construção	—	90.474	757.913	—	—	—	—	—	—	—	—	19.481	—	—	—	867.868
Valor justo do ativo indenizável da concessão	—	—	88.593	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	88.593
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	—	—	939.979	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	939.979
Outras receitas operacionais	9.808	6.844	146.161	—	22	—	3.585	—	19	—	—	99	(239)	—	(14.480)	151.819
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	**(253.489)**	**(128.449)**	**(4.591.911)**	**—**	**(24.031)**	**—**	**(4.606)**	**(92.895)**	**(91.292)**	**(8.186)**	**—**	**(34.575)**	**(1.195.933)**	**(66.713)**	**725.399**	**(5.766.676)**
Energia elétrica comprada para revenda	(146.139)	—	(2.424.785)	—	(19)	—	—	(32.776)	(13.351)	(3.787)	—	—	(1.184.643)	—	593.923	(3.211.577)
Encargos de uso da rede elétrica	(72.086)	—	(665.534)	—	(6.827)	—	—	(17.642)	(37.163)	(384)	—	—	—	—	124.229	(675.407)
Pessoal e administradores	(34.525)	(36.169)	(138.362)	—	(1.275)	—	(92)	(2.781)	(1.163)	(97)	—	(820)	(6.499)	(34.839)	—	(256.623)
Planos previdenciário e assistencial	(8.041)	(8.343)	(37.561)	—	(51)	—	(16)	(343)	(152)	(12)	—	(101)	(439)	(2.604)	—	(57.662)
Material	(2.132)	(1.855)	(26.951)	—	(368)	—	(39)	(9.107)	(254)	(87)	—	(297)	(81)	(2.858)	—	(44.025)
Serviços de terceiros	(13.966)	(20.202)	(247.435)	—	(4.005)	—	(1.358)	(46.103)	(4.692)	(850)	—	(7.700)	(1.334)	(10.500)	14.281	(343.864)
Depreciação e amortização	(83.117)	(5.671)	(192.415)	—	(8.123)	—	(113)	(68.125)	(18.846)	(2.851)	—	(96)	(502)	(1.116)	(8.156)	(389.131)
Provisões e reversões	(3.118)	(7.284)	(21.960)	—	—	—	(49)	634	—	2	—	5.045	(260)	(4.161)	374	(30.777)
Custo de construção	—	(58.714)	(757.913)	—	—	—	—	—	—	—	—	(29.578)	—	—	—	(846.205)
Outros custos e despesas operacionais	**109.635**	**9.789**	**(78.995)**	**—**	**(3.363)**	**—**	**(2.939)**	**83.348**	**(15.671)**	**(120)**	**—**	**(1.028)**	**(2.175)**	**(10.635)**	**748**	**88.595**
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	**239.810**	**76.527**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**166.357**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**1.239.956**	**(1.684.654)**	**37.995**
RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	**559.982**	**254.987**	**624.198**	**—**	**16.907**	**—**	**(1.021)**	**377.927**	**60.590**	**3.562**	**—**	**83.674**	**(3.447)**	**1.173.243**	**(1.690.850)**	**1.459.756**
RESULTADO FINANCEIRO	(74.401)	(92.912)	(216.792)	—	(17.563)	—	(1.595)	12.442	3.880	2.341	—	(31.618)	8.320	(99.508)	—	(507.406)
Receitas financeiras	31.364	36.489	124.442	—	14.163	—	1.597	59.182	5.196	2.346	—	11.534	8.457	23.366	—	318.137
Despesas financeiras	**(105.765)**	**(129.401)**	**(341.234)**	**—**	**(31.726)**	**—**	**(3.192)**	**(46.740)**	**(1.316)**	**(5)**	**—**	**(43.152)**	**(137)**	**(122.874)**	**—**	**(825.543)**
LUCRO OPERACIONAL	**485.581**	**162.075**	**407.406**	**—**	**(656)**	**—**	**(2.616)**	**390.369**	**64.470**	**5.903**	**—**	**52.056**	**4.873**	**1.073.735**	**(1.690.850)**	**952.350**
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	125.514	(1.637)	54.368	—	284	—	—	(33.043)	(21.114)	(1.167)	—	(10.923)	6.796	(6.991)	2.194	114.283
LUCRO LÍQUIDO COM OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	611.095	160.438	461.774	—	(372)	—	(2.616)	357.326	43.356	4.736	—	41.133	11.669	1.066.744	(1.688.656)	1.066.633
LUCRO LÍQUIDO COM OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	18.898	(18.898)	—
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	611.095	160.438	461.774	—	(372)	—	(2.616)	357.326	43.356	4.736	—	41.133	11.669	1.085.642	(1.707.554)	1.066.633
Atribuído aos acionistas da controladora - Op. Continuada	629.993	160.438	461.776	—	(260)	—	(2.615)	357.326	43.356	4.736	—	98.024	11.669	1.085.642	(1.707.554)	1.142.536
Atribuído aos acionistas da controladora - Op. Descontinuada	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Atribuído aos acionistas não controladores - Op. Continuidade	—	—	—	—	(112)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(112)
Atribuído aos acionistas não controladores - Op. Descontinuadas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
EBITDA operações continuadas	643.099	260.658	816.613	—	25.030	—	(908)	446.052	79.436	6.413	—	83.770	(2.945)	1.174.359	(1.682.694)	1.848.887

Demonstração do Resultado 4T24	GET		Distribuição	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Serviços	Parques Eólicos	FDA	Bela Vista	Pequenos Ativos Mantidos para Venda	MSG, C. Oeste, Marumbi, Uirapuru	Comercialização	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
	Geração	Transmissão														
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**551.788**	**334.044**	**4.474.387**	**—**	**24.206**	**—**	**3.240**	**151.844**	**143.158**	**9.240**	**—**	**31.682**	**978.083**	**—**	**(682.509)**	**6.019.164**
Fornecimento de energia elétrica	—	—	1.718.368	—	—	—	—	—	—	—	—	—	481.613	—	(259)	2.199.722
Suprimento de energia elétrica	542.528	—	10.988	—	24.110	—	—	150.184	143.156	9.240	—	—	495.853	—	(556.925)	819.135
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	—	259.658	1.745.700	—	—	—	—	—	—	—	—	24.948	—	—	(115.574)	1.914.732
Receita de construção	—	67.896	567.201	—	—	—	—	—	—	—	—	6.727	—	—	(1)	641.824
Valor justo do ativo indenizável da concessão	—	—	32.957	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	32.957
Distribuição de gás canalizado	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	—	—	272.095	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	272.095
Outras receitas operacionais	9.260	6.490	127.078	—	96	—	3.240	1.660	1	—	—	7	617	—	(9.750)	138.699
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	**(467.793)**	**(114.888)**	**(3.884.468)**	**—**	**(30.922)**	**—**	**(2.789)**	**(149.997)**	**(93.763)**	**(7.187)**	**—**	**(11.112)**	**(1.004.464)**	**(86.792)**	**701.773**	**(5.152.337)**
Energia elétrica comprada para revenda	(61.948)	—	(2.086.300)	—	(7.770)	—	—	(8.178)	(507)	(2.363)	—	—	(1.001.634)	—	558.189	(2.610.512)
Encargos de uso da rede elétrica	(80.197)	—	(615.211)	—	(6.107)	—	—	(17.265)	(39.193)	(346)	—	—	—	—	115.253	(643.068)
Pessoal e administradores	(40.098)	(28.359)	(122.301)	—	(1.225)	—	(136)	(3.276)	(455)	(124)	—	(142)	(3.310)	(24.746)	—	(224.172)
Planos previdenciário e assistencial	(9.824)	(7.274)	(39.761)	—	(49)	—	(24)	(465)	(65)	(17)	—	(21)	(416)	(2.447)	—	(60.364)
Material	(3.414)	(1.820)	(17.466)	—	(442)	—	—	(363)	(371)	(117)	—	—	(66)	(596)	16	(24.646)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Gás natural e insumos para operação de gás	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Serviços de terceiros	(27.175)	(15.848)	(200.020)	—	(4.247)	—	(1.418)	(37.503)	(8.447)	(1.183)	—	(3.062)	(350)	(12.460)	10.300	(301.629)
Depreciação e amortização	(99.815)	(4.575)	(158.288)	—	(8.101)	—	(1.059)	(69.506)	(23.461)	(2.853)	—	(11)	(433)	(825)	(7.350)	(376.281)
Provisões e reversões	(43.688)	(11.886)	(55.380)	—	—	—	(147)	(508)	—	—	—	(1.461)	3.656	(34.239)	26.425	(117.147)
Custos de construção	—	(47.488)	(567.201)	—	—	—	—	—	—	—	—	(6.177)	—	—	—	(620.867)
Outros custos e despesas operacionais	(101.634)	2.362	(22.540)	—	(2.980)	—	(5)	(12.933)	(21.265)	(184)	—	(238)	(1.911)	(11.478)	(1.060)	(173.651)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	**(480)**	**70.579**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**(13.050)**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**686.337**	**(687.581)**	**55.804**
RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	**83.515**	**289.735**	**589.919**	**—**	**(6.715)**	**—**	**451**	**(11.219)**	**49.393**	**2.053**	**—**	**20.569**	**(26.381)**	**599.546**	**(668.317)**	**922.631**
RESULTADO FINANCEIRO	**(85.010)**	**(56.158)**	**(144.303)**	**—**	**(50.590)**	**—**	**(1.134)**	**(25.651)**	**4.727**	**1.317**	**—**	**1.509**	**10.564**	**(32.048)**	**(5)**	**(376.777)**
Receitas financeiras	42.936	26.865	148.220	—	2.829	—	1.222	31.236	6.467	1.317	—	2.019	10.647	53.954	(164)	327.550
Despesas financeiras	(127.946)	(83.023)	(292.523)	—	(53.419)	—	(2.356)	(56.887)	(1.740)	—	—	(509)	(83)	(86.002)	159	(704.327)
LUCRO OPERACIONAL	**(1.495)**	**233.577**	**445.616**	**—**	**(57.305)**	**—**	**(683)**	**(36.866)**	**54.120**	**3.370**	**—**	**22.079**	**(15.817)**	**567.498**	**(668.322)**	**545.854**
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	**26.708**	**(9.524)**	**(5.184)**	**—**	**19.497**	**—**	**(818)**	**(16.822)**	**(16.220)**	**(738)**	**—**	**(1.663)**	**12.670**	**19.008**	**2.399**	**29.310**
LUCRO LÍQUIDO COM OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	**25.213**	**224.133**	**440.432**	**—**	**(37.808)**	**—**	**(1.501)**	**(53.691)**	**37.899**	**2.632**	**—**	**20.417**	**(3.147)**	**586.506**	**(665.923)**	**575.164**
LUCRO LÍQUIDO COM OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	**25.213**	**224.133**	**440.432**	**—**	**(37.808)**	**—**	**(1.501)**	**(53.691)**	**37.899**	**2.632**	**—**	**20.417**	**(3.147)**	**586.506**	**(665.923)**	**575.164**
Atribuído aos acionistas da controladora - Op. Continuada	25.213	224.133	440.432	—	(26.844)	—	(1.501)	(53.691)	37.899	2.632	—	20.417	(3.147)	586.506	(79.037)	586.506
Atribuído aos acionistas da controladora - Op. Descontinuada	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Atribuído aos acionistas não controladores - Op. Continuidade	—	—	—	—	(10.964)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(378)	(11.342)
Atribuído aos acionistas não controladores - Op. Descontinuadas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
EBITDA operações continuadas	**183.330**	**294.310**	**748.207**	**—**	**1.386**	**—**	**1.510**	**58.291**	**72.854**	**4.906**	**—**	**20.580**	**(25.948)**	**600.371**	**(660.967)**	**1.298.912**

ANEXO II - RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA > DRE POR EMPRESA ACUMULADO

R$ mil

Demonstração do Resultado 2025	GET		Distribuição	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Serviços	Parques Eólicos	FDA	Bela Vista	Pequenos Ativos Mantidos para Venda	MSG, C. Oeste, Marumbi, Uirapuru	Comercialização	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
	Geração	Transmissão														
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**2.253.075**	**1.097.358**	**19.202.210**	**—**	**153.989**	**—**	**12.128**	**877.553**	**598.908**	**39.744**	**27.740**	**303.765**	**4.402.327**	**—**	**(2.851.941)**	**26.116.856**
Fornecimento de energia elétrica	—	—	6.357.195	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1.576.328	—	(670)	7.932.853
Suprimento de energia elétrica	2.207.918	—	404.765	—	153.762	—	—	869.214	598.889	39.744	27.740	—	2.799.232	—	(2.316.595)	4.784.669
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	—	830.573	6.358.530	—	—	—	—	—	—	—	—	266.765	—	—	(481.202)	6.974.666
Receita de construção	—	238.869	3.027.524	—	—	—	—	—	—	—	—	36.757	—	—	—	3.303.150
Valor justo do ativo indenizável da concessão	—	—	161.244	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	161.244
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	—	—	2.348.143	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2.348.143
Outras receitas operacionais	45.157	27.916	544.809	—	227	—	12.128	8.339	19	—	—	243	26.767	—	(53.474)	612.131
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	**(775.235)**	**(599.212)**	**(17.124.300)**	**—**	**(94.480)**	**—**	**(12.080)**	**(547.304)**	**(363.944)**	**(24.164)**	**(7.457)**	**(68.663)**	**(4.349.493)**	**(178.118)**	**2.832.608**	**(21.311.842)**
Energia elétrica comprada para revenda	(359.304)	—	(8.595.124)	—	(110)	—	—	(93.493)	(59.604)	(5.885)	(515)	—	(4.310.141)	—	2.313.398	(11.110.778)
Encargos de uso da rede elétrica	(297.887)	—	(2.689.991)	—	(25.371)	—	—	(70.402)	(149.977)	(1.440)	(2.186)	—	—	—	481.720	(2.755.534)
Pessoal e administradores	(151.851)	(128.204)	(538.360)	—	(5.288)	—	(408)	(10.851)	(3.637)	(389)	—	(2.892)	(20.839)	(98.069)	—	(960.788)
Planos previdenciário e assistencial	(36.166)	(30.787)	(153.082)	—	(170)	—	(76)	(1.510)	(518)	(54)	—	(326)	(1.741)	(10.117)	—	(234.547)
Material	(8.582)	(6.384)	(65.226)	—	(715)	—	(47)	(21.310)	(1.652)	(142)	4	(291)	(302)	(3.414)	—	(108.061)
Serviços de terceiros	(79.545)	(59.078)	(865.301)	—	(16.817)	—	(5.215)	(135.950)	(24.418)	(3.710)	(1)	(20.211)	(4.064)	(32.274)	54.302	(1.192.282)
Depreciação e amortização	(314.273)	(19.206)	(712.266)	—	(32.565)	—	(3.032)	(276.725)	(76.748)	(11.402)	(4.513)	(223)	(1.889)	(4.160)	(24.884)	(1.481.886)
Provisões e reversões	(9.745)	(17.153)	(243.696)	—	—	—	(299)	(663)	(23)	(570)	100	4.754	(1.812)	(5.104)	3.424	(270.787)
Custos de construção	—	(199.180)	(3.027.524)	—	—	—	—	—	—	—	—	(46.059)	—	—	—	(3.272.763)
Outros custos e despesas operacionais	482.118	(139.220)	(233.730)	—	(13.444)	—	(3.003)	63.600	(47.367)	(572)	(346)	(3.415)	(8.705)	(24.980)	4.648	75.584
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	**397.802**	**357.822**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**179.332**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**2.916.352**	**(3.611.311)**	**239.997**
RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	**1.875.642**	**855.968**	**2.077.910**	**—**	**59.509**	**—**	**48**	**509.581**	**234.964**	**15.580**	**20.283**	**235.102**	**52.834**	**2.738.234**	**(3.630.644)**	**5.045.011**
RESULTADO FINANCEIRO	**(468.034)**	**(382.539)**	**(785.862)**	**—**	**(62.923)**	**—**	**(5.848)**	**(46.169)**	**10.806**	**8.586**	**115**	**(65.674)**	**37.119**	**(37.929)**	**—**	**(1.798.352)**
Receitas financeiras	125.469	101.872	643.829	—	63.116	—	5.687	191.962	19.861	8.600	—	33.709	37.670	111.888	(5)	1.343.658
Despesas financeiras	(593.503)	(484.411)	(1.429.691)	—	(126.039)	—	(11.535)	(238.131)	(9.055)	(14)	115	(99.383)	(551)	(149.817)	5	(3.142.010)
LUCRO OPERACIONAL	**1.407.608**	**473.429**	**1.292.048**	**—**	**(3.414)**	**—**	**(5.800)**	**463.412**	**245.770**	**24.166**	**20.398**	**169.428**	**89.953**	**2.700.305**	**(3.630.644)**	**3.246.659**
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	**(87.501)**	**(10.018)**	**(219.541)**	**—**	**1.165**	**—**	**(168)**	**(93.760)**	**(81.970)**	**(4.171)**	**(823)**	**(36.575)**	**(22.310)**	**(30.589)**	**8.643**	**(577.618)**
LUCRO LÍQUIDO COM OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	**1.320.107**	**463.411**	**1.072.507**	**—**	**(2.249)**	**—**	**(5.968)**	**369.652**	**163.800**	**19.995**	**19.575**	**132.853**	**67.643**	**2.669.716**	**(3.622.001)**	**2.669.041**
LUCRO LÍQUIDO COM OPERAÇÕES EM DESCONTINUIDADE	**18.898**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**18.898**	**(18.898)**	**18.898**
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	**1.339.005**	**463.411**	**1.072.507**	**—**	**(2.249)**	**—**	**(5.968)**	**369.652**	**163.800**	**19.995**	**19.575**	**132.853**	**67.643**	**2.688.614**	**(3.640.899)**	**2.687.939**
Atribuído aos acionistas da controladora Op. Continuada	1.320.107	463.411	1.072.507	—	(1.574)	—	(5.968)	369.652	163.800	19.995	19.575	132.853	67.643	2.669.716	(3.622.001)	2.669.716
Atribuído aos acionistas da controladora Op. Descontinuada	18.898	—	—	—		—		—			—	—	—	18.898	(18.898)	18.898
Atribuído aos acionistas não controladores Op. Continuidade	—	—	—	—	(675)	—		—			—	—	—	—	—	(675)
EBITDA operações continuadas	**2.189.915**	**875.174**	**2.790.176**	**—**	**92.074**	**—**	**3.080**	**786.306**	**311.712**	**26.982**	**24.796**	**235.325**	**54.723**	**2.742.394**	**(3.605.760)**	**6.526.897**

Demonstração do Resultado 2024	GET		Distribuição	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Serviços	Parques Eólicos	FDA	Bela Vista	Pequenos Ativos Mantidos para Venda	MSG, C. Oeste, Marumbi, Uirapuru	Comercialização	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
	Geração	Transmissão														
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**2.140.091**	**1.058.810**	**17.030.454**	**562.129**	**91.418**	**—**	**6.333**	**694.437**	**560.074**	**35.834**	**—**	**91.424**	**3.568.463**	**—**	**(3.188.432)**	**22.651.036**
Fornecimento de energia elétrica	—	—	6.554.157	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1.902.157	—	(1.324)	8.454.990
Suprimento de energia elétrica	2.089.599	—	94.923	—	90.944	—	—	688.627	560.064	35.834	—	—	1.663.023	—	(2.102.387)	3.120.628
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	—	916.243	6.520.003	—	—	—	—	—	—	—	—	83.776	—	—	(471.986)	7.048.036
Receita de construção	—	115.891	2.427.298	13.618	—	—	—	—	—	—	—	7.620	—	—	(13.619)	2.550.809
Valor justo do ativo indenizável da concessão	—	—	82.424	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	82.424
Distribuição de gás canalizado	—	—	—	548.511	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(548.511)	—
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	—	—	838.280	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	838.280
Outras receitas operacionais	50.492	26.676	513.369	—	474	—	6.333	5.810	9	—	—	28	3.283	—	(50.605)	555.869
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	**(1.274.046)**	**(288.076)**	**(15.048.162)**	**(503.515)**	**(102.299)**	**(44.679)**	**(7.129)**	**(605.320)**	**(354.251)**	**(22.151)**	**—**	**(18.454)**	**(3.553.557)**	**(253.352)**	**3.206.939**	**(18.867.990)**
Energia elétrica comprada para revenda	(115.304)	—	(7.308.796)	—	(10.698)	—	—	(55.266)	(10.066)	(4.354)	—	—	(3.524.688)	—	2.104.278	(8.924.895)
Encargos de uso da rede elétrica	(355.610)	—	(2.729.154)	—	(24.833)	(18.392)	—	(66.944)	(158.426)	(1.379)	—	—	—	—	489.250	(2.865.490)
Pessoal e administradores	(192.129)	(140.359)	(636.853)	(33.621)	(5.480)	(3.124)	(264)	(15.041)	(2.116)	(571)	—	(682)	(14.462)	(73.838)	36.744	(1.081.797)
Planos previdenciário e assistencial	(43.577)	(31.938)	(168.977)	(4.083)	(173)	(364)	(45)	(2.248)	(318)	(85)	—	(104)	(1.737)	(10.149)	4.447	(259.352)
Material	(10.208)	(5.638)	(63.492)	(416)	(681)	(18)	(16)	(2.959)	(1.553)	(204)	—	(72)	(114)	(1.946)	442	(86.882)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(936)	—	—	—	—	(944)	—	—	—	—	—	—	—	—	944	(936)
Gás natural e insumos para operação de gás	—	—	—	(397.554)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	397.554	—
Serviços de terceiros	(94.349)	(53.830)	(719.122)	(10.650)	(16.845)	(9.842)	(3.951)	(134.210)	(35.633)	(3.446)	—	(7.650)	(4.603)	(47.658)	67.697	(1.074.308)
Depreciação e amortização	(379.870)	(17.025)	(592.226)	(27.146)	(32.333)	(10.316)	(2.788)	(276.172)	(119.234)	(11.393)	—	(44)	(1.746)	(3.245)	8.064	(1.465.478)
Provisões e reversões	(60.626)	(22.088)	(243.470)	(7.541)	—	(176)	(147)	(953)	(7)	(38)	—	(1.754)	(780)	(83.596)	75.994	(345.102)
Custos de construção	—	(88.565)	(2.427.298)	(13.618)	—	—	—	—	—	—	—	(7.044)	—	—	13.618	(2.522.908)
Outros custos e despesas operacionais	(21.437)	71.367	(158.775)	(8.887)	(11.256)	(1.503)	82	(51.527)	(26.899)	(681)	—	(1.104)	(5.427)	(32.919)	7.907	(240.842)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	**82.766**	**340.016**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**(23.053)**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**2.512.087**	**(2.630.613)**	**281.202**
RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	**948.811**	**1.110.750**	**1.982.291**	**58.613**	**(10.881)**	**(44.679)**	**(796)**	**66.048**	**205.821**	**13.683**	**—**	**72.969**	**14.906**	**2.258.736**	**(2.612.106)**	**4.064.248**
RESULTADO FINANCEIRO	**(316.747)**	**(217.679)**	**(525.920)**	**(10.608)**	**(124.476)**	**(4.372)**	**(1.621)**	**(108.525)**	**26.763**	**4.473**	**—**	**6.570**	**40.488**	**63.828**	**10.806**	**(1.157.014)**
Receitas financeiras	131.051	81.741	516.031	29.114	32.223	1.068	3.285	133.184	28.941	4.428	—	8.636	40.813	211.411	(37.149)	1.184.779
Despesas financeiras	(447.798)	(299.420)	(1.041.951)	(39.721)	(156.699)	(5.440)	(4.906)	(241.709)	(2.178)	45	—	(2.065)	(325)	(147.583)	47.955	(2.341.793)
LUCRO OPERACIONAL	**632.064**	**893.071**	**1.456.371**	**48.006**	**(135.357)**	**(49.051)**	**(2.417)**	**(42.473)**	**232.584**	**18.156**	**—**	**79.540**	**55.394**	**2.322.564**	**(2.601.300)**	**2.907.234**
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	**(95.426)**	**(96.092)**	**(322.349)**	**(17.301)**	**46.029**	**—**	**(1.935)**	**(64.387)**	**(76.873)**	**(2.628)**	**—**	**(5.742)**	**(11.310)**	**23.377**	**25.205**	**(599.435)**
LUCRO LÍQUIDO COM OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	**536.638**	**797.059**	**1.134.022**	**30.705**	**(89.328)**	**(49.051)**	**(4.352)**	**(106.863)**	**155.710**	**15.528**	**—**	**73.799**	**44.084**	**2.345.941**	**(2.576.095)**	**2.307.799**
LUCRO LÍQUIDO COM OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	**(11.586)**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**463.690**	**39.467**	**491.571**
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	**525.052**	**797.059**	**1.134.022**	**30.705**	**(89.328)**	**(49.051)**	**(4.352)**	**(106.863)**	**155.710**	**15.528**	**—**	**73.799**	**44.084**	**2.809.631**	**(2.536.628)**	**2.799.370**
Atribuído aos acionistas da controladora - Op. Continuada	536.638	797.059	1.134.022	—	(62.528)	—	(4.352)	(106.863)	155.710	15.528	—	73.799	44.084	2.334.356	(2.571.512)	2.345.941
Atribuído aos acionistas da controladora - Op. Descontinuada	(11.586)		—	15.660	—	(39.829)	—	—	—	—	—	—	—	475.275	24.171	463.690
Atribuído aos acionistas não controladores - Op. Continuidade	—	—	—	—	(26.800)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(26.800)
Atribuído aos acionistas não controladores - Op. Descontinuadas	—	—	—	15.045	—	(9.222)	—	—	—	—	—	—	—	—	10.715	16.539
EBITDA operações continuadas	1.328.681	1.127.775	2.574.517	85.759	21.452	(34.363)	1.992	342.224	325.055	25.076	—	73.013	16.652	2.261.981	(2.620.170)	5.529.726

ANEXO II - RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA > ATIVO POR EMPRESA

R$ mil

Ativo-DEZ/25	Geração e Transmissão	Distribuição	Elejor	Serviços	Parques Eólicos	FDA	Bela Vista	Pequenos Ativos Mantidos para Venda	Costa Oeste, Marumbi, MSG, Uirapuru	Comercialização	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
CIRCULANTE	**2.203.447**	**5.470.404**	**115.667**	**109.130**	**1.413.272**	**226.452**	**77.976**	**392.470**	**392.470**	**908.825**	**1.892.784**	**-1.928.773**	**10.881.654**
Caixa e equivalentes de caixa	798.150	400.104	79.782	106.241	1.062.228	135.558	72.625	244.348	244.348	192.790	38.537	—	3.130.363
Títulos e valores mobiliários	—	—	413	389	—	—	—	—	—	—	93	—	895
Cauções e depósitos vinculados	—	9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	9
Clientes	380.232	3.352.890	16.666	1.088	207.698	73.688	3.953	46.159	46.159	438.530	—	-219.947	4.300.957
Dividendos a receber	316.490	—	—	—	74.126	—	—	—	—	—	1.407.012	-1.656.331	141.297
Ativos financeiros setoriais	—	400.463	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	400.463
Contas a receber vinculadas à concessão	12.867	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	12.867
Ativos de contrato	296.863	—	—	—	—	—	—	95.731	95.731	—	—	—	392.594
Valor justo na compra e venda de energia	—	—	—	—	—	—	—	—	—	263.645	—	—	263.645
Outros créditos	112.692	566.598	5.326	1	6.566	14.763	—	2.446	2.446	889	345.002	-4.197	1.050.086
Estoques	35.296	136.475	1.591	—	34	2	—	—	—	—	—	—	173.398
Imposto de renda e contribuição social	189.767	155.526	9.035	1.382	48.802	754	1.317	3.452	3.452	12.665	80.125	—	502.825
Outros tributos a recuperar	12.467	412.289	—	29	136	922	—	5	5	190	68	—	426.106
Despesas antecipadas	7.425	37.905	2.854	—	11.012	765	81	329	329	116	485	—	60.972
Partes relacionadas	16.021	8.145	—	—	2.670	—	—	—	—	—	21.462	-48.298	—
Ativos classificados como mantidos para venda	25.177	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	25.177
NÃO CIRCULANTE	**24.324.348**	**19.177.166**	**602.200**	**22.367**	**7.583.103**	**2.204.403**	**173.745**	**3.759.934**	**3.759.934**	**650.936**	**23.902.068**	**-32.867.468**	**49.532.802**
Realizável a Longo Prazo	**6.671.106**	**7.176.946**	**134.978**	**19.825**	**700.670**	**56.006**	**—**	**3.758.611**	**3.758.611**	**639.830**	**287.037**	**-379.670**	**19.065.339**
Títulos e valores mobiliários	190.081	3.260	—	—	372.855	20.054	—	104.636	104.636	—	—	—	690.886
Outros investimentos temporários	—	—	—	19.753	—	—	—	—	—	—	10.874	—	30.627
Clientes	5.135	155.712	1.342	—	—	—	—	—	—	—	—	—	162.189
Depósitos judiciais	42.690	189.863	—	72	5.333	—	—	554	554	17.695	117.742	—	373.949
Ativos financeiros setoriais	—	400.463	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	400.463
Contas a receber vinculadas à concessão	911.025	3.679.554	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4.590.579
Ativos de contrato	4.783.184	824.829	—	—	—	—	—	3.646.014	3.646.014	—	—	-51.615	9.202.412
Valor justo na compra e venda de energia	—	—	—	—	—	—	—	—	—	597.856	—	—	597.856
Outros créditos	637.087	116.176	6.552	—	—	34.449	—	—	—	—	32	—	794.296
Imposto de renda e contribuição social	5.645	65.069	—	—	—	—	—	7.283	7.283	24.279	313	—	102.589
Imposto de renda e contribuição social diferidos	—	756.060	120.726	—	—	—	—	—	—	—	114.618	—	991.404
Outros tributos a recuperar	96.259	985.960	—	—	278	1.503	—	124	124	—	43.458	—	1.127.582
Despesas antecipadas	—	—	507	—	—	—	—	—	—	—	—	—	507
Partes relacionadas	—	—	5.851	—	322.204	—	—	—	—	—	—	-328.055	—
Investimentos	10.563.822	441	—	—	2.592.889	—	—	—	—	—	23.589.425	-33.897.575	2.849.002
Imobilizado	3.134.349	—	304.754	774	4.228.477	298.786	169.356	670	670	1.025	7.361	—	8.145.552
Intangível	**3.878.466**	**11.868.128**	**162.030**	**1.768**	**16.108**	**1.849.570**	**4.389**	**43**	**43**	**5.816**	**10.514**	**1.409.777**	**19.206.609**
Direito de uso de ativos	**76.605**	**131.651**	**438**	**—**	**44.959**	**41**	**—**	**610**	**610**	**4.265**	**7.731**	**—**	**266.300**
TOTAL	26.527.795	24.647.570	717.867	131.497	8.996.375	2.430.855	251.721	4.152.404	4.152.404	1.559.761	25.794.852	-34.796.241	60.414.456

R$ mil

Ativo-DEZ/24	Geração e Transmissão	Distribuição	Elejor	Serviços	Parques Eólicos	FDA	Bela Vista	Pequenos Ativos Mantidos para Venda	Costa Oeste, Marumbi, Uirapuru	Comercialização	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
CIRCULANTE	**3.478.566**	**6.769.769**	**124.996**	**48.889**	**1.119.399**	**146.365**	**60.415**	**—**	**106.589**	**916.049**	**3.264.842**	**-2.994.084**	**13.041.808**
Caixa e equivalentes de caixa	511.790	1.734.522	97.082	42.389	976.985	61.545	55.027	—	77.509	324.750	280.340	-13	4.161.939
Títulos e valores mobiliários	—	—	—	528	—	—	—	—	—	—	95	—	623
Cauções e depósitos vinculados	—	9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	9
Clientes	379.135	3.267.284	10.752	3.795	94.192	76.636	4.118	—	8.750	348.795	—	-230.755	3.962.702
Dividendos a receber	153.322	—	—	—	8.393	—	—	—	—	—	2.644.431	-2.723.868	82.278
Ativos financeiros setoriais	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Contas a receber vinculadas à concessão	10.609	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	10.609
Ativos de contrato	265.846	—	—	—	—	—	—	—	18.050	—	—	—	283.896
Valor justo na compra e venda de energia	—	—	—	—	—	—	—	—	—	217.350	—	—	217.350
Outros créditos	90.679	541.676	3.210	74	4.081	6.595	—	—	549	8.561	301.929	-7.680	949.674
Estoques	39.204	95.620	1.299	—	—	—	—	—	201	—	—	—	136.324
Imposto de renda e contribuição social	108.582	101.406	10.831	2.035	25.089	134	907	—	1.408	13.387	32.349	—	296.128
Outros tributos a recuperar	10.626	979.880	—	—	79	1.035	8	—	—	2.990	—	—	994.618
Despesas antecipadas	9.288	42.066	1.822	68	7.910	420	355	—	122	216	944	—	63.211
Partes relacionadas	17.664	7.306	—	—	2.670	—	—	—	—	—	4.754	-31.773	621
Ativos classificados como mantidos para venda	1.881.821	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	5	1.881.826
NÃO CIRCULANTE	**22.800.216**	**16.797.534**	**623.724**	**100.266**	**7.961.803**	**2.279.634**	**184.758**	**—**	**508.081**	**531.034**	**23.164.334**	**(30.609.036)**	**44.342.348**
Realizável a Longo Prazo	**6.186.586**	**6.847.655**	**132.366**	**15.084**	**747.628**	**54.415**	**—**	**—**	**507.812**	**520.427**	**708.857**	**(405.709)**	**15.315.121**
Títulos e valores mobiliários	149.368	3.159	—	—	353.801	17.941	—	—	4.816	—	—	—	529.085
Outros investimentos temporários	—	—	—	14.709	—	—	—	—	—	—	15.894	—	30.603
Clientes	—	116.180	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	116.180
Depósitos judiciais	49.775	190.181	—	72	484	—	—	—	242	16.933	136.677	—	394.364
Ativos financeiros setoriais	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Contas a receber vinculadas à concessão	886.620	2.610.731	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3.497.351
Ativos de contrato	4.729.547	1.701.448	—	—	—	—	—	—	502.754	—	—	(6.739)	6.927.010
Valor justo na compra e venda de energia	—	—	—	—	—	—	—	—	—	479.938	—	—	479.938
Outros créditos	276.590	65.322	6.954	—	—	34.860	—	—	—	—	298.120	—	681.846
Imposto de renda e contribuição social	1.819	59.940	—	—	—	—	—	—	—	22.780	79.504	—	164.043
Imposto de renda e contribuição social diferidos	—	918.078	119.561	—	—	—	—	—	—	—	136.536	—	1.174.175
Outros tributos a recuperar	92.867	1.182.616	—	303	224	1.614	—	—	—	776	42.126	—	1.320.526
Despesas antecipadas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Partes relacionadas	—	—	5.851	—	393.119	—	—	—	—	—	—	(398.970)	—
Investimentos	**10.104.390**	**442**	**—**	**—**	**2.698.722**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**22.431.868**	**(31.657.485)**	**3.577.937**
Imobilizado	**3.160.968**	**—**	**317.388**	**80.590**	**4.462.640**	**306.000**	**180.931**	**—**	**230**	**702**	**7.248**	**—**	**8.516.697**
Intangível	**3.260.920**	**9.788.358**	**173.337**	**901**	**8.811**	**1.918.982**	**3.827**	**—**	**39**	**5.731**	**8.546**	**1.454.158**	**16.623.610**
Direito de uso de ativos	**87.352**	**161.079**	**633**	**3.691**	**44.002**	**237**	**—**	**—**	**—**	**4.174**	**7.815**	**—**	**308.983**
TOTAL	26.278.782	23.567.303	748.720	149.155	9.081.202	2.425.999	245.173	—	614.670	1.447.083	26.429.176	(33.603.120)	57.384.156

ANEXO II - RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA > PASSIVO POR EMPRESA

R$ mil

Passivo-DEZ/25	Geração e Transmissão	Distribuição	Elejor	Serviços	Parques Eólicos	FDA	Bela Vista	Pequenos Ativos Mantidos para Venda	Costa Oeste, Marumbi, MSG, Uirapuru	Comercialização	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
CIRCULANTE	**2.401.861**	**5.930.203**	**114.524**	**4.264**	**950.807**	**160.366**	**6.378**	**—**	**180.253**	**861.454**	**2.384.206**	**(1.932.001)**	**11.062.317**
Obrigações sociais e trabalhistas	87.450	192.216	522	—	—	—	—	—	11	5.853	24.721	—	310.773
Partes relacionadas	15.703	21.396	—	107	8.995	1.316	109	—	829	531	2.442	(51.428)	—
Fornecedores	335.630	2.404.261	4.708	1.402	66.863	25.144	677	—	9.350	429.427	6.447	(224.242)	3.059.667
Imposto de renda e contribuição social	—	—	—	—	19.879	59.318	571	—	903	—	1.204	—	81.875
Outras obrigações fiscais	128.904	505.286	1.589	538	7.571	4.722	165	—	3.216	7.632	17.650	—	677.273
Empréstimos e financiamentos	78.240	3.225	—	—	131.328	—	—	—	5.034	—	—	—	217.827
Debêntures	809.329	882.141	—	1.554	59.765	—	—	—	97.749	—	—	—	1.850.538
Dividendos a pagar	798.299	467.500	—	—	148.943	38.903	4.749	—	59.614	138.323	2.325.889	(1.656.331)	2.325.889
Benefícios pós-emprego	31.634	82.036	—	—	—	—	—	—	—	240	4.944	—	118.854
Encargos setoriais a recolher	12.559	47.125	—	—	—	—	—	—	424	—	—	—	60.108
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	3.442	83.811	194	—	—	9.218	—	—	2.579	—	—	—	99.244
Contas a pagar vinculadas à concessão	29.212	—	105.213	—	—	12.780	—	—	—	—	—	—	147.205
Passivos financeiros setoriais	—	883.990	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	883.990
Passivo de arrendamentos	12.753	43.746	297	—	612	43	—	—	337	217	736	—	58.741
Valor justo na compra e venda de energia	—	—	—	—	—	—	—	—	—	262.821	—	—	262.821
Outras contas a pagar	58.706	194.190	2.001	663	506.851	8.922	107	—	207	16.410	173	—	788.232
PIS e Cofins a restituir para consumidores	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	—	119.280	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	119.280
Provisões para litígios	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
NÃO CIRCULANTE	**9.021.275**	**10.761.677**	**730.149**	**69.757**	**2.819.632**	**70.132**	**4.705**	**—**	**2.019.296**	**385.583**	**280.627**	**97.328**	**26.260.161**
Obrigações sociais e trabalhistas	548	693	—	—	—	—	—	—	—	351	3.172	—	4.764
Partes relacionadas	—	—	—	—	318.973	—	—	—	—	—	5.851	(324.824)	—
Fornecedores	133.541	—	1	—	2	—	—	—	—	—	—	—	133.544
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.401.178	—	1.935	—	58.981	8.157	2.475	—	265.061	109.442	—	135.367	1.982.596
Outras obrigações fiscais	—	239.452	—	—	(2)	—	—	—	(2)	—	—	—	239.448
Empréstimos e financiamentos	446.580	749.299	—	—	1.943.583	—	—	—	11.130	—	—	—	3.150.592
Debêntures	5.380.839	7.350.547	—	69.757	307.032	—	—	—	1.688.211	—	—	—	14.796.386
Benefícios pós-emprego	426.811	894.251	—	—	—	—	—	—	—	2.158	36.083	—	1.359.303
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	—	304.115	—	—	—	3.193	—	—	4.547	—	—	—	311.856
Contas a pagar vinculadas à concessão	175.619	—	724.721	—	—	58.782	—	—	—	—	—	—	959.122
Passivos financeiros setoriais	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Passivo de arrendamento	72.515	99.711	207	—	49.101	—	—	—	375	4.506	7.806	—	234.221
Outras contas a pagar	54.915	27.785	—	—	140.139	—	1	—	1.231	—	89.106	(88.761)	268.621
Valor justo na compra e venda de energia	—	—	—	—	—	—	—	—	—	268.621	—	—	224.415
PIS e Cofins a restituir para consumidores	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	—	661.273	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	661.273
Provisões para litígios	928.729	434.551	3.285	—	1.823	—	2.229	—	48.743	505	138.609	375.546	1.934.020
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**15.104.658**	**7.955.689**	**(126.806)**	**57.476**	**5.225.936**	**2.200.357**	**240.638**	**—**	**1.952.855**	**312.722**	**23.130.019**	**(32.961.568)**	**23.091.978**
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	**15.104.658**	**7.955.689**	**(126.806)**	**57.476**	**5.225.936**	**2.200.357**	**240.638**	**—**	**1.952.855**	**312.722**	**23.130.019**	**(32.923.527)**	**23.130.019**
Capital social	6.842.757	5.372.206	35.503	78.785	4.878.189	2.009.509	223.913	1	1.410.124	237.210	12.821.758	(21.088.197)	12.821.758
AFAC	550.177	613	—	—	37.616	—	—	—	4.700	530	—	(593.636)	—
Reservas de capital	1.755	2.474	—	—	—	—	—	—	—	1.198	18.638	(5.427)	18.638
Ajustes de avaliação patrimonial	417.472	(112.082)	3.755	323	—	—	—	—	—	67	287.992	(309.536)	287.992
Ações em tesouraria	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(113.389)	—	(113.389)
Reserva legal	1.117.764	445.527	—	—	69.833	74.140	2.479	—	62.564	33.657	1.900.541	(1.805.965)	1.900.541
Reserva de retenção de lucros	6.095.287	2.198.738	—	—	320.557	—	—	—	348.018	1.900	8.214.479	(8.964.500)	8.214.479
Dividendo adicional proposto	79.446	48.213	—	—	254.874	116.708	14.246	—	127.449	38.160	—	(679.096)	—
Lucros acumulados	—	—	(166.064)	(21.632)	(335.133)	—	—	(1)	—	—	—	522.830	—
Atribuível aos acionistas não controladores	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**(38.041)**	**(38.041)**
TOTAL	26.527.794	24.647.569	717.867	131.497	8.996.375	2.430.855	251.721	—	4.152.404	1.559.759	25.794.852	(34.796.241)	60.414.456

R$ mil

Passivo-DEZ/24	Geração e Transmissão	Distribuição	Elejor	Serviços	Parques Eólicos	FDA	Bela Vista	Pequenos Ativos Mantidos para Venda	Costa Oeste, Marumbi, Uirapuru	Comercialização	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
CIRCULANTE	**5.107.929**	**5.979.105**	**114.110**	**11.151**	**655.489**	**153.433**	**5.495**	**—**	**29.975**	**878.302**	**404.699**	**(2.997.303)**	**10.342.380**
Obrigações sociais e trabalhistas	119.712	265.757	381	—	—	—	—	—	—	4.447	20.805	—	411.102
Partes relacionadas	10.810	11.482	—	160	9.617	520	141	—	162	368	1.690	(34.954)	—
Fornecedores	319.382	1.792.275	3.857	9.345	56.148	21.547	718	—	5.323	350.946	3.362	(238.481)	2.324.423
Imposto de renda e contribuição social	—	—	—	457	9.548	72.506	368	—	602	—	—	—	83.482
Outras obrigações fiscais	24.925	252.462	736	(24)	7.382	5.255	177	—	362	10.462	614	—	302.345
Empréstimos e financiamentos	1.097.232	2.971	—	—	126.082	—	—	—	4.921	—	—	—	1.231.205
Debêntures	1.056.707	908.720	—	1.192	58.491	—	—	—	—	—	—	—	2.025.110
Dividendos a pagar	1.699.433	663.654	—	—	21.710	36.982	3.688	—	17.527	280.873	3.881	(2.723.868)	3.878
Benefícios pós-emprego	24.557	66.352	—	—	—	—	—	—	—	126	4.348	—	95.383
Encargos setoriais a recolher	19.940	23.598	—	—	—	855	—	—	432	—	—	—	44.825
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	13.567	161.074	104	—	—	3.827	—	—	577	—	—	—	179.149
Contas a pagar vinculadas à concessão	4.686	—	106.333	—	—	2.073	—	—	—	—	—	—	113.092
Passivos financeiros setoriais	—	935.322	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	935.322
Passivo de arrendamentos	13.697	41.959	284	21	571	186	—	—	—	180	604	—	57.502
Valor justo na compra e venda de energia	—	—	—	—	—	—	—	—	—	214.955	—	—	214.955
Outras contas a pagar	161.869	273.479	2.415	—	365.940	9.682	403	—	69	15.945	369.395	—	1.199.195
PIS e Cofins a restituir para consumidores	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	—	580.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	580.000
Provisões para litígios	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	541.412	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	541.412
NÃO CIRCULANTE	**6.931.440**	**9.922.614**	**760.549**	**74.733**	**3.145.692**	**86.162**	**3.221**	**—**	**38.653**	**280.153**	**349.759**	**(188.137)**	**21.404.841**
Obrigações sociais e trabalhistas	—	30	—	—	—	—	—	—	—	—	427	—	457
Partes relacionadas	—	—	—	—	389.891	—	—	—	—	—	5.851	(395.742)	—
Fornecedores	142.376	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	142.380
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.445.182	—	1.222	802	33.343	10.513	1.679	—	18.752	102.398	—	281.567	1.895.459
Outras obrigações fiscais	—	291.195	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	291.195
Empréstimos e financiamentos	566.724	750.733	—	—	2.054.424	—	—	—	15.708	—	—	—	3.387.589
Debêntures	3.892.598	6.205.483	—	69.701	434.474	—	—	—	—	—	—	—	10.602.255
Benefícios pós-emprego	304.420	718.933	—	—	—	—	—	—	—	2.342	37.631	—	1.063.326
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	—	234.277	—	—	—	6.488	—	—	529	—	—	—	241.294
Contas a pagar vinculadas à concessão	167.478	—	755.649	—	—	69.125	—	—	—	—	—	—	992.252
Passivos financeiros setoriais	—	142.488	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	142.488
Passivo de arrendamento	80.058	127.277	393	3.861	47.308	36	—	—	—	4.311	7.761	—	271.004
Outras contas a pagar	—	—	—	—	—	—	—	—	—	170.837	—	—	170.837
Valor justo na compra e venda de energia	53.364	6.275	—	369	184.203	—	—	—	—	—	90.966	(88.156)	247.021
PIS e Cofins a restituir para consumidores	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	—	1.000.588	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1.000.588
Provisões para litígios	279.240	445.335	3.285	—	2.049	—	1.542	—	3.664	265	207.123	14.194	956.696
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**14.239.413**	**7.665.584**	**(125.940)**	**63.269**	**5.280.029**	**2.186.404**	**236.456**	**—**	**546.039**	**288.627**	**25.674.718**	**(30.417.680)**	**25.636.935**
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	**14.239.413**	**7.665.584**	**(125.940)**	**63.269**	**5.280.029**	**2.186.404**	**236.456**	**—**	**546.039**	**288.627**	**25.674.718**	**(30.379.897)**	**25.674.718**
Capital social	6.242.757	5.372.206	35.503	78.785	5.186.230	2.009.509	223.913	—	275.161	237.210	12.821.758	(19.661.293)	12.821.758
AFAC	600.000	—	—	—	3.000	—	—	—	—	—	—	(603.000)	—
Reservas de capital	—	166	—	—	—	—	—	—	—	—	5.595	(166)	5.595
Ajustes de avaliação patrimonial	537.346	(420)	2.372	148	—	—	—	—	—	(137)	517.408	(539.309)	517.408
Ações em tesouraria	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(50.044)	—	(50.044)
Reserva legal	1.027.643	391.901	—	—	53.090	65.950	1.479	—	31.639	30.275	1.766.110	(1.601.979)	1.766.110
Reserva de retenção de lucros	5.239.801	1.778.071	—	—	343.425	—	—	—	186.658	—	9.363.866	(7.547.951)	9.363.866
Dividendo adicional proposto	591.866	123.660	—	—	41.574	110.945	11.064	—	52.581	21.279	1.250.025	(952.968)	1.250.025
Lucros acumulados	—	—	(163.815)	(15.664)	(347.290)	—	—	—	—	—	—	526.769	—
Atribuível aos acionistas não controladores	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**(37.783)**	**(37.783)**
TOTAL	26.278.782	23.567.303	748.719	149.153	9.081.210	2.425.999	245.172	—	614.667	1.447.082	26.429.176	(33.603.120)	57.384.156

ANEXO III - MERCADO DE ENERGIA > MERCADO TOTAL E DIS

Mercado Total	Nº de consumidores / contratos			Energia vendida (GWh)					
	dez/25	dez/24	Δ%	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Copel DIS	**5.279.347**	**5.184.588**	**1,8**	**6.313**	**5.890**	**7,2**	**24.421**	**23.483**	**4,0**
Mercado Cativo	5.279.053	5.184.322	1,8	5.016	5.275	(4,9)	20.066	21.285	(5,7)
Concessionárias e Permissionárias	2	2	—	8	13	(38,5)	35	79	(55,7)
CCEE (Cessões MCSD EN)	292	264	10,6	556	532	4,5	1.695	1.196	41,7
CCEE (MVE)	—	—	—	—	—	—	—	—	—
CCEE (MCP) [2]	—	—	—	733	70	947,1	2.625	923	184,4
Copel GeT + FDA + Bela Vista	**388**	**568**	**(31,7)**	**3.569**	**3.761**	**(5,1)**	**15.659**	**16.078**	**(2,6)**
CCEAR (Copel DIS)	3	4	(25,0)	45	33	36,4	161	127	26,8
CCEAR (outras concessionárias)	64	119	(46,2)	424	609	(30,4)	2.028	2.345	(13,5)
Contratos Bilaterais (Copel Comercialização)	316	441	(28,3)	3.061	3.039	0,7	13.148	13.053	0,7
Contratos Bilaterais [1]	5	4	25,0	720	35	1.957,1	1.476	167	783,8
CCEE (MCP) [2]	—	—	—	(681)	45	(1.613,3)	(1.154)	386	(399,0)
Complexos Eólicos	**703**	**624**	**12,7**	**1.149**	**1.238**	**(7,2)**	**4.772**	**4.526**	**5,4**
CCEAR (Copel DIS)	19	19	—	35	32	9,4	135	128	5,5
CCEAR (outras concessionárias)	654	580	12,8	688	655	5,0	2.685	2.507	7,1
CER	10	10	—	230	230	—	913	924	(1,2)
Contratos Bilaterais (Copel Comercialização)	5	4	25,0	112	137	(18,2)	518	453	14,3
Contratos Bilaterais	15	11	36,4	183	164	11,6	660	583	13,2
CCEE (MCP) [2]	—	—	—	(99)	20	(595,0)	(139)	(69)	101,4
Copel Comercialização	**1.763**	**1.698**	**3,8**	**7.035**	**5.095**	**38,1**	**27.563**	**22.478**	**22,6**
Consumidores Livres	1.537	1.529	62,4	2.638	2.583	2,1	9.902	10.565	(6,3)
CCEAR (outras concessionárias)	30	—	—	96	—	—	293	—	—
Contratos Bilaterais (empresas do grupo)	15	7	114,3	485	216	124,5	1.993	820	143,0
Contratos Bilaterais	181	162	11,7	3.824	2.253	69,7	15.264	10.926	39,7
CCEE (MCP) [2]	—	—	—	(8)	43	(118,6)	111	167	(33,5)
Total Copel	**5.282.201**	**5.187.478**	**1,8**	**18.066**	**15.984**	**13,0**	**72.415**	**66.565**	**8,8**
Eliminações (Operações entre Empresas do Grupo)				**3.738**	**3.457**	**8,1**	**15.955**	**14.581**	**9,4**
Total Copel Consolidado				**14.328**	**12.527**	**14,4**	**56.460**	**51.984**	**8,6**

Obs.: Não considera a energia disponibilizada através do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia).

1 Inclui Contratos de Venda no Curto Prazo e CBR.

2 Valores negativos significam que houveram mais compras que venda.

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica / CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado / MCP: Mercado de Curto Prazo / CER: Contrato de Energia de Reserva. MCSD EN - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova / MVE - Venda de energia ao mercado livre através do Mecanismo de Venda de Excedentes.

Mercado Copel DIS	Número de Consumidores			Energia Consumida (GWh)					
	dez/25	dez/24	Δ%	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Residencial	**4.417.897**	**4.300.335**	**2,7**	**2.556**	**2.510**	**1,8**	**10.108**	**9.887**	**2,2**
Industrial	**39.167**	**68.970**	**(43,2)**	**3.245**	**3.294**	**(1,5)**	**12.973**	**12.790**	**1,4**
Cativo	36.610	67.041	(45,4)	272	403	(32,6)	1.252	1.718	(27,1)
Livre	2.557	1.929	32,6	2.973	2.891	2,8	11.721	11.071	5,9
Comercial	**464.590**	**448.388**	**3,6**	**1.897**	**1.846**	**2,8**	**7.425**	**7.344**	**1,1**
Cativo	460.946	445.899	3,4	1.127	1.195	(5,7)	4.442	4.782	(7,1)
Livre	3.644	2.489	46,4	770	651	18,3	2.983	2.562	16,4
Rural	**306.468**	**314.623**	**(2,6)**	**676**	**665**	**1,7**	**2.695**	**2.721**	**(1,0)**
Cativo	306.289	314.508	(2,6)	612	605	1,1	2.426	2.507	(3,2)
Livre	179	115	55,7	65	60	7,9	269	214	25,7
Outros	**58.150**	**56.908**	**2,2**	**624**	**660**	**(5,4)**	**2.501**	**2.566**	**(2,5)**
Cativo	57.311	56.539	1,4	449	561	(20,0)	1.838	2.391	(23,1)
Livre	839	369	127,4	175	99	—	662	175	—
Total Mercado Cativo	**5.279.053**	**5.184.322**	**1,8**	**5.016**	**5.275**	**(4,9)**	**20.066**	**21.285**	**(5,7)**
Total Mercado Livre	**7.219**	**4.902**	**47,3**	**3.984**	**3.701**	**7,6**	**15.636**	**14.022**	**11,5**
Suprimento a Concessionárias	**7**	**7**	**—**	**254**	**250**	**1,5**	**1.022**	**1.002**	**2,0**
Total Mercado Fio	**5.286.279**	**5.189.231**	**1,9**	**9.253**	**9.226**	**0,3**	**36.724**	**36.309**	**1,1**
Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD)	**528.496**	**411.888**	**28,3**	**(984)**	**(755)**	**30,4**	**(3.421)**	**(2.614)**	**30,9**
Energia Compensada GD II e III				**365**	**171**	**113,5**	**1.130**	**385**	**193,6**
Total Mercado Faturado				**8.635**	**8.642**	**(0,1)**	**34.433**	**34.080**	**1,0**

ANEXO III - MERCADO DE ENERGIA > TARIFAS

Tarifas Suprimento (R$/MWh)	2025 Quantidade MW médio/ano	2025 Preço (R$)[1]	Classe de Produto*	Vigência*	
Copel Geração e Transmissão					
Leilão – CCEAR 2011 - 2040 (UHE Mauá)	192	315,71	SP100/SP92	01.07.2020	31.12.2040
Leilão - CCEAR 2024 - 2053 (PCH Bela Vista)	15	274,80		01.01.2024	31.12.2053
Copel Distribuição					
Concessionárias no Estado do Paraná	24	305,74			
Total / Tarifa Média Ponderada de Suprimento	**231**	**312,02**			

Com PIS/COFINS. Líquida de ICMS.

* Repactuação do GSF

Tarifas Compra - Copel Distribuição (R$/MWh)	Quantidade MW médio	dez/25	dez/24	Δ%
Itaipu [1]	480,5	206,37	217,71	(5,2)%
Leilão 2010 - H30	74,5	329,88	313,22	5,3 %
Leilão 2010 - T15 [2]	—	—	184,45	(100,0)%
Leilão 2011 - H30	61,5	340,11	322,93	5,3 %
Leilão 2011 - T15 [2]	53,7	289,83	265,21	9,3 %
Leilão 2012 - T15 [2]	107,5	333,44	253,04	31,8 %
Leilão 2016 - T20 [2]	26,6	241,15	229,47	5,1 %
Angra	96,8	305,71	336,32	(9,1)%
CCGF [3]	390,3	184,37	166,85	10,5 %
Santo Antônio	146,9	211,07	200,41	5,3 %
Jirau	244,4	185,71	176,33	5,3 %
Outros Leilões [4]	769,3	259,76	234,48	10,8 %
Total / Tarifa Média de Compra	**2.451,9**	**236,65**	**219,08**	**8,0 %**

Com PIS/COFINS.

[1] Transporte de Furnas não incluído.

[2] Preço médio do leilão conforme pagamento bilateral aos vendedores. Não inclui efeitos de contratação contabilizados pela CCEE.

[3] Contrato de cotas de garantia física das UHEs que tiveram suas concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/13.

[4] Preço médio ponderado dos produtos. Não inclui PROINFA.

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

Tarifas Fornecimento - Copel Distribuição (R$/MWh)	dez/25	dez/24	Δ%
Industrial	526,75	544,13	-3,2 %
Residencial	505,45	512,65	-1,4 %
Comercial	553,46	569,45	-2,8 %
Rural	548,64	555,82	-1,3 %
Outros	620,93	594,97	4,4 %
Tarifa média de fornecimento e disponibilidade	**598,90**	**594,01**	**0,8 %**
Tarifa média de demanda (R$/kW)	**33,37**	**40,28**	**-17,2 %**

Não considera as bandeiras tarifárias, sem Pis/Cofins e líquido de ICMS.

ANEXO III - MERCADO DE ENERGIA > ENERGIA COMPRADA E ENCARGOS

R$ mil

Energia Elétrica Comprada para Revenda	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	1.090.302	999.964	9,0	4.043.221	4.009.747	0,8
Itaipu Binacional	221.307	243.319	(9,0)	963.340	950.389	1,4
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	422.405	382.395	10,5	1.273.628	832.656	53,0
Micro e mini geradores e recompra de clientes	736.135	526.275	39,9	2.446.037	1.726.602	41,7
Proinfa	104.335	84.988	22,8	424.896	337.978	25,7
Contratos bilaterais	896.771	582.104	54,1	2.901.057	1.849.268	56,9
Valor justo na compra e venda de energia		10.595	(100)		36.604	(100)
(-) PIS/Pasep e Cofins	(259.678)	(219.128)	18,5	(941.401)	(818.349)	15,0
TOTAL	**3.211.577**	**2.610.512**	**23,0**	**11.110.778**	**8.924.895**	**24,5**

R$ mil

Encargos de uso da rede elétrica	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
Encargos de transporte de Itaipu	47.411	40.872	16,0	182.754	193.897	(5,7)
Encargos dos serviços do sistema - ESS	(2.184)	12.503	—	5.009	74.133	(93,2)
Encargos de uso do sistema	610.049	588.497	3,7	2.448.111	2.502.910	(2,2)
Encargo de Energia de Reserva - EER	94.987	74.750	27,1	431.834	412.331	4,7
Encargos de Uso da Rede - Provisões	2.888	(44)	—	3.425	10.857	(68)
(-) PIS / Pasep e Cofins sobre encargos de uso da rede elétrica	(77.744)	(73.510)	5,8	(315.599)	(328.638)	(4,0)
TOTAL	**675.407**	**643.068**	**5,0**	**2.755.534**	**2.865.490**	**(3,8)**

ANEXO III - MERCADO DE ENERGIA > BALANÇO DE ENERGIA

(MW médio)

Balanço de Energia - Copel GET - dez/25	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Recursos próprios GeT	1.890	1.901	1.920	1.928	1.928	1.928
GeT [1]	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291
GPS (CCGF) [2]	73	73	73	73	73	73
Bela Vista + FDA	526	537	556	564	564	564
Recursos próprios SPE's Eólicas [3]	544	544	544	544	544	544
Compras	75	65	—	—	—	—
TOTAL DE RECURSOS PRÓPRIOS + VENDAS	**2.509**	**2.510**	**2.464**	**2.472**	**2.472**	**2.472**
TOTAL DE VENDAS	**2.122**	**1.897**	**1.668**	**1.327**	**961**	**814**
Venda (Regulado)	706	706	706	706	706	706
Venda (Regulado) %	28%	28%	29%	29%	29%	29%
Venda (Livre)	1.416	1.191	962	621	255	108
Venda (Livre) %	57%	47%	40%	26%	10%	4%
Disponibilidade Total	387	612	796	1.145	1.511	1.658
Disponibilidade Total (%)	15%	25%	31%	46%	61%	67%
Preços médios energia vendida (R$)[4]	**190,88**	**192,23**	**200,27**	**210,15**	**228,98**	**244,05**

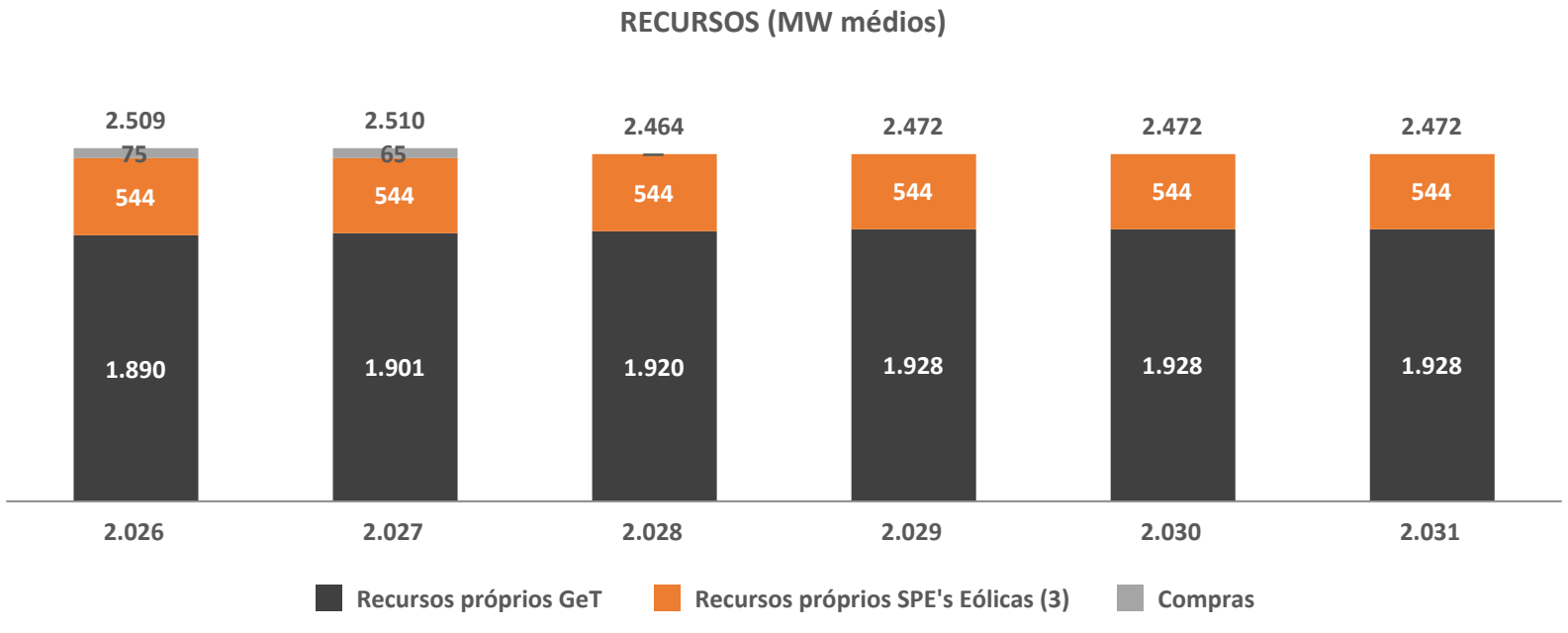
Referência: dezembro/25

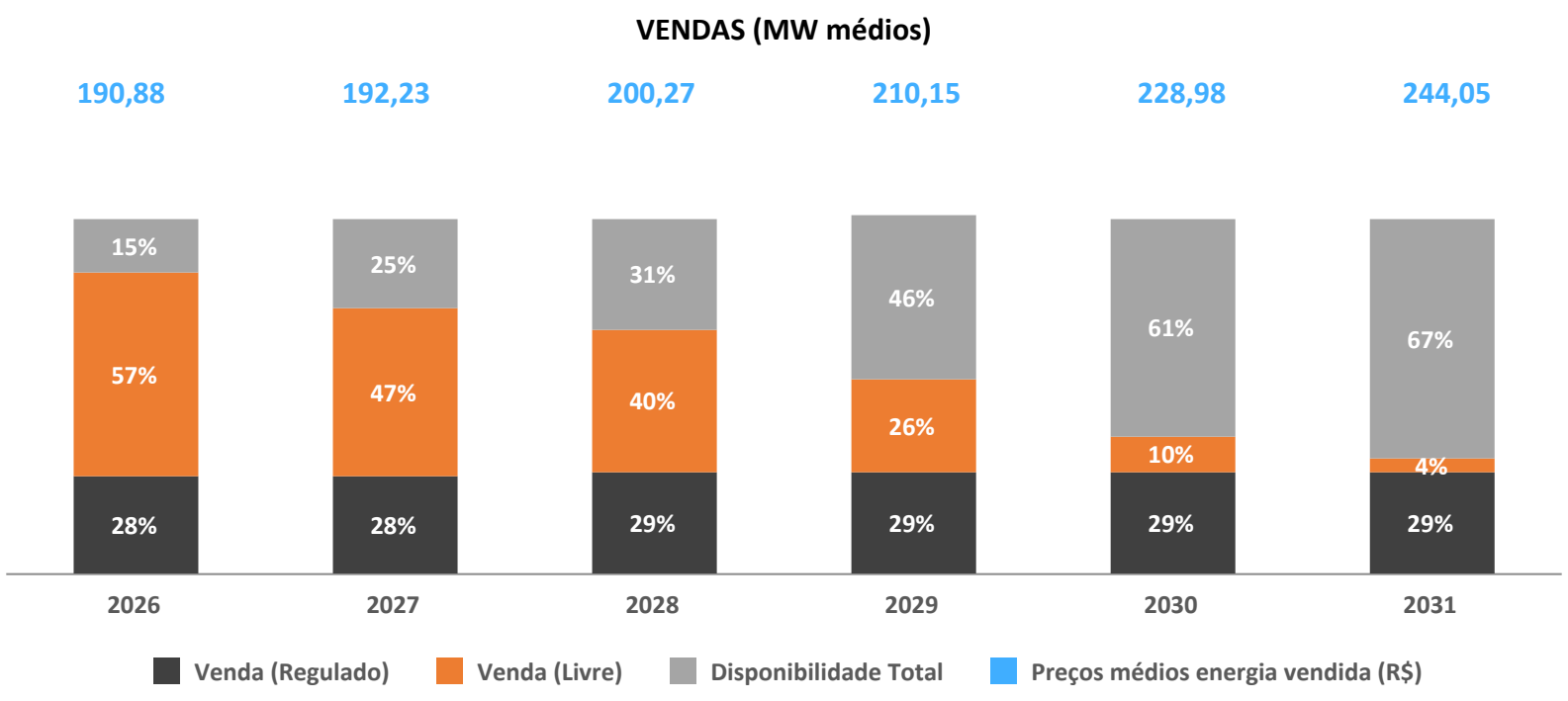
[1] Inclui Usina Mauá 100% a partir de junho/25 e GPS 30% (ex-CCGF). Não inclui Baixo iguaçu, Elejor e Foz do Chopim.

[2] GPS 70% (regime de cotas).

[3] Não inlcui Complexo Eólico Voltália.

[4] Preço médio de energia bruto (com PIS/COFINS e sem ICMS). Não está considerada a RAG do CCGF de GPS no cálculo dos preço médio.





Observações:

1- Descontadas as perdas e consumo interno.

2- Considerado as GFs das SPEs eólicas constante para todos os períodos.

3- Considerado as Vendas das SPEs eólicas constante para todos os períodos.

4- Considerado as Compras de energia em cada período.

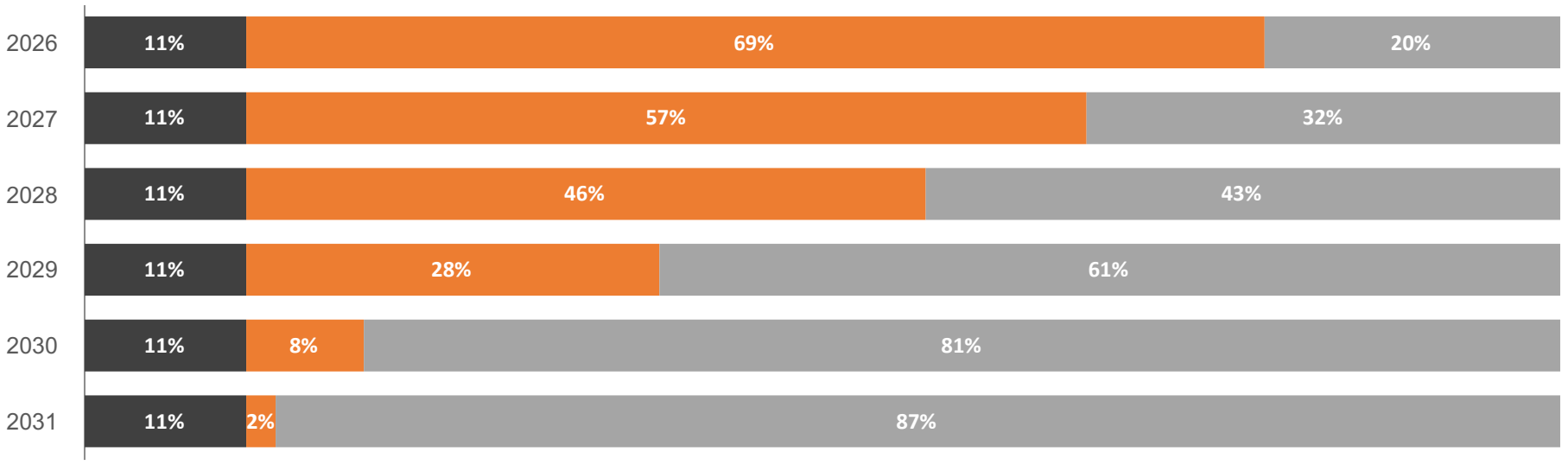
5 - Preços atualizados conforme índice de reajuste contratuais, desde as datas de referência até dezembro/2025.

6 - Não está considerada a RAG do CCGF de GPS no cálculo dos preços médios.

7 - Preços médio de energia bruto (com PIS/COFINS e sem ICMS)

8 - Considera a garantia física das das usinas em 31.12.2025.

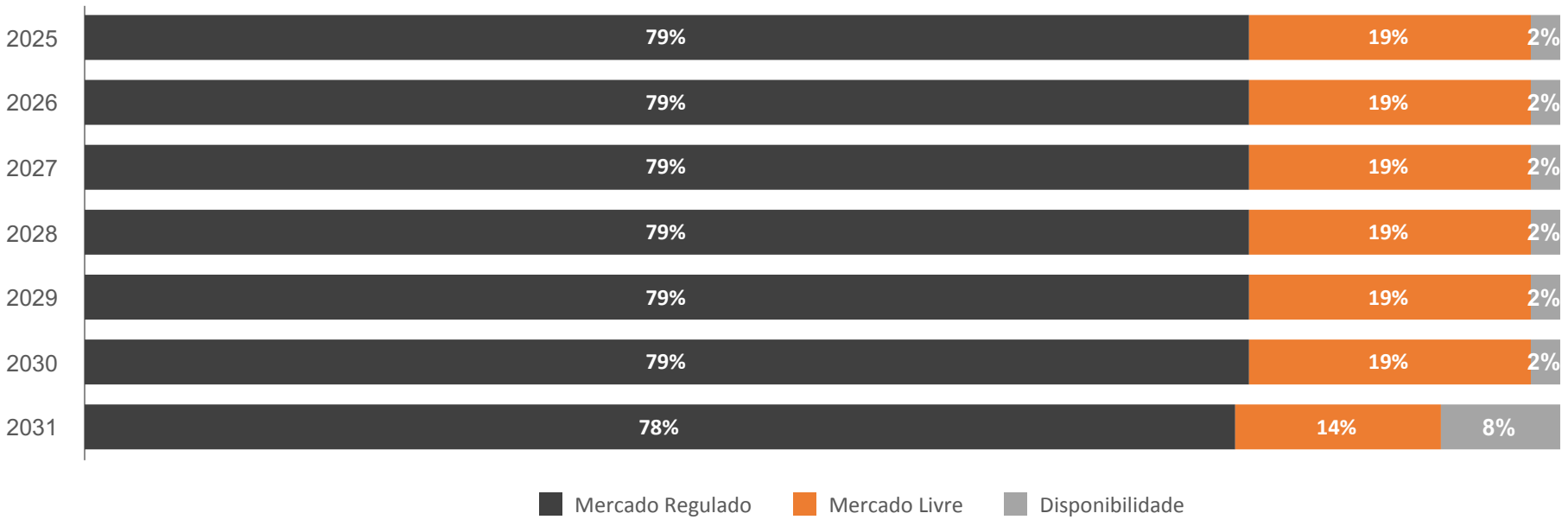
Balanço de Contração Hídricas*



Preços médios energia vendida (Pmix)					
2026	2027	2028	2029	2030	2031
R$180,14	R$181,60	R$192,01	R$206,12	R$250,51	R$297,89

*Não inclui CCGF (Cotas) de GPS.

Balanço de Contratação Energética SPE's Eólicas



Preços médios energia vendida (Pmix)					
2026	2027	2028	2029	2030	2031
R$221,51	R$218,01	R$216,76	R$215,61	R$214,58	R$218,46

Observações:

1- Descontadas as perdas e consumo interno.

2- Considerado as GFs das SPEs eólicas constante para todos os períodos.

3- Considerado as Vendas das SPEs eólicas constante para todos os períodos.

4- Considerado as Compras de energia em cada período.

5 - Preços atualizados conforme índice de reajuste contratuais, desde as datas de referência até setembro/2025.

6 - Não está considerada a RAG do CCGF de GPS no cálculo dos preços médios.

7 - Preços médio de energia bruto (com PIS/COFINS e sem ICMS).

8 - Considera a garatia física das usinas em 31.12.2025.

ANEXO III - MERCADO DE ENERGIA > PREÇOS EÓLICAS

Complexos Eólicos - Vendas	Leilão [1]	Preço (R$) [2]	Certificação	Quantidade MW médio/ano	Início Suprimento	Fim Suprimento
São Bento Energia, Invest. e Part. S.A.						
GE Boa Vista S.A.	2º LFA (26/08/2010)	327,29	P50	5,70	01.01.2013	31.12.2032
GE Farol S.A.		317,76	P50	9,10		
GE Olho D'Água S.A.		317,76	P50	14,90		
GE São Bento do Norte S.A.		317,76	P50	14,00		
Copel Brisa Potiguar S.A.						
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	2º LFA (26/08/2010)	321,15	P50	13,20	01.01.2013	31.12.2032
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.		321,15	P50	12,80		
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.		321,15	P50	12,50		
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.		321,15	P50	13,70		
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	4º LER (18/08/2011)	226,33	P50	15,70	01.07.2014	30.06.2034
Santa Helena Energias Renováveis S.A.		226,33	P50	16,00		
Ventos de Santo Uriel S.A.		224,57	P50	9,00		
Complexo Eólico Cutia						
UEE Cutia S.A.	6º LER (31/10/2014)	266,22	P90	9,60	01.10.2017	30.09.2037
UEE Esperança do Nordeste S.A.		266,22	P90	9,10		
UEE Guajiru S.A.		266,22	P90	8,30		
UEE Jangada S.A.		266,22	P90	10,30		
UEE Maria Helena S.A.		266,22	P90	12,00		
UEE Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.		266,22	P90	10,60		
UEE Potiguar S.A.		266,22	P90	11,30		
Complexo Eólico Bento Miguel						
CGE São Bento do Norte I S.A.	20ª LEN (28/11/2014)	252,17	P90	9,70	01.01.2019	31.12.2038
CGE São Bento do Norte II S.A.		252,17	P90	10,00		
CGE São Bento do Norte III S.A.		252,17	P90	9,60		
CGE São Miguel I S.A.		252,17	P90	8,70		
CGE São Miguel II S.A.		252,17	P90	8,40		
CGE São Miguel III S.A.		252,17	P90	8,40		
Complexo Eólico Vilas						
Vila Ceará I (Antiga Vila Paraíba IV)	28ª LEN (31/08/2018)	135,59	P90	8,20	01.01.2024	31.12.2043
Vila Maranhão I		135,59	P90	8,30		
Vila Maranhão II		135,59	P90	8,30		
Vila Maranhão III (Antiga Vila Paraíba III)		135,59	P90	8,20		
Vila Mato Grosso (Antiga Vila Alagoas III)	29ª LEN (28/06/2019)	113,11	P90	3,30	01.01.2023	31.12.2042
Complexo Jandaira						
Jandaira I	30ª LEN (18/10/2019)	138,32	P90	1,60	01.01.2025	31.12.2044
Jandaira II		138,32	P90	4,10		
Jandaira III		138,32	P90	4,40		
Jandaira IV		138,32	P90	4,30		
Aventura						
Aventura II	26º LEN (20/12/2017)	146,22	P90	11,70	01.01.2023	31.12.2042
Aventura III		146,22	P90	12,80		
Aventura IV		146,22	P90	14,10		
Aventura V		146,22	P90	15,00		
Santa Rosa & Mundo Novo						
Santa Rosa & Mundo Novo I	26º LEN (20/12/2017)	149,24	P90	16,50	01.01.2023	31.12.2042
Santa Rosa & Mundo Novo II		149,24	P90	17,00		
Santa Rosa & Mundo Novo III		149,24	P90	18,00		
Santa Rosa & Mundo Novo IV		149,24	P90	7,50		
Santa Rosa & Mundo Novo V		149,24	P90	8,10		
Complexo Voltália[3]						
Caranaúbas	04ª LER (18/08/2011)	219,54	—	13,10	01.07.2014	30.06.2034
Reduto		219,54	—	13,90		
Santo Cristo		219,54	—	14,80		
São João		219,54	—	14,30		

[1]LFA - Leilão de Fontes Alternativas/LER - Leilão de Energia de Reserva/LEN - Leilão de Energia Nova.

[2]Preço atualizado pelo IPCA até nov/25 (Referência dez/25). Fonte: CCEE

[3]Valores apresentados referem-se a 100 % do Complexo. A Copel possui 49% de participação no empreendimento.

ANEXO III - MERCADO DE ENERGIA > FLUXO CONSOLIDADO

GWh

FLUXO DE ENERGIA	COPEL DIS		COPEL GET + FDA + BELA VISTA		EÓLICAS		COPEL COM		ELIMINAÇÕES		CONSOLIDADO	
	4T25	4T24	4T25	4T24	4T25	4T24	4T25	4T24	4T25	4T24	4T25	4T24
Geração Própria	**—**	**—**	**5.668**	**5.833**	**874**	**1031**	**—**	**—**	**—**	**—**	**6.542**	**6.864**
Energia Comprada	**6.000**	**6.004**	**520**	**217**	**34**	**56**	**7.035**	**5.095**	**3.738**	**3.457**	**9.851**	**7.915**
Copel Comercialização	—	—	451	160	34	56	—	—	485	216	—	—
Empresas do grupo	80	65	—	—	—		3.173	3.176	3.253	3.241	—	—
Itaipu	1.120	1.146	—	—	—		—	0	—	—	1.120	1.146
Leilão – CCEAR	3.410	3.332	—	—	—		—	0	—	—	3.410	3.332
CCEE (MCP)	0	128	—	—	—		—	0	—	—	0	128
Angra	214	215	—	—	—		—	—	—	—	214	215
CCGF	818	1.000	—	—	—		—	—	—	—	818	1.000
Proinfa	98	105	—	—	—		—	—	—	—	98	105
Outros [1]	260	13	59	—	—	—	3.862	1.919	—	—	4.181	1.932
Elejor	—	—	—	—	—		—	—	—	—	—	—
Dona Francisca	—	—	—	34	—		—	—	—	—	0	34
Recebimento MRE	—	—	10	23	—		—	—	—	—	10	23
Disponibilidade	**6.000**	**6.004**	**6.188**	**6.050**	**908**	**1087**	**7.035**	**5.095**	**3.738**	**3.457**	**16.393**	**14.779**
Mercado cativo	5.016	5.275	—	—	—	—	—	—	—	—	5.016	5.275
Concessionárias e Permissionárias [2]	8	13	—	—	—	—	—	—	—	—	8	13
Suprimento concessionária CCEE [3]	—	—	40	35	—	—	—	—	—	—	40	35
CCEE (Cessões MCSD EN) [4]	556	532	—	—	—	—	—	—	—	—	556	532
CCEE (MVE) [5]	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
CCEE (MCP) [6]	733	70	-681	45	-99	20	-8	43	—	—	-55	178
Consumidores Livres	—	—	—	—	—	—	2.638	2.583	—	—	2.638	2.583
Contratos Bilaterais	—	—	680	—	183	164	3.824	2.253	—	—	4.687	2.417
Leilão CCEAR [7]	—	—	424	609	688	655	96	—	—	—	1.208	1264
Entrega/ Cessão MRE [8]	—	—	2.619	2.289	—	—	—	—	—	—	2.619	2.289
CER [9]	—	—	—	—	230	230	—	—	—	—	230	230
Copel Comercialização	—	—	3.061	3.039	112	137	—	—	3.173	3.176	—	—
Empresas do grupo	—	—	45	33	35	32	485	216	565	281	—	—
Perdas e diferenças [10]	**(313)**	**114**	**—**	**—**	**(241)**	**(151)**	**—**	**—**	**—**	**—**	**(554)**	**-37**

[1] Outros: na DIS representa a compra no MCSD EM.

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

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

[4] Cessões MCSD EN - Cessões contratuais a outras distribuidoras através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova.

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

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

[7] CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

[8] MRE: Mecanismo de Realocação de Energia.

[9] CER: Contrato de Energia de Reserva.

[10] Inclui perdas da rede básica, perdas na distribuição, diferenças na alocação de Itaipu no CG, efeitos de MMGD e diferenças dos parques eólicos.

GWh

FLUXO DE ENERGIA	COPEL DIS		COPEL GET + FDA + BELA VISTA		EÓLICAS		COPEL COM		ELIMINAÇÕES		CONSOLIDADO	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Geração Própria	**—**	**—**	**19.103**	**23.920**	**3.347**	**3.443**	**—**	**—**	**—**	**—**	**22.450**	**27.363**
Energia Comprada	**23.491**	**24.236**	**2.901**	**946**	**421**	**257**	**27.574**	**22.478**	**15.951**	**14.575**	**38.441**	**33.342**
Copel Comercialização	—	—	1.571	574	421	246	—	—	1.992	820	—	—
Empresas do grupo	292	249	—	—	—	—	13.665	13.506	13.959	13.755	—	—
Itaipu	4.442	4.560	—	—	—	—	—	—	—	—	4.443	4.560
Leilão – CCEAR	13.298	13.812	—	—	—	—	—	—	—	—	13.299	13.812
CCEE (MCP)	—	373	—	—	—	—	11	—	—	—	11	373
Angra	848	856	—	—	—	—	—	—	—	—	848	856
CCGF	3.207	3.914	—	—	—	—	—	—	—	—	3.206	3.914
Proinfa	371	420	—	—	—	—	—	—	—	—	373	420
Outros [1]	1.033	52	288	—	—	11	13.831	8.972	—	—	15.152	9.035
Elejor	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Dona Francisca	—	—	33	134	—	—	67	—	—	—	100	134
Recebimento MRE	—	—	1.009	238	—	—	—	—	—	—	1009	238
Disponibilidade	**23.491**	**24.236**	**22.004**	**24.866**	**3.768**	**3700**	**27.574**	**22.478**	**15.954**	**14.575**	**60.888**	**60.705**
Mercado cativo	20.066	21.285	—	—	—	—	—	—	—	—	20.066	21.285
Concessionárias e Permissionárias [2]	35	80	—	—	—	—	—	—	—	—	35	80
Suprimento concessionária CCEE [3]	—	—	174	163	—	—	—	—	—	—	174	163
CCEE (Cessões MCSD EN) [4]	1.695	1.196	—	—	—	—	—	—	—	—	1695	1134
CCEE (MVE) [5]	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
CCEE (MCP) [6]	2.625	923	(1.153)	386	(139)	(69)	122	167	—	—	1472	1.407
Consumidores Livres	—	—	—	—	—	—	9.902	10.565	—	—	9.902	10.565
Contratos Bilaterais	—	—	1.302	4	660	583	15.264	10.926	—	—	17.226	11.513
Leilão CCEAR [7]	—	—	2.028	2.345	2.685	2.507	293	—	—	—	5.006	4852
Entrega/ Cessão MRE [8]	—	—	6.345	8.788	—	—	—	—	—	—	6.345	8.788
CER [9]	—	—	—	—	913	924	—	—	—	—	913	924
Copel Comercialização	—	—	13.148	13.054	518	452	—	—	13.666	13.506	—	—
Empresas do grupo	—	—	160	126	135	124	1.993	820	2.288	1.069	—	1
Perdas e diferenças [10]	**(930)**	**752**	**—**	**—**	**(1.004)**	**(821)**	**—**	**—**	**—**	**—**	**(1.946)**	**-7**

[1] Outros: Energia comprada pela Copel Comercialização. Inclui Cessões MCSD EM da Copel Distribuição (compra).

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

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

[4] Cessões MCSD EN - Cessões contratuais a outras distribuidoras através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova.

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

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

[7] CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

[8] MRE: Mecanismo de Realocação de Energia.

[9] CER: Contrato de Energia de Reserva.

[10] Inclui perdas da rede básica, perdas na distribuição, diferenças na alocação de Itaipu no CG, efeitos de MMGD e diferenças dos parques eólicos.

ANEXO III - MERCADO DE ENERGIA > FLUXO CONSOLIDADO

FLUXO DE ENERGIA CONSOLIDADO 4T25

GWh

Geração Própria
6.542 39,9%

Energia Comprada
9.851 60,1%

CCEAR:	3.410
Itaipu:	1.120
Dona Francisca:	0
CCEE (MCP):	0
Angra:	214
CCGF:	818
MRE:	10
Elejor:	0
Proinfa:	98
Outros[1]:	4.181

Disponibilidade
16.393

Mercado Cativo
5.016 30,6%

Concessionárias[2]
8 —%

Suprimento concessionária CCEE[3]
40 0,2%

Cessões MCSD EN[4]
556 3,4%

CCEE (MVE)
0 —%

Consumidores Livres
2.638 16,1%

Energia Suprida
8.799 53,7 %

Bilaterais	4687
CCEAR:	1208
CER:	230
(MCP):	55
MRE:	2619

Perdas e Diferenças
(554) (3,4)%

FLUXO DE ENERGIA CONSOLIDADO 2025

GWh

Geração Própria
22.450 36,9%

Energia Comprada
38.441 63,1%

CCEAR:	13.299
Itaipu:	4.443
Dona Francisca:	100
CCEE (MCP):	11
Angra:	848
CCGF:	3.206
MRE:	1.009
Elejor:	0
Proinfa:	373
Outros[1]:	15.152

Disponibilidade
60.888

Mercado Cativo
20.066 33,0%

Concessionárias[2]
35 0,1%

Suprimento concessionária CCEE[3]
174 0,3%

Cessões MCSD EN[4]
1.695 2,8%

CCEE (MVE)
0 —%

Consumidores Livres
9.902 16,3%

Energia Suprida
30.962 50,9 %

Bilaterais	17.226
CCEAR:	5.006
CER:	913
(MCP):	1.472
MRE:	6.345

Perdas e Diferenças
(1.946) (3,2)%

Notas:

CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

CER: Contrato de Energia de Reserva.

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

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia.

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

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

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

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

[4] Cessões MCSD EN - Cessões contratuais a outras distribuidoras através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova

[5] Considera os efeitos da Mini e Microgeração Distribuída (MMGD).

[6] Considera perdas e o volume de energia não entregue, referente aos contratos por disponibilidade, que preveem posterior ressarcimento.

ANEXO IV - DADOS OPERACIONAIS > RESUMO DE INDICADORES

GESTÃO

Quadro de Pessoal Copel	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Geração e Transmissão	1.533	1.523	1.487	1.477	1.091	1.064
Distribuição	4.641	4.430	4.257	4.203	3.199	3.110
Telecomunicações	355	—	—	—	—	—
Holding	96	169	84	83	60	51
Comercialização	42	44	47	41	39	51
Serviços	—	—	217	—	—	—
TOTAL	**6.667**	**6.166**	**6.092**	**5.804**	**4.389**	**4.276**

Quadro de Pessoal Controladas	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Elejor	7	7	7	7	7	11

GERAÇÃO

Copel GET	Quantidade	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)
Hidrelétrica	7	4.833,3	1.990,3
Eólica	42	1.127,9	560,9

Copel GET (Consórcios/Participações)		Capacidade Instalada (MW) proporcional	Garantia Física (MW médio) proporcional
Hidrelétrica	1	10,4	7,3
Total Copel GET		**5.971,6**	**2.558,5**

Outras Participações Copel		Capacidade Instalada (MW) proporcional	Garantia Física (MW médio) proporcional
Hidrelétrica	5	201,3	109,9
Eólica	4	53,2	28,0
Total Outras Participações	**9**	**254,5**	**137,9**
TOTAL Grupo Copel		**6.226,1**	**2.696,4**

TRANSMISSÃO

Copel GeT	Quantidade	RAP (R$ milhões)
Linhas de Transmissão (km)	4.594	1.423,9
Subestações (quantidade)	46	

Participações	Quantidade	RAP Proporcional (R$ milhões)
Linhas de Transmissão (km)	5.093	387,4
Subestações (quantidade)	7	
TOTAL	**Linhas 9.687** / **Subestações 53**	**1.811,3**

DISTRIBUIÇÃO

Linhas e redes de distribuição (km)	218.470	Consumidores cativos	5.279.053
Subestações	418	Consumidores por empregado da Dis	1.697
Potência instalada em subestações (MVA)	13.573	DEC (em horas e centesimal de hora - LTM)	7,17
Municípios atendidos	395	FEC (em número de interrupções - LTM)	4,65
Localidades atendidas	1.068		

COMERCIALIZAÇÃO

Número de contratos	1.763
Energia vendida (GWh)	7.035

ANEXO IV - DADOS OPERACIONAIS > GERAÇÃO

COPEL GET

	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração 2025 (GWh)*	Vencimento da Concessão
Hídrica	**4.833,3**	**1.990,3**	**18.457,0**	
Usina hidrelétrica de grande porte (UHE)	**4.797,0**	**1.965,8**	**18.303,2**	
Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia - FDA)	1.676,0	567,6	4.923,7	20.11.2054
Gov. Ney Aminthas de B. Braga (Segredo)	1.260,0	552,8	5.640,2	21.11.2054
Gov. José Richa (Salto Caxias)	1.240,0	553,3	5.728,5	21.11.2054
Gov. Parigot de Souza (GPS) [1]	260,0	103,6	823,8	
- Regime de Cotas (70%)	182,0	72,5	576,7	06.01.2053
- Copel GeT(30%)	78,0	31,1	247,1	
UHE Gov. Jayme Canet Junior (Mauá) [2]	361,0	188,5	1.187,0	28.06.2049
Pequena central hidrelétrica (PCH)	**36,3**	**24,5**	**153,8**	
Bela Vista	29,8	18,6	104,7	08.03.2041
Derivação do Rio Jordão **	6,5	5,9	49,1	21.06.2032
Eólica	**1.127,9**	**560,9**	**3.348,4**	
São Bento Energia, Invest. e Part. S.A.	**94,0**	**38,1**	**223,6**	
GE Boa Vista S.A.	14,0	5,2	27,9	28.04.2046
GE Farol S.A.	20,0	8,8	48,2	20.04.2046
GE Olho D'Água S.A.	30,0	12,8	76,4	01.06.2046
GE São Bento do Norte S.A.	30,0	11,3	71,1	19.05.2046
Copel Brisa Potiguar S.A.	**183,6**	**89,4**	**461,6**	
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	27,0	12,1	65,5	25.04.2046
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	27,0	11,9	65,3	31.05.2046
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	27,0	12,3	59,0	31.05.2046
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.	27,0	12,4	65,4	27.04.2046
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	29,7	15,7	75,2	08.05.2047
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	29,7	16,0	87,7	09.04.2047
Ventos de Santo Uriel S.A.	16,2	9,0	43,5	09.04.2047
Cutia	**180,6**	**71,4**	**431,7**	
UEE Cutia S.A.	23,1	9,6	62,7	05.01.2042
UEE Esperança do Nordeste S.A.	27,3	9,1	57,9	11.05.2050
UEE Guajiru S.A.	21,0	8,3	47,0	05.01.2042
UEE Jangada S.A.	27,3	10,3	73,8	05.01.2042
UEE Maria Helena S.A.	27,3	12,0	69,1	05.01.2042
UEE Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	27,3	10,6	58,3	11.05.2050
UEE Potiguar S.A.	27,3	11,5	62,9	11.05.2050
Bento Miguel	**132,3**	**58,7**	**322,0**	
CGE São Bento do Norte I S.A.	23,1	10,1	60,4	04.08.2050
CGE São Bento do Norte II S.A.	23,1	10,8	65,8	04.08.2050
CGE São Bento do Norte III S.A.	23,1	10,2	58,0	04.08.2050
CGE São Miguel I S.A.	21,0	9,3	48,9	04.08.2050
CGE São Miguel II S.A.	21,0	9,1	43,7	04.08.2050
CGE São Miguel III S.A.	21,0	9,2	45,2	04.08.2050
Vilas	**186,9**	**98,6**	**553,2**	
Vila Ceará I (Antiga Vila Paraíba IV)	32,0	17,8	89,8	14.01.2054
Vila Maranhão I	32,0	17,8	97,3	11.01.2054
Vila Maranhão II	32,0	17,8	97,9	14.01.2054
Vila Maranhão III (Antiga Vila Paraíba III)	32,0	16,6	98,5	14.01.2054
Vila Mato Grosso (Antiga Vila Alagoas III)	58,9	28,6	169,7	06.12.2054
Jandaira	**90,1**	**46,9**	**266,0**	
Jandaira I	10,4	5,6	34,9	02.04.2055
Jandaira II	24,3	12,3	72,8	02.04.2055
Jandaira III	27,7	14,8	75,5	02.04.2055
Jandaira IV	27,7	14,2	82,8	02.04.2055
Aventura	**105,0**	**65,0**	**394,4**	
Aventura II	21,0	13,1	81,0	06.05.2053
Aventura III	25,2	15,5	94,7	06.11.2053
Aventura IV	29,4	18,5	108,0	06.05.2053
Aventura V	29,4	17,9	110,7	06.05.2053
Santa Rosa e Mundo Novo	**155,4**	**92,8**	**695,9**	
Santa Rosa e Mundo Novo I	33,6	17,3	131,1	06.04.2053
Santa Rosa e Mundo Novo II	29,4	17,2	146,2	06.04.2053
Santa Rosa e Mundo Novo III	33,6	21,5	160,2	06.04.2053
Santa Rosa e Mundo Novo IV	33,6	21,0	161,1	06.01.2053
Santa Rosa e Mundo Novo V	25,2	15,8	97,3	06.01.2053
TOTAL	**5.961,2**	**2.551,2**	**21.805,4**	

[1] A Receita Anual de Geração (RAG), no valor de R$ 176,6 milhões, foi atualizada pela Resolução Homologatória nº 3.506, de 22 de julho de 2025, da ANEEL. Sobre esse montante, aplica-se a alíquota de PIS/Cofins de 9,25%.

[2] Usina incorporada ao portfólio, conforme Fato Relevante 03/25. Geração 1S25, refere-se a 51% no período.

* Considera consumo interno dos geradores.

** Usina não participam do MRE.

ANEXO IV - DADOS OPERACIONAIS > GERAÇÃO

PARTICIPAÇÕES

Empreendimento	Sócios	Capacidade Instalada (MW) Total	Garantia Física [1] (MW médio)	Capacidade Instalada (MW) Proporcional	Garantia Física (MW médio) Proporcional	Vencimento da Concessão
Hídrica		**400,6**	**225,9**	**211,7**	**117,2**	
Usina hidrelétrica de grande porte (UHE)		**365,4**	**200,6**	**197,1**	**106,4**	
UHE Santa Clara (Elejor)	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	120,2	66,0	84,2	46,2	15.05.2040
UHE Fundão (Elejor)	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	120,2	62,1	84,1	43,5	15.06.2040
UHE Dona Francisca (DFESA)	COPEL - 23,03% Gerdau - 53,94% Celesc - 23,03%	125,0	72,5	28,8	16,7	24.09.2037
Pequena central hidrelétrica (PCH)		**29,1**	**20,4**	**10,4**	**7,3**	
PCH Arturo Andreoli [4] (Foz do Chopim)	COPEL GeT - 35,77% Silea Participações - 64,23%	29,1	20,4	10,4	7,3	07.07.2034
Central geradora hidrelétrica (CGH)		**6,1**	**4,9**	**4,2**	**3,5**	
CGH Santa Clara I (Elejor)	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	3,6	2,8	2,5	2,0	(2)
CGH Fundão I	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	2,5	2,1	1,7	1,5	(2)
Eólica		**108,5**	**57,1**	**53,2**	**28,0**	
Voltalia - São Miguel do Gostoso (4 parques)	COPEL- 49% Voltalia- 51%	108,5	57,1	53,2	28,0	(3)
TOTAL		**509,1**	**283,0**	**264,9**	**145,2**	

[1] Garantia Física atualizada pela Portaria N°709/2022 da: UHE Santa Clara, UHE Fundão e UHE Dona Francisca

[2] A Elejor, solicitou reenquadramento das suas Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs Fundão I e Santa Clara I para Centrais Geradoras Hidrelétricas CGHs, conforme alteração do Art. 8º da lei 9074/1995.O que foi formalizado por meio das Resoluções Autorizativas ANEEL 14.744 e 14.745 de 20.06.2023, ficando as usinas dispensadas de concessão, possindo apenas registro na ANEEL.

[3] O vencimento da concessão dos parques eólicos são respectivamente: Carnaúbas (09.04.2047), Reduto (16.04.2047), Santo Cristo (18.04.2047), São João (26.03.2047).

[4] Extensão de Outorga Conforme REH 3.242/1S24.

ANEXO IV - DADOS OPERACIONAIS > TRANSMISSÃO

Subsidiária / SPE	Contrato de Concessão	Empreendimento	UF	LT			RAP [1] (R$ milhões)	Parcela de Ajuste (R$ milhões)	Vencimento da Concessão
				Extensão (km)[2]	Subestações	MVA			
Copel GeT	060/2001	Diversos	SP/PR	2.132	35	13.090	663,6	12,3	01.01.2043
Copel GeT	075/2001	LT Bateias - Jaguariaiva	PR	137	—	—	18,2	-0,5	17.08.2031
Copel GeT	006/2008	LT Bateias - Pilarzinho	PR	32	—	—	3,1	0,1	17.03.2038
Copel GeT	027/2009	LT Foz - Cascavel Oeste	PR	117	—	—	16,9	-0,5	19.11.2039
Copel GeT	010/2010	LT Araraquara II — Taubaté	SP	334	—	—	47,7	-1,3	06.10.2040
Copel GeT	015/2010	SE Cerquilho III	SP	—	1	300	7,7	-0,4	06.10.2040
Copel GeT	022/2012	LT Foz do Chopim - Salto Osório LT Londrina - Figueira	PR	102	—	—	8,5	-0,3	27.08.2042
Copel GeT	002/2013	LT Assis — Paraguaçu Paulista II	SP	83	1	150	12,3	-2,3	25.02.2043
Copel GeT	005/2014	LT Bateias - Curitiba Norte	PR	31	1	300	14,0	-0,8	29.01.2044
Copel GeT	021/2014	LT Foz do Chopim - Realeza	PR	52	1	300	16,2	1,6	05.09.2044
Copel GeT	022/2014	LT Assis – Londrina	SP/PR	122	—	—	28,1	-1,1	05.09.2044
Copel GeT	006/165	Lote E: LT Baixo Iguaçu - Realeza; LT Uberaba - Curitiba Centro; LT Curitiba Leste - Blumenau; SE Medianeira; SE Curitiba Centro; SE Andirá leste; Demais Seccionamentos	PR	255	4	900	169,4	-5,2	07.04.2046
Costa Oeste Copel Get - 100%	001/2012	LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste LT Cascavel Norte - Umuarama Sul SE Umuarama Sul	PR	159	1	300	20,7	-0,6	12.01.2042
Marumbi Copel GeT - 100%	008/2012	LT Curitiba - Curitiba Leste	PR	29	1	672	29,9	-1,0	10.05.2042
Uirapuru Transmissora Copel GeT - 100%	002/2005	LT Ivaiporã - Londrina	PR	122	—	—	28,9	-1,0	04.03.2035
Mata de Santa Genebra[3] Copel GeT - 100%	001/14	LT Araraquara II - Bateias	SP/PR	887	1	3.600	338,7	-10,7	14.05.2044
Subtotal Copel GeT				**4.594**	**46**	**19.612**	**1423,9**	**-11,7**	
Caiuá Transmissora Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	007/2012	LT Guaíra - Umuarama Sul LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste SE Santa Quitéria / SE Cascavel Norte	PR	142	2	700	17,9	-0,3	10.05.2042
Integração Maranhense Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	011/2012	LT Açailandia - Miranda II	MA	365	0	0	27,0	-0,9	10.05.2042
Matrinchã Copel GeT - 49% State Grid - 51%	012/2012	LT Paranaíta - Ribeirãozinho	MT	2.033	4	800	146,2	-4,7	10.05.2042
Guaraciaba Copel GeT - 49% State Grid - 51%	013/2012	LT Ribeirãozinho - Marimbondo	GO/MG	930	1	—	75,5	-2,7	10.05.2042
Paranaíba Copel GeT - 24,5% Furnas - 24,5% State Grid - 51%	007/2013	LT Barreiras II - Pirapora II	GO/MG	967	—	—	50,2	-1,8	02.05.2043
Cantareira Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	19/2014	LT Estreito - Fernão Dias	MG/SP	656	0	0	70,6	-2,4	05.09.2044
Subtotal SPEs 4				**5.093**	**7**	**1.500**	**387,4**	**-12,8**	
Total				**9.687**	**53**	**21.112**	**1.811,3**	**-24,5**	

1 Proporcional à participação da Copel no empreendimento. Valores referentes ao ciclo 2025/2026, com vigência a partir de 01.07.2025, conforme REH 3.481/2025. Valores de RAP consideram RAP Ativa, que é a parcela de RAP referente aos ativos em operação no início do ciclo tarifário.

2 Considera trechos em circuito duplo (cicuitos que compartilham a mesma torre de transmissão).

3 Linha de Transmissão consolidada ao portfólio, conforme Fato Relevante 03/25.

4 Resultado por Equivalência Patrimonial.

ANEXO IV - DADOS OPERACIONAIS > DISTRIBUIÇÃO

DADOS OPERACIONAIS

Número de Consumidores	Localidades atendidas	Municípios atendidos	Tensão	Quantidade de Subestações	MVA	Km de linhas
5.286.279	1.068	395	13,8 kV	—	—	115.810
			34,5 kV	244	1.962	94.279
			69 kV	36	2.656	755
			88 kV	0	5	—
			138 kV	138	8.950	7.626
				418	**13.573**	**218.470**

Relação Consumidor por empregado DIS	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Consumidores Cativos	4.835.852	4.926.608	5.011.555	5.098.006	5.184.322	5.279.053
Empregados Copel Dis	4.641	4.430	4.257	4.257	3.199	3.110
Consum/Emp	**1.042**	**1.112**	**1.177**	**1.198**	**1.621**	**1.697**

QUALIDADE DE FORNECIMENTO

Ano	DEC [1] (horas)	FEC [2] (interrupções)
2020	7,83	5,61
2021	7,47	5,09
2022	7,96	5,10
2023	7,97	5,41
2024	7,92	5,36
2025	**7,17**	**4,65**

[1] DEC medido em horas e centesimal de horas

[2] FEC expresso em número de interrupções e centésimos do número de interrupções

* Valores dos últimos 12 meses

	Perda Técnica		Perda Não Técnica		Perda Total	
Período	Regulatória (1)	Real (2)	Regulatória (3)	Calculada (4)	Regulatória (5)	Total (6)
2021	5,79%	5,91%	4,47%	4,48%	7,71%	7,71%
2022	5,79%	5,73%	4,47%	4,22%	7,63%	7,53%
2023	5,79%	5,85%	4,47%	4,71%	7,57%	7,67%
2024	5,79%	5,68%	4,47%	5,33%	7,57%	7,91%
2025	5,79%	5,81%	5,29%	4,20%	8,14%	7,66%

(1) Percentual estabelecido na revisão tarifária;

(2) Perda técnica calculada e informada mensalmente para Aneel;

(3) Percentual estabelecido na revisão tarifária e alterado a partir do RTA 2025 conforme estabelecido pelo resultado da CP 09/2024 (DSP Nº 1.220/2025);

(4) Diferença entre as perdas totais informadas e as perdas técnicas calculadas como percentual estabelecido na revisão e o total de denergia injetada, também informado mensalmente para Aneel;

(5) (Percentual regulatório de PNT x Mercado BT informado + perdas técnicas calculadas como percentual estabelecido na revisão e o total de denergia injetada) / Energia injetada;

(6) Perda total sobre energia injetada.

OBS: No cálculo das perdas totais da distribuidora estão consideradas as perdas de energia inerentes ao sistema elétrico de potência (perdas técnicas), as perdas comerciais (decorrentes principalmente de fraudes, furtos) e as diferenças relacionadas com o deslocamento do calendário de faturamento e os efeitos da parcela da mini e micro geração distribuída na rede da Companhia.

COPEL

Pura Energia

RESULTS

4Q25

COPEL

Pura Energia

Highlights 4Q25

- Recurring Ebitda of R$ 1.4 billion in 4Q25 (+16.1% vs. 4Q24) and R$5.5 billion in 2025 (+10.2% vs. 2024).
- Recurring Net Income of R$ 682.6 million in 4Q25 and R$ 2.1 billion in 2025.
- Leverage of 2.7x net debt/Ebitda.
- Net operating cash flow of R$ 519.2 million in 4Q25 and R$ 3.0 billion in 2025.
- Baixo Iguaçu Hydroelectric Plant: the Company completed the divestment of the asset, with an equity value of R$ 1.7 billion.
- Novo Mercado: migration completed on December 22, 2025, with payment of a premium of R$ 1.3 billion. Copel began operating exclusively with common shares (CPLE3), consolidating a simpler, more transparent corporate structure aligned with best market practices.
- Shareholder remuneration: in 4Q25, the following distributions were approved: (i) dividends of R$ 1.35 billion - equivalent to R$ 0.4546 per common share (p.a.); Interest on Equity of R$ 1.1 billion (R$ 0.3704
- Curtailment compensation: non-recurring event of R$ 273.4 million related to curtailment reimbursement (due to external unavailability or reliability requirements) from September 2023 to November 2025. Impact of R$ 265.7 million on Ebitda.

[1]Payout and dividend yield consider the distribution of the premium for migration to the Novo Mercado.

Financial Indicators

Financial Indicators

R$ million

Indicator Highlights	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
Ebitda (R$ million)	1,848.8	1,298.9	42.3	6,526.9	5,529.7	18.0
Recurring Ebitda (R$ million)	1,358.1	1,169.6	16.1	5,533.8	5,021.7	10.2
Net profit (R$ million)	1,066.6	575.2	85.4	2,669.0	2,307.8	15.7
Recurring Net Income (R$ million)	682.6	526.6	29.6	2,105.7	2,140.6	(1.6)
EPS - Earnings per share (R$)[1]	0.23	0.18	27.8	0.90	0.89	1.1
Return on Equity[2]	10.5	11.6	(9.5)	10.5	11.6	(9.5)
Ebitda margin	25.7	21.6	19.0	25.0	24.4	2.5
Recurring Ebitda Margin	19.8	19.9	(0.5)	21.6	22.3	(3.1)
Recurring Operating Margin	14	13.5	3.7	15.8	15.8	—
Book value per share (R$)	7.74	8.59	(9.9)	7.74	8.59	(9.9)
PL indebtedness	86.8	69.3	25.3	86.8	69.3	25.3
Current Liquidity	1.0	1.3	(23.1)	1.0	1.3	(23.1)
Leverage[2]	2.7	2.6	—	2.7	2.6	—

[1] Considers net income attributed to shareholders of the parent company

Amounts subject to rounding.

Results Webcast

February 27, 2026 | 10h BRT

Access link



Summary

1. Consolidated Results **4**
1.1 Ebitda 4
1.2 Operating Revenue 5
1.3 Operating costs and expenses 5
1.4 Equity Income Result 6
1.5 Financial Results 6
1.6 Consolidated Net Profit 7
1.7 Debt and Leverage 7
2. Investment **9**
3.1 Economic and Financial Performance 10
3.1.1 IFRS effect on the Transmission segment 11
3.2 Operational Performance 12
3.2.1 Generation 12
3.2.2 Energy sold 12
3.2.3 Transmission 13
RBSE 13
4. Copel Distribution **14**
4.1 Economic and Financial Performance 14
4.2 Operational Performance 15
4.2.1 Grid Market (TUSD) 15
4.2.2 Captive Market 15
4.2.3 Operational data 15
5. Copel Commercialization **17**
5.1 Economic and Financial Performance 17
5.2 Commercial Performance 18
6. ESG performance **19**
6.1 ESG in Copel's Strategy 19
6.2 Recent highlights 19
6.3 Indicators 20
6.4 Ratings, Rankings and Indexes 20
7. Other highlights from the period **21**
List of Exhibits **22**



Message from the CEO

We closed 2025 with a historic milestone for Copel: our migration to the *Novo Mercado*, the highest corporate governance standard in the Brazilian capital market. This achievement represents far more than a change in listing segment—it reinforces our strategic commitment to transparency, fairness, and sustainable value creation. It also strengthens our management practices and aligns us with the rigorous principles required by investors in Brazil and around the world.

Entering the *Novo Mercado* enhances our credibility and increases Copel's attractiveness among investors who prioritize companies with strong governance practices. It also simplifies our corporate structure, making it clearer and more efficient, with benefits that will be felt for years and decades to come.

This step aligns directly with the strategic plan outlined by the Company and presented during the most recent Copel Day. With a clear long-term vision and opportunities for both organic and inorganic growth in the electricity sector, Copel stands out thanks to its competitive advantage as an integrated energy company in Brazil. This position is reinforced by our relentless pursuit of excellence in customer experience and the strength of our human capital—qualified teams, transformative leaders, and high-performance professionals who drive our evolution. Serving our customers well remains our core purpose.

Our commitment to generating sustainable value includes investments totaling R$ 17.8 billion over the next five years, allocated strategically to strengthen service quality, expand operational efficiency, and spur innovation. This long-term planning, combined with financial discipline and balanced capital allocation, ensures consistent progress on our priority projects.

Pursuing greater operational efficiency and portfolio optimization, we completed the divestment of the Baixo Iguaçu Hydroelectric Plant, valued at R$ 1.7 billion, as well as the decommissioning of small hydroelectric and solar plants valued at R$ 450.5 million. We also consolidated ownership of the Mauá Hydroelectric Plant and the Mata de Santa Genebra transmission company—two important assets in Copel's operations. The assets swap with Axia (formerly Eletrobras) closes a cycle of portfolio simplification and continuous review of operating assets.

In 2025, Copel recorded recurring Ebitda of R$ 5.5 billion, a 10.2% increase compared to the previous year, and recurring net income of R$ 2.1 billion. This performance underscores the strength of our integrated model, with the generation, distribution, transmission, and commercialization segments all contributing significantly to our solid and consistent results.

We remain committed to strict capital allocation discipline, defining the Company's optimal capital structure and launching a new Dividend Policy recognized as one of the most robust in the sector. Designed to ensure predictability and return—and supported by the Company's positive performance—the policy enabled the distribution of R$ 2.5 billion in earnings, in addition to the R$ 1.3 billion premium related to the migration to *Novo Mercado*, totaling R$ 3.8 billion delivered to shareholders. This occurred concurrently with the execution of a R$ 3.6 billion investment program and the acquisition of R$ 70 million in shares in January 2025 as part of the buyback program initiated in November 2024.

At our DisCo, we achieved recurring Ebitda of R$ 2.6 billion (+5.4%), recurring net income of R$ 1.1 billion, and a record investment of R$ 3.0 billion directed toward modernizing, expanding, and automating electrical infrastructure. We completed the largest three-phase network investment program in Brazil, totaling 25,000 km of lines, strengthening service quality and our ability to serve rural areas. We also reached the milestone of 2 million smart meters installed, consolidating the largest Smart Grid program in Latin America—the Intelligent Electric Grid—enhancing efficiency and improving the customer experience.

Our GenCo maintained strong performance, benefiting from opportunities in our hydroelectric portfolio and high availability in the transmission segment. The segment recorded recurring Ebitda of R$ 2.9 billion and R$ 630 million in investments, primarily aimed at strengthening and improving transmission assets. These efforts ensure reliability and safety in the electrical system and earned Copel recognition from Aneel as the best energy transmission company in the country.

The TradeCo also performed well, supported by efficient resource modulation in the generation portfolio and by capturing opportunities in markets with attractive prices. Despite a challenging environment in the free market, our trading company reaffirmed its position among the largest players in Brazil, consolidating itself as a competitive differentiator in integrated portfolio management.

The year 2025 highlights Copel's evolution into a modern company, prepared for future challenges and committed to sustainable development for society, customers, employees, and shareholders.

The Company structures its processes and initiatives to foster a culture of sustainability and the creation of shared value. Our objective is to embed ESG considerations throughout the organization, reinforcing our commitment to sustainable development and long-term resilience. We highlight our main pillars and areas of action: a 100% renewable energy mix; a sustainable fleet and facilities; the Smart Grid Program (the largest in Latin America); and environmentally responsible, socially fair, and economically viable operations that comply with regulations and create value for stakeholders.

In 2025, we revisited the components of Copel's Culture, supported by our Ambition—which drives us—and our Values—which guide our actions: (i) Our strength is our people; (ii) Every customer matters; (iii) We deliver extraordinary results; (iv) Driven by the future; and (v) Safety and ethics are non-negotiable.

We believe that fostering an ownership mindset among all employees is essential to fulfilling our Reason for Being: "Lighting lives with pure energy." This is what connects us to the society on a daily basis.

The year 2025 marks Copel's evolution as a modern company, committed to operational efficiency and sustainable value creation for society, customers, employees, and shareholders. We enter a new cycle with responsibility, discipline, and a long-term vision, determined to achieve our ambition of **being the company that creates the most value in the Brazilian electricity sector**.



Daniel Slaviero

President of Copel

1. Consolidated Results

The consolidated results are composed of the consolidated operations of Copel (Holding), Copel Geração e Transmissão (GenCo), Copel Distribuição (DisCo), Copel Comercialização (TradeCo), and other equity interests[1]. The following analyses refer to the fourth quarter of 2025 (4Q25) compared to the same period in 2024 (4Q24) and, when applicable, to the accumulated results of 2024 and 2025.

1.1 Ebitda

Copel recorded recurring Ebitda[2] of R$ 1,358.1 million in 4Q25, an increase of 16.1% compared to R$ 1,169.6 million recorded in 4Q24. 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. DisCo accounted for approximately 53.6% of this result, while GenCo and TradeCo accounted for approximately 48.4%[3].

(i) Genco's Ebitda grew 24.3% (+R$ 127.8 million) compared to 4Q24, totaling R$ 654.2 million, as a result of the following factors: **i.** an increase in revenue from electricity grid availability in the amount of R$ 102.7 million, mainly explained by the incorporation of the transmission company Mata de Santa Genebra S.A. (MSG) and an average increase of 2.2% in the RAP of transmission companies wholly owned by Copel GeT for the 2025/2026 cycle, excluding MSG; **ii.** a decrease of R$ 86.1 million in recurring manageable costs (PMSO) (more details below, in the section on manageable costs); **iii.** an increase of R$ 34.9 million, resulting from the positive effects on transactions carried out in the Short-Term Market (MCP), in particular the modulation of the hydroelectric generation portfolio, given the behavior of the Settlement Price of Differences (PLD) in the South submarket during the period; and **iv.** a reduction of R$ 10.8 million in electricity grid usage charges, resulting from the increase in the share of the locational signal in the calculation of the TUST**.**

This result was partially offset by the increase in the cost of electricity purchased for resale, as a result of the combination of lower GSF (67.4% in 4Q25 versus 79.9% in 4Q24) and higher PLD (R$ 264.70/MWh in 4Q25, versus R$ 216.36/MWh in 4Q24), as well as a greater deviation in generation and the result of the increase in *curtailment,* which rose from 15.7% in 4Q24 to 34.2% in 4Q25. See section 3.1 for more details;

(ii) Elejor's Ebitda increased by R$ 23.6 million when compared to 4Q24, driven by the higher volume of energy traded in bilateral contracts in the period and the increase in the average sale price;

(iii) TradeCo's Ebitda increased by R$ 18.8 million compared to 4Q24, mainly reflecting the 69.7% increase in energy sales in bilateral contracts (3,824 GWh compared to 2,253 GWh in 4Q24), and the commercialization strategy to mitigate the effects of contracts with generation from intermittent sources, with an impact of approximately R$ 18.0 million in 4Q24;

(iv) the 1.8% increase in DisCo's Ebitda (+R$ 13.1 million) compared to 4Q24 resulted mainly from the Annual Tariff Adjustment (RTA) in June 2025, with an average effect of 1.3% on portion B, slightly offset by a 0.1% reduction in the Billed Wire Market. More details in section 4.1.

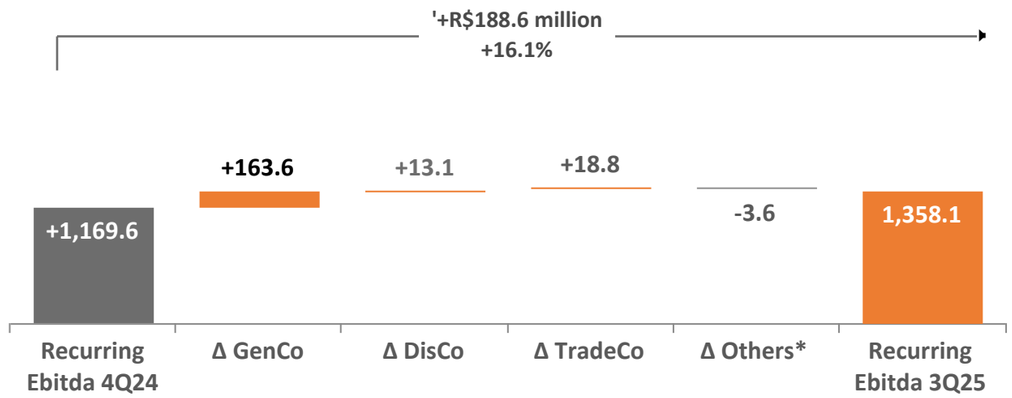
This result was partially offset by the decrease of R$ 10.0 million in TradeCo's Ebitda, basically due to the lower sales margin, of R$ 7.3 million, and the Ebitda from discontinued operations, of R$ 20.2 million, recorded at Copel (Holding) in 3Q24 and absent in 3Q25.

The non-recurring items excluded in the calculation of Recurring Ebitda are shown in the following table:

R$ million

Recurring Ebitda	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
Ebitda	**1,848.8**	**1,298.9**	**42.3**	**6,526.9**	**5,529.7**	**18.0**
(-/+) Fair value on purchase and sale of energy	6.4	10.6	(39.6)	(18.6)	36.6	—
(-/+) Provision/Reversal of severance pay	0.5	—	—	21.5	18.3	17.5
(-/+) Disposal of assets/de-crossing	(131.6)	—	—	(477.3)	(264.4)	80.5
(-/+) Ebitda from discontinued operations	—	—	—	—	58.6	—
(-/+) Compensation for curtailment	(265.7)	—	—	(265.7)	—	—
(-/+) Equity equivalence	(38.0)	(55.8)	(31.9)	(240.0)	(281.2)	(14.7)
(-/+) New Replacement Value - NRV	(88.6)	(33.0)	168.5	(161.2)	(82.4)	95.6
(-/+) IFRS effect (Corporate/Regulatory Transmission Revenue	26.3	(51.1)	(151.5)	148.2	6.5	2,180.0
Recurring Ebitda	**1,358.1**	**1,169.6**	**16.1**	**5,533.8**	**5,021.7**	**10.2**

Consolidated Recurring Ebitda



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

[1] Copel Serviços, Elejor, and other interests in generation assets.

[2] Excluding non-recurring items**,** mark-to-market (MTM) at Copel Comercialização, new replacement value due to adjustment to present value of indemnifiable assets (VNR) of Copel Distribuição, equity equivalence and effects of IFRS on transmission contract assets.

[3] Holding, Copel Serviços and Elejor accounted for -2.0% of recurring Ebitda.

1.2 Operating Revenue

Recurring Net Operating Revenue, including IFRS effects in the energy transmission segment and excluding VNR, MTM, and non-recurring events, totaled R$ 6,874.1 million in 4Q25, an increase of 16.9% compared to R$ 5,881.4 million recorded in 4Q24. This result mainly reflects the following increases:

(i) R$ 669.9 million (+245.5%) in the result of sectoral financial assets and liabilities (CVA), as a result of adherence to tariff coverage in relation to costs with Parcel A, especially with energy purchased for resale and return of PIS/COFINS to DisCo's consumers in the period;

(ii) R$ 409.8 million (+50.0%) in electricity supply revenue, with the following highlights: i. an increase of R$ 321.9 million in supply revenue, due to a 69.7% growth in the volume of energy sold for TradeCo's bilateral contracts and higher energy sales in the Free Contracting Environment - ACL in Elejor's portfolio; and ii. an increase of R$ 109.0 million in Copel DIS revenue due to higher energy sales in the short-term market (MCP) and in the Surplus and Deficit Compensation Mechanism (MSCD). This result was partially offset by an increase of R$ 37.1 million (+39.7%) in the generation deviation in wind farms;

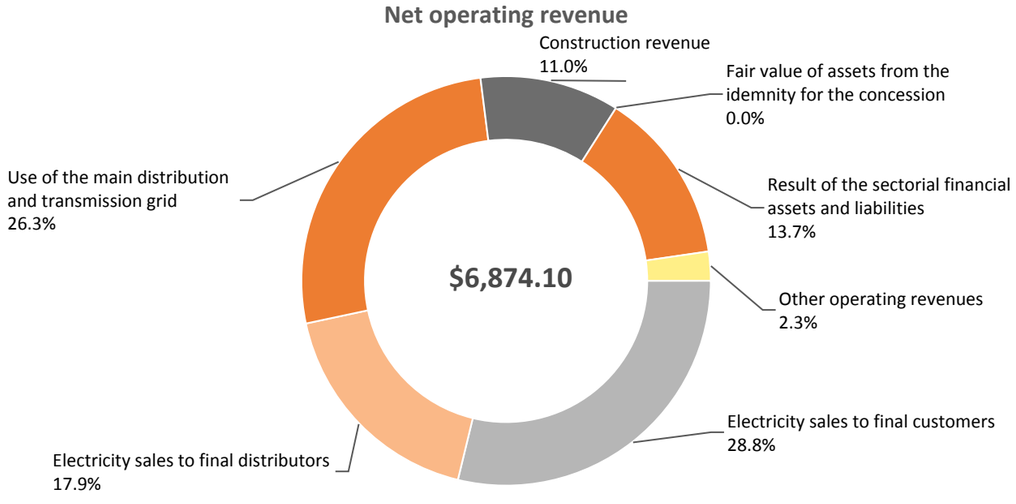
(iii) R$ 190.7 million (+33.6%) in construction revenue, mainly due to the increase in the volume of works related to DisCo's investment program (see topic 2), which includes investments aimed at improving and modernizing infrastructure and improving customer service, with no effect on the result given the equalization of the amount recorded in costs and expenses; and

(iv) R$ 19.5 million (+14.1%) in other revenues, mainly explained by DisCo's infrastructure sharing agreements.

This result was partially offset by the reduction:

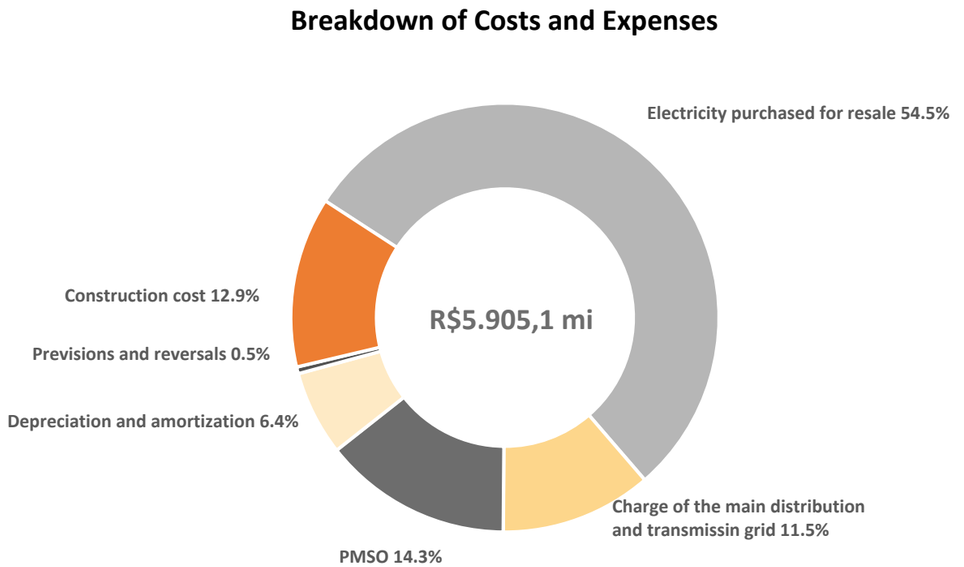
(i) of R$ 220.8 million (-10.0%) in electricity supply revenue due to the 5.5% reduction in the Energy Tariff (TE) in RTA/2025 and the 4.9% reduction in captive market consumption. It should be noted that revenue from energy supply consists of energy purchased from the generator, associated sector charges, and costs related to technical losses. This set of components does not include a remuneration margin for the distribution concessionaire.

(ii) of R$ 74.4 million (-3.9%) in revenue from electricity grid availability, negatively impacted by the R$ 334.4 million increase in CDE Uso charges at DisCo.



1.3 Operating costs and expenses

In 4Q25, recurring operating costs and expenses totaled R$ 5,905.1 million, an increase of 16.1% compared to R$ 5,088.2 million recorded in 4Q24. The cost of electricity purchased for resale represents 54.5% of total costs incurred in the quarter, followed by construction costs with a 12.9% share, PMSO (Personnel, Material, Services and Other) with 14.3%, sector charges with 11.5%, and others with a 6.9% share.



The main variations in the period are:

(i) an increase of R$ 611.7 million (+23.5%) in electricity purchased for resale, mainly due to: **i.** an increase of R$ 338.5 million in the purchase of energy from DisCo, with emphasis on the higher volume from the distributed generation system (+R$ 209.9 million) and the acquisition of energy at auction (+R$ 122.5 million); and **ii.** the increase of R$ 321.8 million (+21.9%) at TradeCo due to the acquisition of electricity in bilateral contracts;

(ii) the increase of R$ 190.7 million (+33.6%) in construction costs, mainly due to DisCo's investment program, with no effect on the result given the equalization of the amount recorded in construction revenue; and

(iii) an increase of R$ 55.7 million in recurring manageable costs (PMSO).

This result was partially offset by a reduction of R$ 86.4 million (-73.7%) in provisions and reversals, mainly due to a decrease of R$ 62.3 million in provisions for litigation, especially civil and labor litigation, and the effect of impairment of assets in the amount of R$ 26.6 million recorded in 4Q24 and not present in the current period.

For recurring manageable costs (PMSO), the 7.1% increase is due to the following factors: **i.** a 14.0% increase (+R$ 42.3 million) in third-party service expenses, concentrated in the DisCo and linked to electrical system maintenance activities, including costs for cleaning the right-of-way; **ii.** a 14.2% growth (+R$ 31.8 million) in personnel costs, influenced by the reversal of R$ 28.2 million in profit sharing and results - PLR in Q4 2024 and not present in the current quarter; and **iii.** an increase of R$ 19.4 million in material costs, mainly in the electrical system due to asset refurbishment (+R$ 10.9 million) and O&M costs with wind farms (+R$ 7.1 million).

The result of PMSO was partially offset by a 20.2% reduction (-R$ 35.0 million) in other costs and expenses, mainly due to net losses on the decommissioning of assets in 4Q24 in the amount of R$ 69.4 million, compared to R$ 33.9 million in the current quarter.

The table below shows manageable costs with a comparison between quarters and year-to-date:

R$ million

Recurring Manageable Costs	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
Staff and administrators	256.1	224.3	14.2	939.3	1,063.5	(11.7)
Social security and assistance plans	57.7	60.4	(4.5)	234.5	259.3	(9.6)
Material	44.0	24.6	78.9	108.0	86.9	24.3
Third-party services	343.9	301.6	14.0	1,192.3	1,074.3	11.0
Other operating costs and expense *	138.6	173.6	(20.2)	497.3	505.3	(1.6)
TOTAL	840.3	784.5	7.1	2,971.4	2,989.3	(0.6)

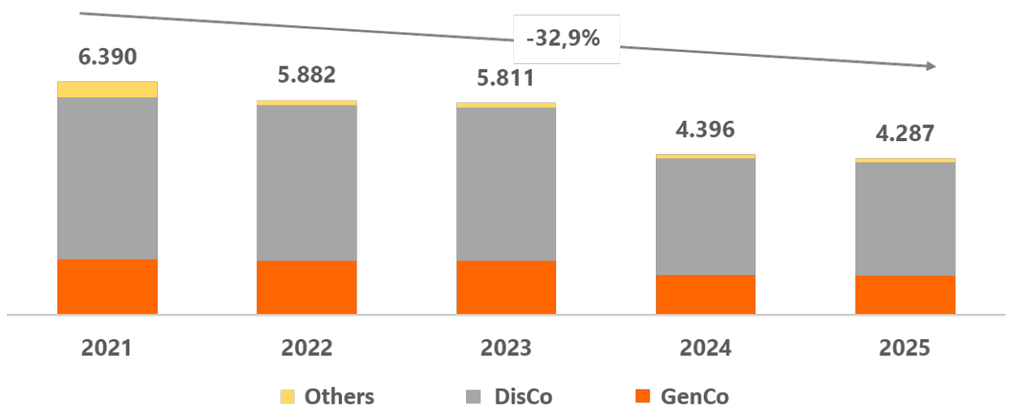
*Excludes the effects of the following non-recurring items: Personnel - Reversal/provision for Voluntary Dismissal Program; and Others - disposal of assets/ assets swap

Neutralizing the effects of provisions related to Performance Bonus (PPD), Profit Sharing (PLR) and Long-Term Incentives (ILP), there was a reduction of R$ 9.2 million (-4.5%) in personnel and management costs in the quarterly comparison, due to a 2.5% reduction in the total number of employees between the periods, partially offset by the *pro rata* provision between October and December of the collective bargaining agreement - ACT 2025, with a salary adjustment of 5.01% based on the National Consumer Price Index (INPC), considering 12 months until September 2025. Isolating the effects of cumulative inflation measured by the INPC, which was 3.9% between January and December 2025, there was an 8.1% reduction in Personnel.

R$ million

Recurring Personnel costs	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
Staff and administrators	256.1	224.3	14.2	939.3	1,063.5	(11.7)
(-/+) Profit sharing, PPD and ILP	(61.7)	(20.7)	(922.7)	(191.0)	(186.3)	2.5
TOTAL	194.4	203.6	(16.1)	748.3	877.2	(14.7)

Evolution of the workforce



1.4 Equity Income Result

Equity income from jointly controlled entities and other Copel affiliates in 4Q25 decreased by 31.9% compared to the same period last year (R$ 37.9 million, compared to R$ 55.8 million recorded in 4Q24). The decrease is mainly due to the consolidation of 100% of the transmission company Mata de Santa Genebra S.A. - MSG, as of June 1, 2025, and the decrease in the restatement of contract assets in the transmission segment, caused by lower inflation in the quarters (IPCA of 0.60% vs. 1.48% in 4Q24).

1.5 Financial Results

The financial result was negative at R$ 507.4 million in 4Q25, compared to R$ 376.7 million negative in 4Q24, a negative increase of R$ 130.6 million (+34.7%). This variation mainly reflects the increase in debt expenses of R$ 126.4 million (+29.4%), due to the increase in debt and a reduction of R$ 30.8 million in income from financial investments. These effects were partially offset by a R$ 49.3 million reduction in monetary variations in litigation, especially civil litigation.

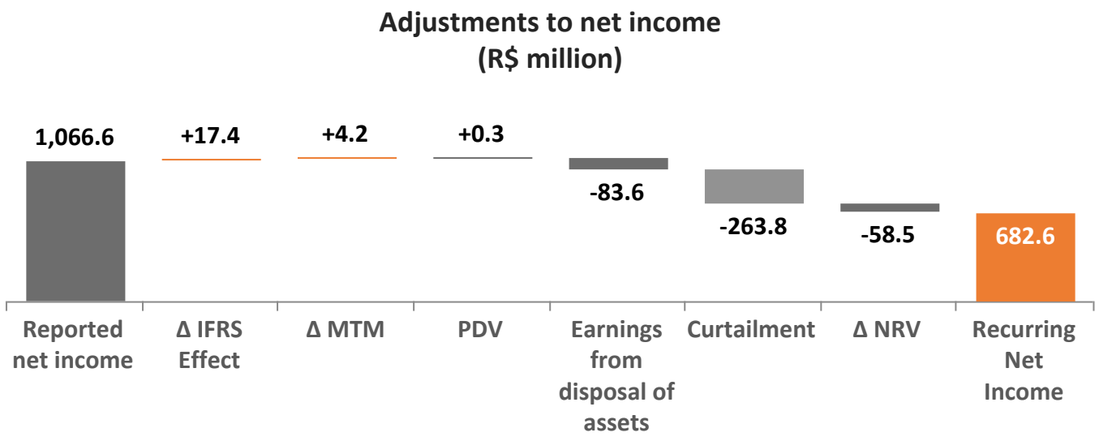
R$ million

Financial Results	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
Financial Income	318.1	327.6	0.0	1,343.7	1,184.8	13.4
Financial Expenses	(825.5)	(704.3)	0.2	(3,142.0)	(2,341.8)	34.2
Total Financial Result	(507.40)	(376.70)	34.70	(1,798.30)	(1,157.00)	55.40

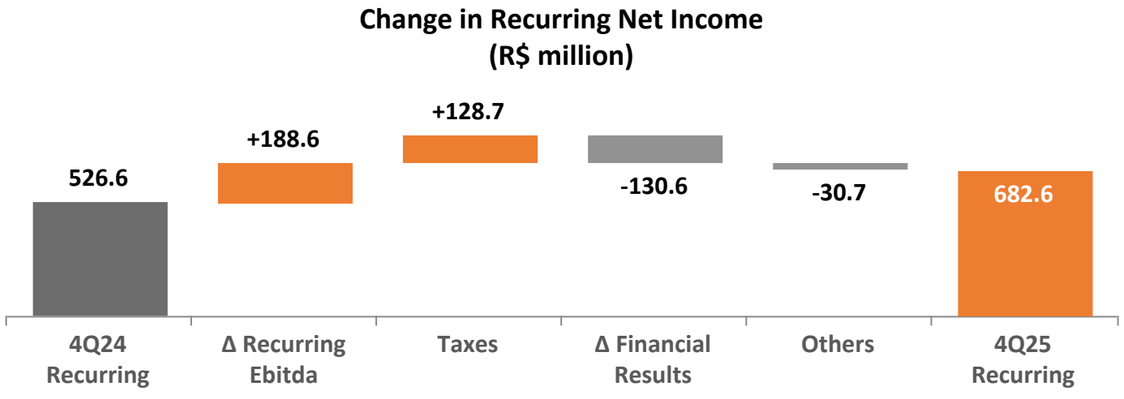
1.6 Consolidated Net Profit

Copel recorded reported net income of R$ 1,066.6 million in 4Q25, compared to R$ 575.2 million in 4Q24, an increase of 85.4%, mainly due to the improved operating performance highlighted above and the decrease in taxes (-R$ 85.0 million), essentially due to the declaration of Interest on Equity (JCP) in 4Q24. This result was partially offset by lower financial income (-R$ 130.6 million) and a decrease in income from equity method investments (-R$ 17.8 million), mainly due to the consolidation of MSG and a lower IPCA adjustment in the period.

The main adjustments to net income in 4Q25 were:



Excluding non-recurring effects and factors with no cash impact — such as VNR, MTM, IFRS adjustments at transmission companies, and net income from discontinued operations — recurring net income grew 29.6% compared to 4Q24, reaching R$682.6 million. This performance was mainly driven by the increase in recurring Ebitda and the reduction in the tax burden resulting from JCP, effects partially offset by the decline in financial results and the lower contribution from equity accounting.



1.7 Debt and Leverage

Copel's total consolidated debt as of December 31, 2025, was R$ 20,038.9 million, a 12.9% change compared to the amount recorded on December 31, 2024, of R$ 17,753.8 million. The following table and graphs show the indebtedness of Copel and its subsidiaries on December 31, 2025.

Debt per Subsidiary

R$ million

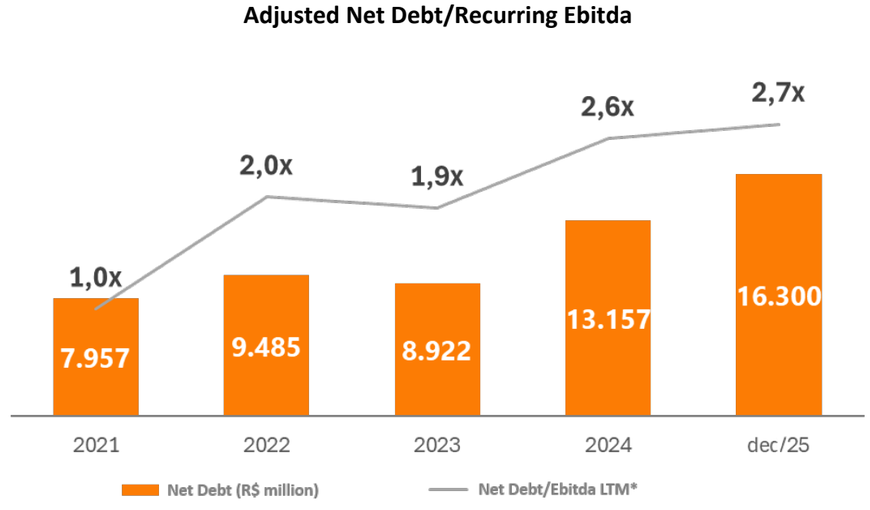
R$ mil	GenCo[2]	DisCo	Others[3]	Total
Total Debt[1]	10,961.5	9,006.0	71.4	20,038.9
Availability	2,921.3	400.1	417.4	3,738.8
Adjusted Net Debt	**8,040.2**	**8,605.9**	**(346.0)**	**16,300.1**
Leverage				2,7x
Duration (years)	3.1	3.3	3.8	3.4

1 Considers the effect of WAP on debentures.

2 Includes Copel Geração e Transmissão S.A. (parent company).

3 Includes Copel Serviços, wind farms (Brisa Potiguar, Cutia, Jandaíra, Vilas, Aventura, and SRMN) and transmission companies (Costa Oeste and Marumbi).

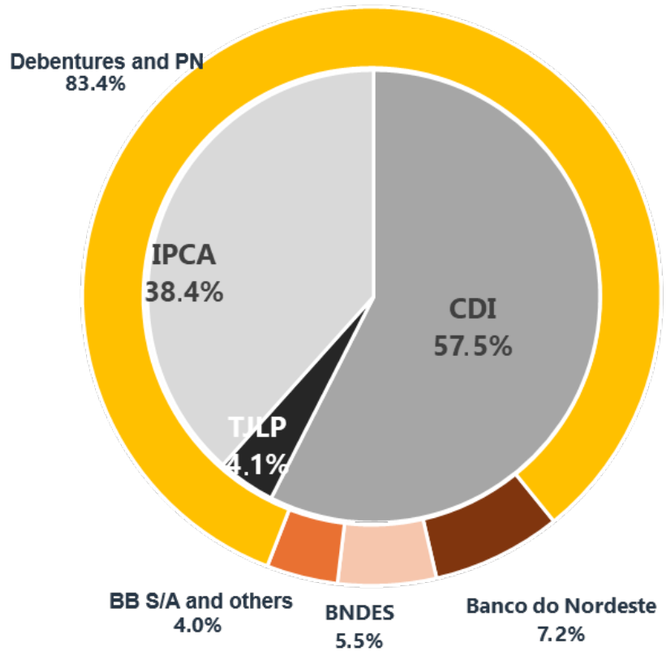
On December 31, 2025, consolidated leverage reached 2.7x, reflecting net debt of R$ 16,300.0 million—an increase of 0.1x compared to the end of 2024, when it stood at 2.6x. Despite the increase, the indicator remains at a comfortable level and within the parameters defined by the Company's optimal capital structure, with a target range of 2.8x and a band of 2.5x to 3.1x, provided that it converges to 2.8x within 24 months.



*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 of assets/de-crossing.

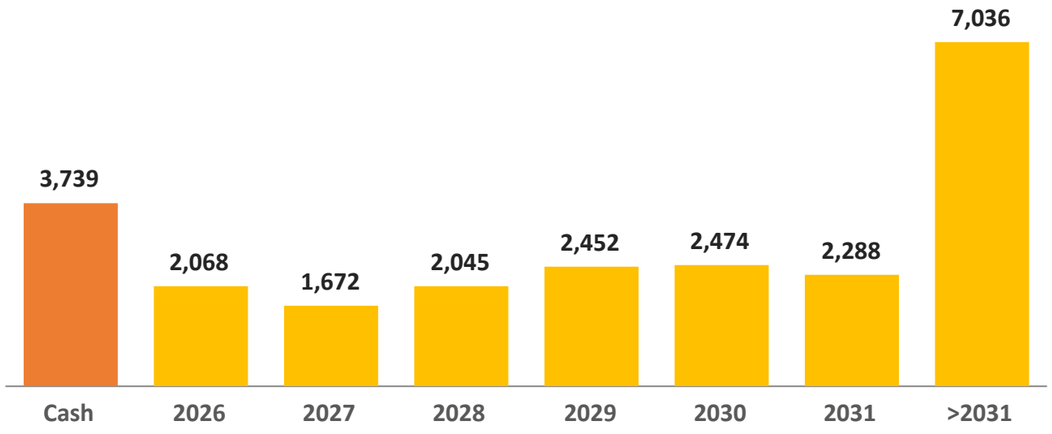
The average cost of debt at nominal rates on September 30, 2025, is 13.22% (11.96% on December 31, 2024), which is equivalent to 88.73% of the CDI (98.46% of the CDI on December 31, 2024).

Debt Composition and Indexation



Amortization - R$ million

Average term: 4.9 years (vs. 4,2 years in 2024)



2. Investments

In Q4 2025, the amount realized from the investment program was R$ 767.6 million, of which 82.5% was by Copel DIS and 16.5% by GenCo, TradeCo, and Copel (Holding).

In 2025, R$ 3,592.5 million was invested, with 82.4% invested in DisCo, with 90.7% allocated to electrical assets and 9.3% to investments in non-electrical assets and other investments. Excluding the investment in the acquisition of Mauá HPP and MSG (asset swap), investment in 2025 was R$ 3,395.9 million.

R$ million

Subsidiary / SPE	Realized			
	4Q25	4Q24	2025	2024
DisCo	**641.3**	**543.1**	**2,959.0**	**2,196.9**
GenCo	**123.0**	**135.3**	**626.7**	**263.0**
Generation[1]	**25.8**	**31.4**	**147.5**	**79.6**
Hydroelectric	12.0	11.7	52.8	40.0
Wind	13.8	19.7	94.7	39.6
Transmission	**77.5**	**70.7**	**245.9**	**124.6**
Improvements/Reinforcement[2]	70.6	70.5	229.3	123.6
Other Investments	6.9	0.2	16.6	1.0
Other GenCo Projects[3]	**19.7**	**33.2**	**233.3**	**58.8**
Copel (Holding)	**1.9**	**0.5**	**3.7**	**2.0**
TradeCo	**1.4**	**0.9**	**2.0**	**1.3**
Copel Serviços and other equities[4]	**0.0**	**0.0**	**1.1**	**40.6**
Total	767.6	679.8	3,592.5	2,503.8

[1] Includes acquisition of R$ 196.6 million from the consolidation of Mauá HPP and MSG

[2] Includes Facility Modernization Plan - PMI.

[3] Includes modernization of COGT (Generation and Transmission Operations Center), modernization of GPS Parigot de Souza HPP and Marumbi and Uirapuru SPEs

[4] Includes an innovation plan in the energy sector aligned with the investment thesis, Copel's innovation programs, and ESG practices

Investments made in the distributor are essentially allocated to the Paraná Three-Phase and Smart Grid projects, with the aim of modernizing, automating, and renovating the distribution network with standardized technologies to support automation equipment. Among the benefits of the projects are the reinforcement of rural networks to reduce outages and ensure support for agribusiness growth in the state of Paraná, reduction of O&M and commercial service costs, and improvement in the control of the Equivalent Interruption Duration per Consumer Unit (DEC) and Equivalent Interruption Frequency per Consumer Unit (FEC) indicators. The program consists of the following pillar projects:

- **Paraná Three-Phase:** covers the improvement and renovation of rural distribution networks in the Company's concession area, with the implementation of a three-phase network and the creation of redundancy in the main rural branches. In 2025, the program was completed, totaling 25,000 km of three-phase network built.

- **Smart Grid:** aims to implement a private communication network with standardized technology to serve all distribution network automation equipment and advanced metering infrastructure. By the end of 2025, 2,026,837 smart meters had already been installed. The program identified advances for our operation, with a reduction in man-hours and kilometers traveled by teams, fewer non-technical losses, improved quality, and reduced compensation for violations of quality performance limits.

During the quarter, investments made in GenCo were mainly directed towards strengthening and improving transmission lines, maintaining and modernizing hydroelectric power plant generating units, and improving the performance of wind assets. These segments accounted for 78.4% of the total invested during the period.

3. Copel Geração e Transmissão (GenCo)

(Consolidated Result)

3.1 Economic and Financial Performance

GenCo reported recurring Ebitda[4] of R$ 651.2 million, an increase of 24.3% or R$ 127.8 million over the R$ 526.4 million recorded in 4Q24.

This result mainly reflects:

(ii) higher revenue from electricity grid availability, in the amount of R$ 102.7 million, mainly explained by the incorporation of Transmissora Mata de Santa Genebra S.A. (MSG) and an average increase of 2.2% in the RAP of transmission companies wholly owned by GenCo for the 2025/2026 cycle, excluding MSG;

(iii) a decrease of R$ 72.9 million in recurring manageable costs (PMSO) (more details below, in the paragraph on manageable costs);

(iv) a decrease of R$ 52.7 million in provisions and reversals, mainly reflecting lower provisions for civil and labor litigation and expected credit losses;

(v) an increase of R$ 34.9 million, resulting from the positive effects of transactions carried out in the short-term market, in particular the modulation of the hydroelectric generation portfolio in view of the behavior of the PLD in the South submarket during the period;

(vi) a reduction of R$ 10.8 million in electricity grid usage charges, resulting from the increase in the share of the locational signal in the calculation of the TUST;

(vii) an increase of R$ 8.4 million, reflecting the higher volume of energy sold in bilateral contracts (4,076 GWh in 4Q25, compared to 3,375 GWh in 4Q24);

(viii) an increase of R$ 3.4 million in revenue from Energy Purchase Agreements in the regulated environment (CCEAR), mainly due to the start of supply to Jandaíra and the consolidation of the Mauá Hydroelectric Plant.

The positive effects mentioned above were partially offset by:

(i) an increase in the cost of electricity purchased for resale of R$ 114.7 million, resulting from a combination of lower GSF (67.4% in 4Q25 versus 79.9% in 4Q24) and higher PLD (R$ 264.70/MWh in 4Q25, versus R$ 216.36/MWh in 4Q24);

(ii) higher generation deviation of R$ 37.1 million (+39.7%), resulting from the increase in curtailment, which rose from 15.7% in 4Q24 to 34.2% in 4Q25.

R$ million

Recurring Ebitda	4Q25	4Q24	Δ	2025	2024	Δ%
Ebitda	**1,078.9**	**632.0**	**0.7**	**3,760.6**	**3,098.2**	**0.2**
(-/+) Asset disposal/de-crossing	(144.9)	—	—	(490.6)	(264.4)	85.6
(-/+) Curtailment reimbursement	(265.7)	—	—	(265.7)	—	—
(-/+) Reversal/provision Severance pay	0.1	(0.1)	(200.0)	8.7	4.0	117.5
(-/+) Recurring Ebitda from discontinued operations UEGA	—	—	—	—	(27.4)	—
(-/+) Equity equivalence	(40.4)	(54.4)	(25.7)	(241.3)	(276.9)	(12.9)
(-/+) IFRS effect (Corporate/Regulatory Transmission Revenue) - see item 3.1.1	26.2	(51.1)	—	148.2	6.5	2180.0
Recurring Ebitda	**654.2**	**526.4**	**24.3**	**2,919.9**	**2,540.0**	**15.0**

PMSO, excluding non-recurring items, provisions, and reversals, decreased by R$ 72.9 million (-23.2%), mainly explained by: **(i)** the reduction in Other operating costs and expenses (-78.5 million), mainly impacted by lower losses on the disposal of assets in 4Q25, compared to the same period of the previous year; **(ii)** lower costs with *Third-party services* (-R$ 4.2 million), mainly related to facility maintenance and services. This result was partially offset by higher costs with: **(iii)** purchases of *Materials* (+R$ 7.6 million), mainly for wind assets; and **(iv)** an increase in *Personnel and management* costs of R$ 2.9 million, due to higher variable compensation (profit sharing and results - PLR, performance bonus PPD and long-term incentive - ILP), essentially due to the Company's improved operating performance, partially offset by a 2.5% reduction in the number of employees, mainly due to the Voluntary Dismissal Program (PDV) completed in 2024 and 2025.

R$ million

Recurrent Manageable Costs*	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
Staff and management	75.4	72.5	4.0	289.1	346.9	(16.7)
Social security and assistance plans	17.0	17.7	(4.0)	69.4	78.3	(11.4)
Material	13.7	6.1	124.6	38.4	20.6	86.4
Third-party services	79.8	84.0	(5.0)	271.3	286.0	(5.1)
Other operating costs and expenses*	55.2	133.7	(58.7)	231.8	294.6	(21.3)
TOTAL	**241.1**	**314.0**	**(23.2)**	**900.0**	**1,026.4**	**(12.3)**

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

Excluding the effects of PLR, PPD, and ILP, personnel costs decreased by 6.4%, mainly reflecting the reduction in the number of employees, mostly due to the PDV, as already mentioned, partially offset by the pro rata provision between October and December of the 2025 Collective Bargaining Agreement, with a 5.01% salary adjustment (INPC accumulated over 12 months until September 2025).

Excluding the effects of accumulated inflation measured by the INPC, which was 3.9% between January and December 2025, there was a 10.0% reduction in Personnel.

[4] Excluding non-recurring items and effects of IFRS on transmission contract assets.

In the year to date, personnel costs excluding the effects of variable remuneration fell by 17.9%, mainly reflecting the 2024 and 2025 Voluntary Dismissal Programs.

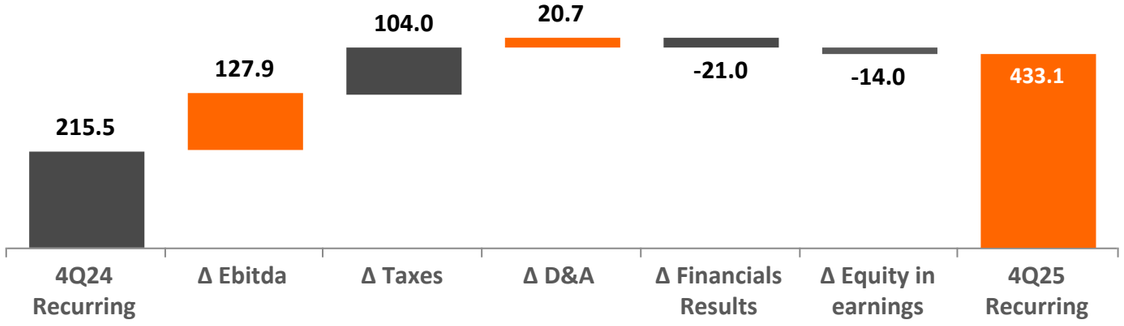
R$ million

Personnel costs	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
Staff and administrators	75.4	72.5	4.0	289.1	346.9	(16.7)
(-/+) Profit sharing, PPD and ILP	(15.2)	(8.2)	85.4	(48.1)	(53.5)	(10.1)
TOTAL	60.2	64.3	(6.4)	241.0	293.4	(17.9)

[1] Excludes the effects of the following non-recurring items: Personnel - Reversal/provision for Voluntary Dismissal Program

Recurring Net Income reached R$ 433.1 million in 4Q25, an increase of 100.9% compared to 4Q24. This result mainly reflects the combination of the following effects: **i.** negative variation in financial results (-R$ 180.3 million in 4Q25, compared to -R$ 159.3 million in 4Q24), explained by the higher amount of debt and higher CDI (3.5% in 4Q25, compared to 2.6% in 4Q24); **ii.** lower income tax and social contribution expenses of R$ 104.0 million, mainly due to the payment of interest on equity capital (JCP) to Copel (Holding) in 4Q25; **iii.** higher Ebitda of R$ 127.9 million, due to the points presented above; **iv.** a reduction in depreciation of R$ 20.7 million, due to the renewal of concessions and the sale of assets; and **v.** a decrease of R$ 14.0 million in equity equivalence, mainly due to the consolidation of Mata de Santa Genebra - MSG into the portfolio, which ceased to contribute to equivalence in the amount of R$ 18.0 million.

Change in Recurring Net Income
(R$ million)



Year-to-date, GenCo recorded recurring EBITDA of R$ 2,919.9 million, an increase of 15.0% over the same period last year.

R$ million

Main Indicators	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
Net Operating Revenue (R$ million)	1,443.7	1,210.2	19.3	5,096.9	4,521.5	12.7
Operating Costs and Expenses (R$ million)	(592.1)	(840.2)	(29.5)	(2,305.7)	(2,533.3)	(9.0)
Operating Result (R$ million)	711.7	265.2	168.4	2,089.7	1,658.6	26.0
Net Profit (R$ million)	771.5	249.3	209.4	1,802.4	1,307.0	37.9
Recurring Net Profit (R$ million)	433.0	215.7	100.9	1,321.8	2,205.1	(40.1)
Ebitda (R$ million)	1,078.8	632.0	70.7	3,760.6	3,098.2	21.4
Recurring Ebitda (R$ million)	654.2	526.6	24.3	2,919.9	2,540.0	15.0
Operating Margin	49.3%	21.9%	125.0	41.0%	36.7%	11.8
Net Margin	30.6%	17.8%	71.5	26.1%	48.8%	(46.5)
Ebitda Margin	74.7%	52.2%	43.1	73.8%	68.5%	7.7
Recurring Ebitda Margin	46.2%	43.5%	6.2	57.5%	56.2%	2.4
Investment Program (R$ million)	123.0	135.3	(9.1)	626.7	263.0	138.3

3.1.1 IFRS effect on the Transmission segment

For the calculation, an adjustment was made considering the effects of the application of ICPC 01 / IFRIC 12 on the corporate statements in the transmission segment:

R$ million

IFRS effect in the Transmission segment	4Q25	4Q24	Δ	2025	2024	Δ%
(A) Corporate revenue[1]	**329.9**	**303.5**	**8.7**	**1,127.7**	**1,018.6**	**10.7**
O&M revenue and effective interest	308.3	282.5	9.1	1,097.3	990.7	10.8
Construction revenue and margin	110.0	74.6	47.3	275.6	123.5	123.2
Cost of construction	(88.3)	(53.7)	64.5	(245.2)	(95.6)	156.5
(B) Regulatory revenue[2]	**356.2**	**252.3**	**41.2**	**1,275.9**	**1,025.1**	**24.5**
(B-A) IFRS effect - Difference between regulatory and corporate revenue	26.2	(51.1)	–	148.2	6.5	2,180.0
(+/-) Effects on Equity of transmission companies2	(2.5)	(32.9)	(92.5)	(81.2)	(139.8)	(41.9)
IFRS effect in Transmission business	23.8	(84.1)	–	67.0	(133.3)	–

1 Net of taxes and charges.

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

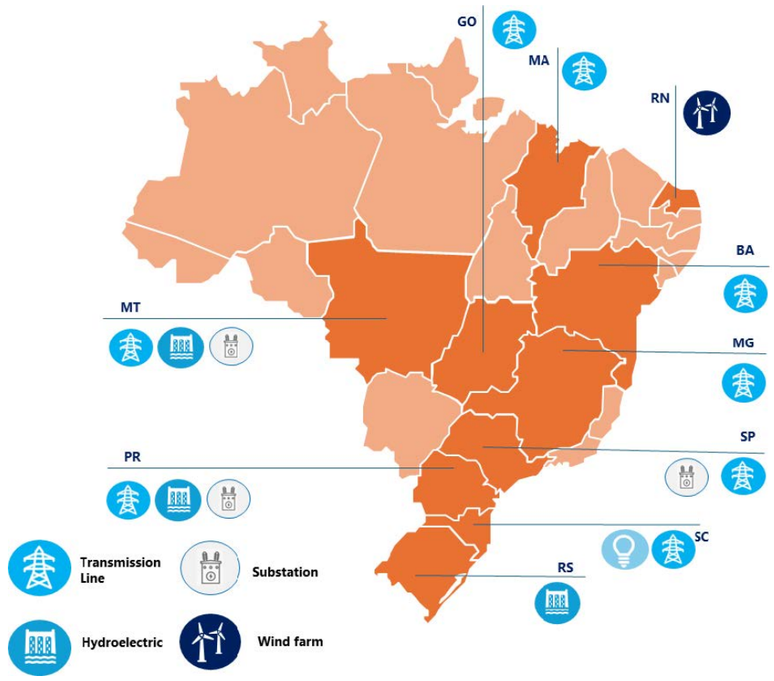
3.2 Operational Performance

Present in 10 Brazilian states, GenCo operates a diversified portfolio of hydroelectric and wind power plants, totaling 6,226.1 MW of installed capacity and 2,696.4 MW of average physical guarantee. In the Transmission segment, Copel has a total network of 9,687 km of transmission lines and 53 basic network substations, considering its interests.

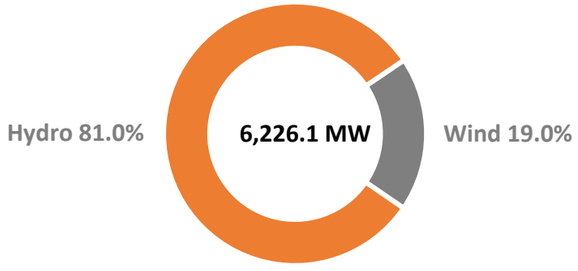
For more information on generation and transmission operational data, see Annex IV.

3.2.1 Generation

Copel's generation park is composed of 100% renewable operating sources in operation.



Installed Capacity by Source



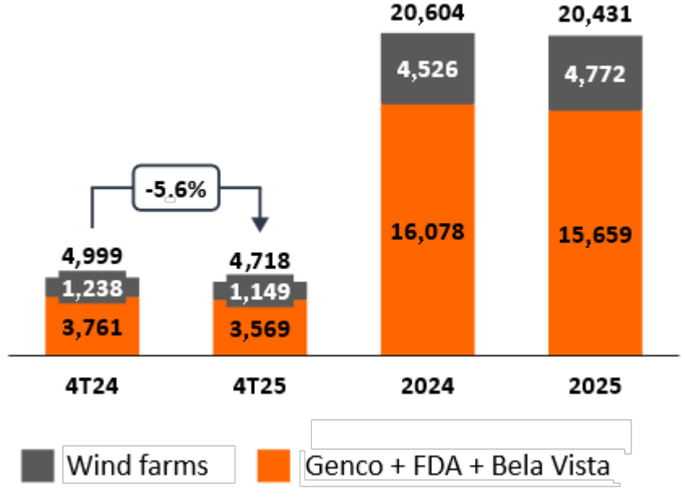
GenCo's hydro generation was 2.8% lower in 4Q25 (5,668 GWh, compared to 5,833 GWh in 4Q24), as a result of a less favorable hydrological scenario and divestment in Small Hydroelectric Plants and the Colíder Hydroelectric Plant. In wind farms, generation was 15.2% lower in 4Q25 (874 GWh, compared to 1,031 GWh in 4Q24), as a result of increased *curtailment* in 4Q25 (34.2%, compared to 15.7% in 4Q24) and the unavailability of some machines. In the year to date, total generation from the Company's portfolio was 18.0% lower (22,450 GWh in 2025, compared to 27,363 GWh in 2024).

3.2.2 Energy sold

In the 3rd quarter of 2025, GenCo recorded 3,569 GWh of electricity sold from hydro sources, a decrease of 5.1%, mainly due to sales under bilateral contracts, which was partially offset by an increase in the amount of energy purchased on the short-term market (MCP). Energy sold does not include generation allocated under the Energy Reallocation Mechanism (MRE), which increased by 14.4% in the quarter (3,061 GWh, compared to 3,039 GWh in Q4 2024).

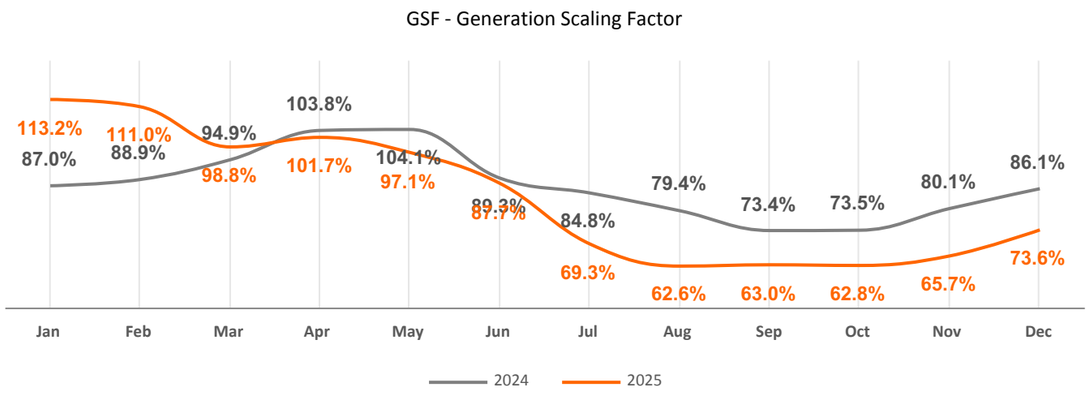
For wind farms, total electricity sales were 1,149 GWh, a decrease of 7.2%, mainly due to the need for purchases on the short-term market (MCP), offset in part by increased sales in bilateral contracts and energy sold in the regulated environment (CCEARs), due to the start of supply from the Jandaíra Complex[5]

Consolidated Sales (GWh)



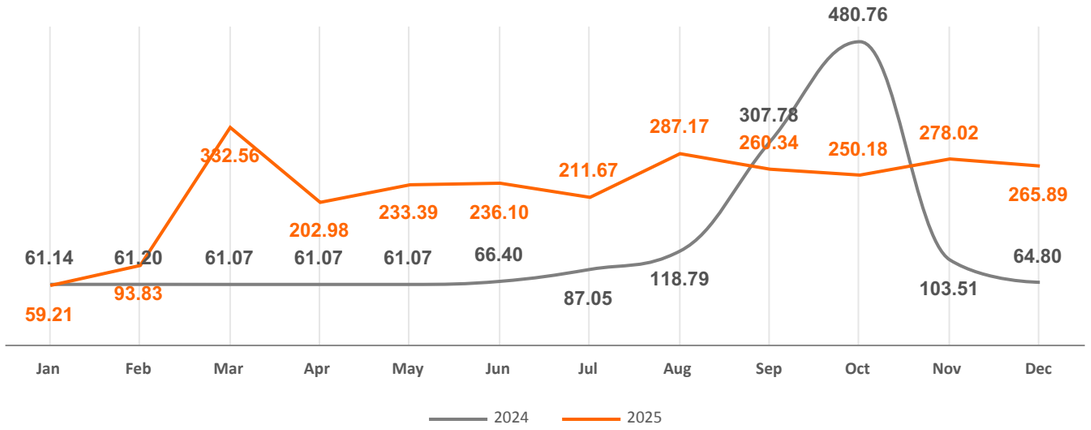
[5] Jandaíra I, II, III, and IV Wind Farms (30° LEN - CCEAR 2025 - 2044).

GSF and PLD



Source: CCEE

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



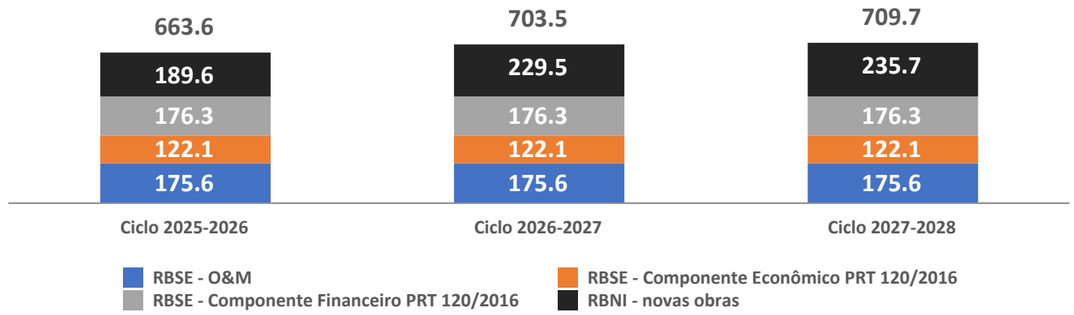
Source: CCEE

3.2.3 Transmission

Copel has more than 9,600 km of transmission lines in 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 network, Copel provides services to other concessionaires' projects. The transmission projects are listed in Annex IV, including the projects of GenCo, SPEs Costa Oeste, Marumbi, Uirapuru Transmissora, and MSG (100% owned by GenCo), as well as the six SPEs in which GenCo has a stake.

RBSE

Below is a description of the flow of the portion of the Revenue relating to the Basic Network of the Existing System - RBSE[6] for the next few cycles. It is important to note that the data may be altered in the future due to tariff revision processes and/or revision of the parameters used to compose these revenues by the regulatory body. The figures below include the revision in the methodology for calculating the financial component, established by Aneel's homologation resolution (REH) 3,467/2025, with a negative impact of R$ 115.1 million, and have been adjusted annually by the IPCA, according to Aneel's homologation resolution 3,481/2025.



Note:
Economic component: future values based on the 2025-2026 cycle (according to REH 3,481/2025)
Financial component: values published in REH 3.467/2025. .
RAP values up to the 2027-2028 cycle projected based on the values in REH 3,467/2025.

[6] This refers to concession contract 060/2001, which represents 36.6% of GenCo's annual permitted revenue (APR) for transmission and proportional stakes.

4. Copel Distribuição (DisCo)

4.1 Economic and Financial Performance

DisCo reported recurring Ebitda of R$ 728.4 million in 4Q25, an increase of 1.8% (R$ 13.2 million) compared to 4Q24. This performance was mainly driven by the Annual Tariff Adjustment (RTA) in June 2025, with an average effect of 1.3% on portion B, slightly offset by a 0.1% reduction in the Billed Wire Market between the periods under review.

R$ million

Recurring Ebitda	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
EBITDA	816.6	748.2	9.1	2,790.2	2,574.5	8.4
(-/+) Reversal/Provision for severance pay	0.4	—	—	12.5	13.4	(6.7)
(-/+) New Replacement Value - NRV	(88.6)	(33.0)	168.5	(161.2)	(82.4)	95.6
Recurring Ebitda	728.4	715.2	1.8	2,641.5	2,505.5	5.4

Contributions to recurring Ebitda:

(i) the increase of R$ 87.5 million (+8.4%) in gross distribution margin (table below) due mainly to the combination of the following factors:

R$ million

Gross Distribution Margin	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
Recurring Net Operating Revenue (excluding VNR)	**5,127.5**	**4,441.4**	**15.4**	**19,041.0**	**16,948.0**	**12.3**
(-) Construction Revenue	757.9	567.2	33.6	3,027.5	2,427.3	24.7
(-) Other Operating Income	146.2	127.1	15.0	544.8	513.4	6.1
(=) Recurring ROL (excluding construction, other revenues, and VNR)	4,223.4	3,747.1	12.7	15,468.7	14,007.3	10.4
(-) Electricity Purchased for Resale	2,424.8	2,086.3	16.2	8,595.1	7,308.8	17.6
(-) Electricity Network Usage Charges	665.5	615.2	8.2	2,690.0	2,729.2	(1.4)
Gross Distribution Margin	1,133.1	1,045.6	8.4	4,183.6	3,969.3	5.4

[1] Excludes the effects of the following non-recurring items: Personnel - Reversal/provision for Voluntary Dismissal Program

- to the increase in the result of sectoral financial assets and liabilities of R$ 667.9 million with the constitution of CVA Energy to the higher average PLD in 4Q25;
- higher supply revenue of R$ 109.0 million, with an increase in the settlement of surplus energy in the CCEE short-term market (MCP), to the higher average PLD in 4Q25;
- a reduction in revenue from electricity grid availability of R$ 169.5 million, impacted by the increase in CDE Uso charges. This effect was partially offset by the 6.4% adjustment in the Distribution System Usage Tariff (TUSD – RTA/2025) and by the 0.3% growth in wire market consumption (ex-Distributed Generation);
- a decrease in revenue from energy supply of R$ 131.2 million, due to the drop in the Energy Tariff - TE (RTA/2025) and the reduction in captive market consumption;
- an increase of R$ 338.5 million in energy purchased for resale, with greater compensation from MMGD, in addition to greater energy acquisition from Auctions/MCSD;
- an increase in expenses related to electricity grid usage charges of R$ 50.3 million, with emphasis on the increase in the basic grid and the Reserve Energy Charge (EER).

(i) the increase of R$ 19.1 million in other revenues is mainly due to the increase in infrastructure sharing; and

(ii) the R$ 33.4 million reduction in expenses with provisions and reversals, mainly in civil litigation, partially offset by the R$ 13.2 million increase in Expected Credit Losses and Doubtful Accounts (PECLD).

These positive effects were partially offset by the increase in PMSO of R$ 126.8 million (+31.5%) compared to 4Q24, mainly due to increases of:

(i) R$ 56.5 million, mainly in other costs and expenses, R$ 37.9 million in losses on the decommissioning of assets associated with the investment program, and R$ 13.0 million in tax recovery in 4Q24, a factor not present in the same period of 2025;

(ii) R$ 47.4 million (+23.7%) in third-party service costs, due to higher demand, especially for electrical system maintenance services, including costs for cleaning the right-of-way;

(iii) R$ 15.7 million in personnel costs, due to higher variable compensation (profit sharing and results - PLR, performance bonus - PPD, and long-term incentive - ILP), essentially due to the Company's improved operating performance.

R$ million

Recurring Manageable Costs (PMSO) [1]	4Q25	4Q24	Δ	2025	2024	Δ%
Staff and administrators	138.0	122.3	12.8	525.8	623.5	(15.7)
Pension and welfare plans	37.5	39.8	(5.8)	153.1	169.0	(9.4)
Material	27.0	17.5	54.3	65.2	63.5	2.7
Third-party services	247.4	200.0	23.7	865.3	719.1	20.3
Other operating costs and expenses[2]	79.0	22.5	251.1	233.7	158.7	47.3
TOTAL	528.9	402.1	31.5	1,843.1	1,733.9	6.3

[1] Excludes the effects of the following non-recurring items: Personnel - Reversal/provision for Voluntary Dismissal Program

Year-to-date, recurring Ebitda reached R$ 2,641.5 million, up 5.4% from R$ 2,505.5 million in 2024, driven mainly by the accumulated Annual Tariff Adjustments with an increase of 1.1% in portion B in June 2024 and 1.3% in June 2025, in addition to the 1.0% increase in the billed wire market. The following also contributed to the improved result:

(i) an increase of R$ 214.1 million in the gross distribution margin; and

(ii) an increase of R$ 31.4 million (+6.1%) in other revenues.

These positive effects were partially offset by an increase in PMSO of R$ 109.2 million (+6.3%), substantially justified by increases of R$ 146.2 million in third-party service costs, mainly for electrical system maintenance, and R$ 75.0 million (+47.2%) in other costs and expenses, due to losses from asset decommissioning in the amount of R$ 51.0 million; partially offset by a reduction of R$ 97.7 million (-15.7%) resulting from a 2.8% reduction in the number of employees, mainly due to the Voluntary Dismissal program completed in 2024 and 2025.

Personnel costs, excluding the effects of PLR, PPD, and ILP (table below), decreased by 8.1%, mainly reflecting the reduction in the number of employees, mainly due to the PDV, as already mentioned, partially offset by the *pro rata* provision, between October and December, of the 2025 Collective Bargaining Agreement, with a 5.01% salary adjustment (INPC accumulated over 12 months until September

2025). Excluding the effects of accumulated inflation measured by the INPC, which was 3.9% between January and December 2025, there was an 11.5% reduction in Personnel.

In the year to date, personnel costs excluding the effects of variable remuneration fell by 17.3%, mainly reflecting the 2024 and 2025 Voluntary Dismissal Programs.

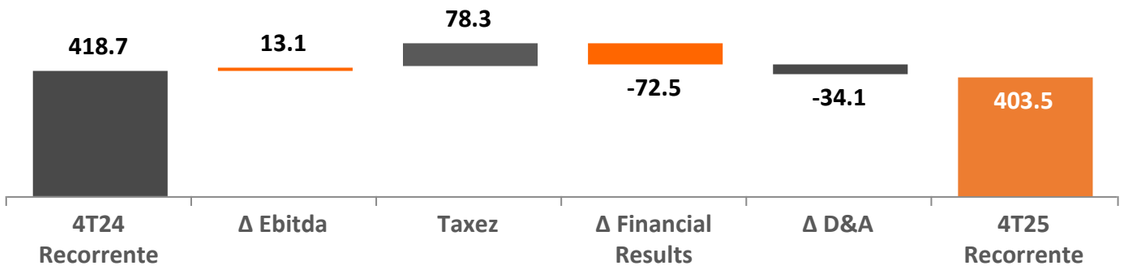
R$ million

Recurring Personnel Costs	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
Staff and administrators	138.0	122.3	12.8	525.8	623.5	(15.7)
(-/+) Share in profits/results, PPD and ILP	(30.0)	(4.8)	525.0	(102.2)	(111.2)	(8.1)
TOTAL	108.0	117.5	(8.1)	423.6	512.3	(17.3)

[1] Excludes the effects of the following non-recurring items: Personnel - Reversal/provision for Voluntary Dismissal Program

DisCo's recurring net income in 4Q25 was R$ 403.5 million, 3.6% lower than in 4Q24, impacted by a 50.2% reduction in financial results (-R$ 72.5 million), due to increased debt financing and a 21.6% increase (+R$ 34.1 million) in depreciation expenses, given the larger asset base in the tariff cycle. This result was partially offset by the improved operating activity highlighted above (+R$ 13.1 million) and by the tax credit resulting from the increase in Interest on Equity (JCP) payments between the periods (+R$ 78.3 million).

Change in Recurring Net Income
(R$ million)



In 2025, DisCo's recurring net income was R$ 974.3 million, 10.5% lower than in 2024, due to a 49.4% decrease in financial results (-R$ 260.0 million) due to increased debt financing and a 20.3% increase (+R$ 120.0 million) in depreciation expenses, given the larger asset base in the tariff cycle. This result was partially offset by improved operating activity, as highlighted above, and lower tax payments (income tax and social contribution), resulting from the increase in interest on capital between the periods.

Below are the main indicators for DisCo:

R$ million

Key Indicators	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
Net Operating Revenue (R$ million)	5,216.1	4,474.4	16.6	19,202.2	17,030.5	12.8
Operating Costs and Expenses (R$ million)	(4,591.9)	(3,884.5)	18.2	(17,124.3)	(15,048.1)	13.8
Operating Income (R$ million)	624.2	589.9	5.8	2,077.9	1,982.4	4.8
Net profit (R$ million)	461.8	440.4	4.9	1,072.5	1,134.0	(5.4)
Recurring net income (R$ million)	403.5	418.7	(3.6)	974.3	1,088.4	(10.5)
Ebitda (R$ million)	816.6	748.2	9.1	2,790.2	2,574.5	8.4
Recurring Ebitda (R$ million)	728.4	715.3	1.8	2,641.5	2,505.4	5.4
Operating Margin	12.0	13.2	(9.1)	10.8	11.6	(6.9)
Net Margin	8.9	9.8	(9.2)	5.6	6.7	(16.4)
Ebitda margin	15.7	16.7	(6.0)	14.5	15.1	(4.0)
Recurring Ebitda Margin	14.0	16	(12.5)	13.8	14.7	(6.1)
Investment Program (R$ million)	641.3	543.1	18.1	2,959.0	2,196.9	34.7

4.2 Operational Performance

4.2.1 Grid Market (TUSD)

In 4Q25, electricity consumption in DisCo's wire market grew 0.3% compared to the same period last year. The billed wire market, which deducts part of the energy compensated by MMGD, remained virtually stable in 4Q25 compared to 4Q24, with a 0.1% reduction. In 2025, the billed wire market increased 1.0% due to greater economic activity, which boosted electricity consumption in the industrial and commercial sectors.

4.2.2 Captive Market

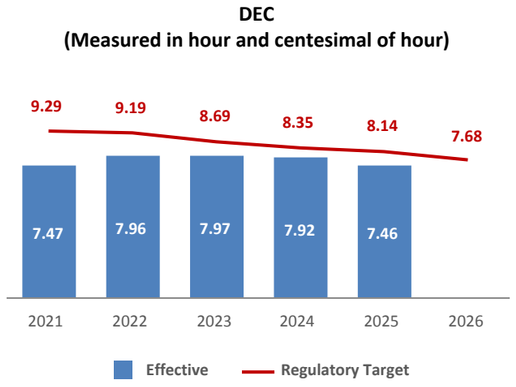
The captive market saw a 4.9% decrease in electricity consumption in Q4 2025 compared to the same period last year and a 5.7% drop for the year as a whole. The captive market billed, which considers MMGD compensated energy, fell by 6.3% in Q4 2025 and 6.7% for the year as a whole. This decline is mainly explained by the advance of MMGD, except for energy from Distributed Generation (DG) II and III modalities, which is compensated, 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.

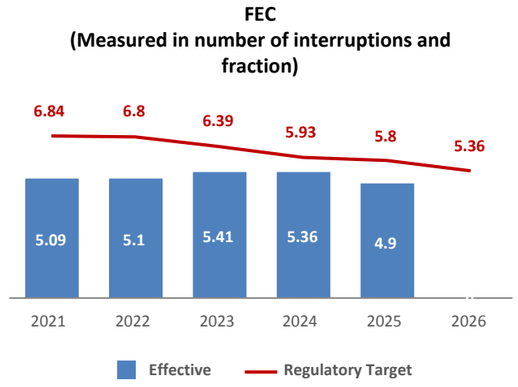
4.2.3 Operational data

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

Despite the severe weather events in the state of Paraná in 2025, the Company has acted promptly to restore power supply and prevent vegetation from encroaching on the grid, which has helped maintain service quality indices within regulatory limits.

For the DEC, the result for the last 12 months calculated in December 2025 was 7.17 hours, while for the FEC, the result for the same period was 4.65 interruptions, both within the established regulatory limit.





Losses - Losses in the distribution segment can be defined as the difference between the electricity purchased by distributors and that billed to their consumers and are segmented as *Technical* and *Non-Technical*. *Technical Losses* are inherent to the activity of electricity distribution, and *Non-Technical Losses* originate mainly from theft (clandestine connection, direct diversion from the grid), fraud (meter tampering or diversions), reading, measurement, and billing errors. At the end of December 2025, Technical Losses for the last 12 months were 2,299 GWh, compared to 2,282 GWh for the same period in the previous year, and Non-Technical Losses were 743 GWh, compared to 772 GWh, 27.3% below the figure for 2024. Total losses for the last 12 months amounted to 3,042 GWh.

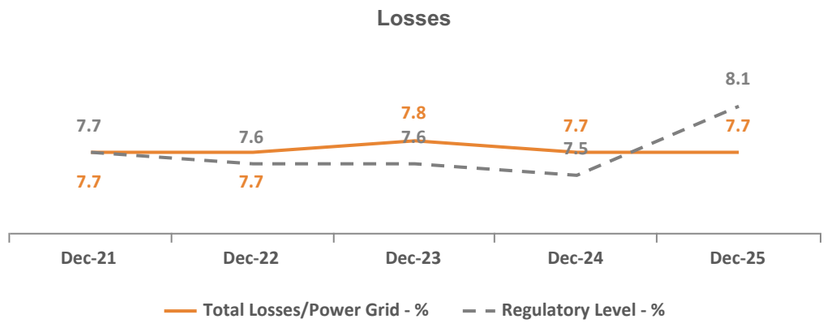
GWh - 12 Months	2021	2022	2023	2024	2025
Injected Energy	34,403	35,253	36,639	39,436	39,732
Distribution Losses	2,660	2,701	2,862	3,054	3,042
Technical Losses	1,991	2,040	2,120	2,282	2,299
Non-Technical Losses	669	661	742	772	743

* As established by the result of CP 09/2024 (DSP No. 1,220/2025)

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

- use of smart meter alarms to improve the performance of selected targets;
- improvement of actions to combat irregular procedures, 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, both in Medium and Low Voltage;
- educational notes in the press and messages on electricity bills;
- joint operations with the Civil Police and Public Prosecutor's Office; and
- opening of police investigations in regions where significant numbers of irregular procedures have been found.

The tariff transfer of efficient loss levels is provided for in the concession contracts, and these losses are included in the energy purchase costs up to the regulatory limit stipulated by ANEEL. Copel DIS remained within regulatory limits in recent tariff processes, and in December 2025, total losses were 0.49% below the regulatory limit, influenced by the revision of targets resulting from the effects of CP 09/24.



5. Copel Comercialização (TradeCo)

5.1 Economic and Financial Performance

TradeCo reported recurring Ebitda of R$ 3.5 million in 4Q25, an increase of R$ 18.8 million compared to the negative value of R$ 15.3 million in 4Q24, mainly reflecting the 69.7% increase in the volume of energy sold in bilateral contracts (3,824 GWh compared to 2,253 GWh in 4Q24), and the trading strategy to mitigate the effects of contracts with generation from intermittent sources, which had an impact of approximately R$ 18.0 million in 4Q24, partially offset by an increase of R$ 4.5 million in recurring manageable costs (PMSO).

In 2025, recurring Ebitda totaled R$ 36.1 million, a 32.5% decrease compared to 2024, mainly due to the R$ 9.5 million increase in PMSO.

The main adjustment in the quarter was the fair value of energy purchase and sale contracts (mark-to-market), calculated as the difference between the contracted price and the future market price estimated by the Company, which was negative at R$ 6.4 million in 4Q25, mainly influenced by the progress of the contracts, reflecting the execution, throughout the quarter, of contracts with lower MTMs, partially offset by the higher market price.

R$ million

Recurring Ebitda	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
Ebitda	(2.9)	(25.9)	(88.8)	54.7	16.7	227.5
(-/+) Provision/Reversal of severance pay	—	—	—	—	0.2	—
(-/+) Fair value in the purchase and sale of energ	6.4	10.6	(39.6)	(18.6)	36.6	—
Recurring Ebitda	3.5	(15.3)	—	36.1	53.5	(32.5)

Recurring PMSO increased by 73.9% in 4Q25 (+R$ 4.5 million), mainly influenced by the R$ 3.2 million increase in the Personnel and Administrators account, due to the ongoing restructuring process of the trading company, in addition to R$ 1.0 million in third-party service costs, especially for communication and data processing due to the higher volume of energy traded in the period.

For the year as a whole, PMSO increased by 36.2% (+R$ 9.5 million) compared to 2024 due to higher personnel and administrative costs (+R$ 6.5 million), as mentioned above, and an increase in other operating costs and expenses (+R$ 3.2 million) due to higher rents and energy certification.

R$ thousand

Recurring Manageable Costs*	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
Personnel and administrators	6,498.6	3,310.0	96.3	20,834.0	14,293.0	45.8
Pension and welfare plans	439.0	416.0	5.5	1,741.0	1,737.0	0.2
Material	81.1	66.0	22.9	302.0	114.0	164.9
Third-party services	1,333.6	350.0	281.0	4,064.0	4,603.0	(11.7)
Other operating costs and expenses	2,175.5	1,911.0	13.8	8,705.0	5,427.0	60.4
TOTAL	10,527.8	6,053.0	73.9	35,646.0	26,174.0	36.2

*Excludes effects of non-recurring item *Personnel - Reversal/provision for Voluntary Dismissal Program*

The personal and administrative account, excluding the effects of PLR, PPD, and ILP recorded a 44.6% increase in 4Q25, mainly due to the aforementioned restructuring process of the trading company. For the year as a whole, personnel and administrators, excluding variable compensation, increased by 18.3%. Excluding the effects of cumulative inflation as measured by the INPC, which was 3.9% between January and December 2025, there was a 39.1% increase in Personnel.

R$ thousand

Recurring Personnel Costs	4Q25	4Q24	Δ	2025	2024	Δ%
Personnel and administrators	6,498.6	3,310.0	96.3	20,834.0	14,293.0	45.8
(-/+) Share in profits/results, PPD and ILP	(2,160.9)	(309.8)	597.5	(6,112.9)	(1,847.0)	231.0
TOTAL	4,337.7	3,000.2	44.6	14,721.1	12,446.0	18.3

TradeCo's recurring net income for 4Q25 was R$ 15.9 million, compared to net income of R$ 3.8 million recorded in 4Q24, mainly due to the best operating performance ever recorded, partially offset by a R$ 5.9 million increase in income tax and social contribution tax (CSLL) payments (given the higher operating result) and a R$ 2.2 million decrease in financial income (down 21.2% compared to 4Q24), mainly due to lower income from financial investments.

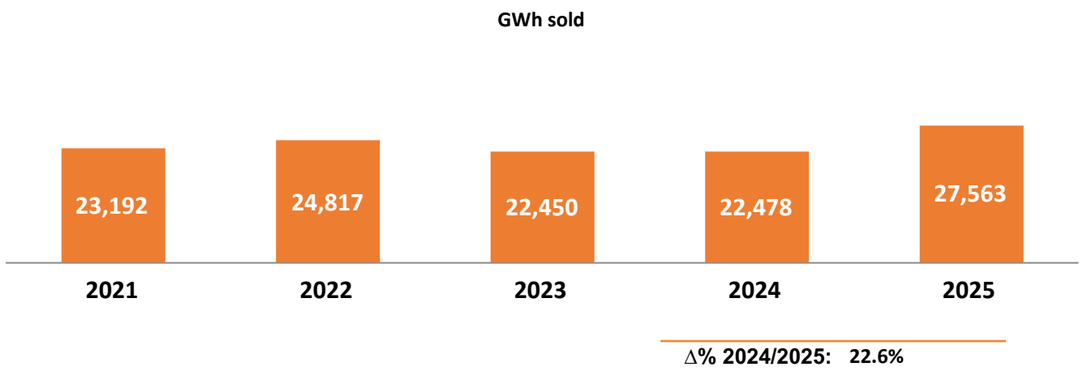
Year-to-date, recurring net income was R$55.4 million, down 19.0% from R$68.4 million in 2024, due to the aforementioned lower operating performance (-32.5%) and a R$3.3 million reduction in financial income, mainly due to lower investment income. This result was partially offset by a R$ 7.8 million reduction in IR/CSLL tax payments.

R$ million

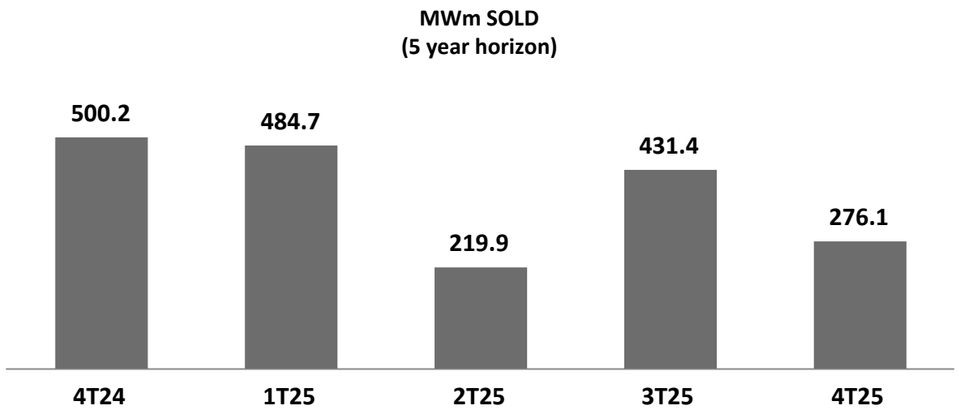
Key Indicators	4Q25	4Q24	Δ	2025	2024	Δ%
Net Operating Revenue (R$ million)	1,192.5	978.1	21.9	4,402.3	3,568.5	23.4
Operating Costs and Expenses (R$ million)	(1,195.9)	(1,004.5)	19.1	(4,349.5)	(3,553.6)	22.4
Operating Income (R$ million)	(3.4)	(26.4)	(87.1)	52.8	14.9	254.4
Net profit (R$ million)	11.7	(3.1)	(477.4)	67.6	44.1	53.3
Recurring Net Income (R$ million)	15.9	3.8	318.4	55.4	68.4	(19.0)
Ebitda (R$ million)	(2.9)	(25.9)	(88.8)	54.7	16.7	227.5
Recurring Ebitda (R$ million)	3.5	(15.3)	(122.9)	41.1	53.5	(23.2)
Operating Margin	—	—	—	1.2	0.4	200.0
Net Margin	1.0	—	—	1.5	1.2	25.0
Ebitda margin	—	2.3	—	1.2	0.5	140.0
Recurring Ebitda Margin	0.3	(1.6)	—	0.9	1.5	(40.0)
Investment Program (R$ million)	1.4	0.9	55.6	2	1.3	53.8

5.2 Commercial Performance

In 2025, the volume of energy sold grew 22.6% compared to 2024, mainly due to the effect of increased sales to traders in bilateral contracts (+39.7%). The following chart shows the evolution of Copel COM in terms of GWh sold, demonstrating growth of 18.8% over the last five years.



Electricity contracts in Q4 2025 for the five-year horizon totaled 276.1 MWm, a 55.2% decrease compared to the previous quarter, reflecting the portfolio management strategy defined by the Company, during which 276.1 MWm of Physical Guarantees were traded.



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]³, 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 Recent highlights

- **Copel's migration to [B]³'s *Novo Mercado***: We ended 2025 by completing Copel's migration to [B]³'s *Novo Mercado*, a historic milestone that reaffirms our strategic commitment to transparency, fairness, and sustainable value creation. This achievement strengthens our management practices, consolidates a legacy of corporate governance, and aligns us with the rigorous principles required by investors in Brazil and around the world.
- **Stock Exchange ESG Indexes**: In November, during COP 30 in Belém, PA, [B]³ recognized the 30 companies that are simultaneously part of the three main ESG indexes on the stock exchange: ISE [B]³, ICO2 B3, and IDIVERSA [B]³. Copel is among the six electric utilities present in the three indexes.
- **Paraná Climate Seal 2025**: In December, Copel received the Paraná Climate Seal 2025, awarded by the Paraná State Secretariat for Sustainable Development (Sedest). The certification recognizes companies, public agencies, and city governments that contribute to combating climate change by committing to measuring and reducing greenhouse gas (GHG) emissions.
- **Grade "A" in CDP 2025 Climate Change Report**: Copel received a grade of "A" in the Carbon Disclosure Project (CDP) 2025 Climate Change questionnaire. This recognition positions the company among the global leaders in environmental management, highlighting its commitment to energy transition and transparency in its climate governance practices.

6.3 Indicators

Regarding the scope 1 GHG indicator (tCO2), the data refer 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 audited later by a third party.

Environmental Indicator

	2023	2024	Δ%	1Q25	2Q25	3Q25	4Q25	Δ%
Renewable sources (% Installed Capacity)	94.06	94.07	—	100.00	100.00	100.00	100.0	—
Renewable sources (% Energy Generated)	99.86	99.97	0.1	100.00	100.00	100.00	100.0	—
Scope 1 GHG emissions (tCO2)[1]	81,690.3	17,318.0	(78.8)	—	4,937.7	—	—	—
Scope 2 GHG emissions (tCO2)[2]	148,798.7	229,169.5	54.0	—	169,117.0	—	—	—

[1]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.

[2]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	Δ%
Women at Copel (% of Own Employees)	21.7	21.9	22.1	0.9
Women at Copel (% Third-Party Employees)	11.73	14.0	13.6	(2.9)
Accident frequency rate - TFIFR (% Own Employees)	1.4	2	0.9	(55.0)
Accident frequency rate - TFIFR (% Third-Party Employees)	4.9	3.9	2.7	(30.8)

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	Δ%
Women in leadership positions (%)	21.8	22.1	22.0	(0.5)
Women on the Board of Directors (%)	11.1	11.1	11.10	—
Independent directors (%)	88.8	88.8	88.8	—
Complaints resolved through the Complaints Channel (%)*	82.7	82.0	93.0	13.4

*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	ISE B3	S&P Global	CDP	ICO2 B3	Sustainalytics	MSCI
Ranking	82.47% Ranking 19th	CSA Score 84	A	Yes	Medium Risk	AA
Reference Year	2025	2026	2025	2025	2025	2025

7. Other highlights from the period

Copel Day 2025

The Company held its Investor Day in Rio de Janeiro, RJ, on November 19, with the in-person participation of more than 130 analysts, investors, and stakeholders, and more than 364 viewers who watched the live broadcast. In-person participants had the opportunity to experience an immersive tunnel where they were shown how innovation contributes to the three target pillars: operational excellence, cost reduction, and revenue growth. Among other topics, the event addressed the strategic pillars, the structural efficiency plan and PMSO planning, the path to operational excellence, and the Company's future expansion, always seeking to become a benchmark in the electricity sector in terms of value creation, efficiency, quality, and discipline in capital allocation. For more information, access the event broadcast and presentation available on our website.

Copel Culture

On November 7, the Company consolidated a new chapter in its history by updating Copel Culture. Supported by its Reason for Being — "Illuminating lives with pure energy" —, its Ambition and the Values that guide its actions, the new culture reinforces the leading role of people, the focus on the customer, the pursuit of extraordinary results, the commitment to the future and the non-negotiable stance on safety and ethics. This movement strengthens strategic alignment and prepares the organization for the challenges and opportunities of the coming years.

Migration to the B3's *Novo Mercado*

On December 22, Copel completed the migration process to the B3's *Novo Mercado*, now holding only common shares, traded under the code CPLE3, consolidating a simpler, more transparent corporate structure, reinforcing best corporate governance practices and greater potential liquidity of the shares, which makes it attractive to long-term foreign institutional investors and contributes to increasing the profitability of the shares. For more information, see Material Fact 17/25.

GeT maintains ISO Innovation certification

In 2025, GeT obtained ISO 56001 certification, ranking among the top ten companies in the world to obtain the certification and second in the electricity sector in the Americas to achieve it. The certification reinforces the company's maturity in innovation management and recognizes advances in internal initiatives, open innovation, and process improvement.

Disclaimer

Information contained in this document may include forward-looking statements and reflects management's current perception and outlook on the evolution of the macroeconomic environment, industry conditions, the Company's performance and financial results. Any statements, expectations, capabilities, plans and assumptions contained in this document that do not describe historical facts, such as information regarding the declaration of payment of dividends, the future direction of operations, the implementation of relevant operational and financial strategies, the investment program, factors or trends affecting the financial condition, liquidity or results of operations are forward-looking statements of significance under the U.S. Private Securities Litigation Reform Act of 1995 and involve various risks and uncertainties. There can be no assurance 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 could cause actual results to differ materially from current expectations.

Investor Relations

ri@copel.com
Phone: (41) 3331-4011

RESULTS
4Q25

LIST OF EXHIBITS

COPEL
Pura Energia

EXHIBITS I
CONSOLIDATED RESULTS

- INCOME STATEMENTS
- BALANCE SHEET
- CASH FLOW
- EBTIDA AND FINANCIAL RESULT
- EQUITY IN EARNINGS OF SUBSIDIARIES
- SHARE CAPITAL

EXHIBITS II
RESULT BY SUBSIDIARY

- COPEL GET INCOME STATEMENT
- COPEL DIS INCOME STATEMENT
- COPEL DIS REVENUE
- COPEL COM INCOME STATEMENT
- INCOME STATEMENT BY COMPANY QUARTER
- ASSET BY COMPANY
- LIABILITIES BY COMPANY

EXHIBITS III
ENERGY MARKET

- DIS AND TOTAL MARKET
- ENERGY FLOW
- ENERGY FLOW (2)
- TARIFFS
- ELECTRICITY PURCHASED AND CHARGES
- ENERGY BALANCE
- WIND POWER PRICE

EXHIBITS IV
OPERATIONAL DATA

- INDICATORS SUMMARY
- GENERATION
- GENERATIONS INTEREST
- TRANSMISSION
- DISTRIBUTION

EXHIBIT I - CONSOLIDATED RESULTS > INCOME STATEMENT

R$ '000

Income Statement	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
OPERATING REVENUES	**7,188,439**	**6,019,164**	**19.4**	**26,116,856**	**22,651,036**	**15.3**
Electricity sales to final customers	1,978,876	2,199,722	(10.0)	7,961,249	8,454,990	(5.8)
Electricity sales to distributors	1,399,044	819,135	70.8	4,756,273	3,120,628	52.4
Use of the main distribution and transmission grid	1,762,258	1,914,732	(8.0)	6,974,666	7,048,036	(1.0)
Construction revenue	867,868	641,824	35.2	3,303,150	2,550,809	29.5
Fair value of assets from the indemnity for the concession	88,593	32,957	168.8	161,244	82,424	95.6
Result of Sectorial financial assets and liabilities	939,979	272,095	245.5	2,348,143	838,280	180.1
Other operating revenues	151,821	138,699	9.5	612,131	555,869	10.1
OPERATING COSTS AND EXPENSES	**(5,766,676)**	**(5,152,337)**	**11.9**	**(21,311,842)**	**(18,867,990)**	**13.0**
Electricity purchased for resale	(3,211,577)	(2,610,512)	23.0	(11,110,778)	(8,924,895)	24.5
Charge of the main distribution and transmission grid	(675,407)	(643,068)	5.0	(2,755,534)	(2,865,490)	(3.8)
Personnel and management	(256,622)	(224,172)	14.5	(960,788)	(1,081,797)	(11.2)
Pension and healthcare plans	(57,663)	(60,364)	(4.5)	(234,547)	(259,352)	(9.6)
Materials and supplies	(44,025)	(24,646)	78.6	(108,061)	(86,882)	24.4
Materials and supplies for power eletricity	—	—	—	—	(936)	—
Third-party services	(343,864)	(301,629)	14.0	(1,192,282)	(1,074,308)	11.0
Depreciation and amortization	(389,131)	(376,281)	3.4	(1,481,886)	(1,465,478)	1.1
Provisions and reversals	(30,777)	(117,147)	(73.7)	(270,787)	(345,102)	(21.5)
Construction cost	(846,205)	(620,867)	36.3	(3,272,763)	(2,522,908)	29.7
Other cost and expenses	88,595	(173,651)	(151.0)	75,584	(240,842)	(131.4)
EQUITY IN EARNINGS OF SUBSIDIARIES	**37,996**	**55,804**	**(31.9)**	**239,997**	**281,202**	**(14.7)**
PROFIT BEFORE FINANCIAL RESULTS AND TAXES	**1,459,759**	**922,631**	**58.2**	**5,045,011**	**4,064,248**	**24.1**
FINANCIAL RESULTS	**(507,405)**	**(376,777)**	**34.7**	**(1,798,352)**	**(1,157,014)**	**55.4**
Financial income	318,136	327,550	(2.9)	1,343,658	1,184,779	13.4
Financial expenses	(825,541)	(704,327)	17.2	(3,142,010)	(2,341,793)	34.2
OPERATIONAL EXPENSES/ INCOME	**952,354**	**545,854**	**74.5**	**3,246,659**	**2,907,234**	**11.7**
INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT	**114,281**	**60,302**	**89.5**	**(577,618)**	**(599,435)**	**(3.6)**
Income tax and social contribution on profit	28,932	30,151	(4.0)	(196,186)	(177,999)	10.2
Deferred income tax and social contribution on profit	85,349	(841)	(10248.5)	(381,432)	(421,436)	(9.5)
NET INCOME continuing operations	**1,066,635**	**606,156**	**76.0**	**2,669,041**	**2,307,799**	**15.7**
NET INCOME discontinued operations	**—**	**—**	**—**	**18,898**	**491,571**	**(96.2)**
NET INCOME	**1,066,635**	**606,156**	**76.0**	**2,687,939**	**2,799,370**	**(4.0)**
Attributed to the controlling company's shareholders - continuing operations	1,066,744	586,506	81.9	2,669,716	2,345,941	13.8
Attributed to the controlling company's shareholders - discontinued operations	91	—	—	18,989	463,690	(95.9)
Attributed to non-controlling shareholders - continuing operations	(1,241)	(11,342)	(89.1)	(675)	(26,800)	(97.5)
Attributed to non-controlling shareholders - discontinued operations	—	—	—	—	16,539	—
Ebitda continued operations	**1,848,890**	**1,298,912**	**42.3**	**6,526,897**	**5,529,726**	**18.0**

EXHIBIT I - CONSOLIDATED RESULTS > BALANCE SHEET

R$ '000

Assets	Dec-25	Dec-24	Δ%
CURRENT	**10,881,654**	**13,041,808**	**(16.6)**
Cash and cash equivalents	3,130,363	4,161,939	(24.8)
Bonds and securities	895	623	43.7
Collaterals and escrow accounts	9	9	—
Customers	4,300,957	3,962,702	8.5
Dividends receivable	141,297	82,278	71.7
Sectorial financial assets	400,463.0	—	—
Account receivable related to concession	12,867	10,609	21.3
Contract Assets	392,594	283,896	38.3
Fair value in energy purchase and sale operations	263,645	217,350	21.3
Other current receivables	1,050,086	949,674	10.6
Inventories	173,398	136,324	27.2
Income tax and social contribution	502,825	296,128	69.8
Other current recoverable taxes	426,106	994,618	(57.2)
Prepaid expenses	60,972	63,211	(3.5)
Related parties	—	621	(100.0)
Assets held for sale	25,177	1,881,826	(98.7)
NON-CURRENT	**49,532,802**	**44,342,348**	**11.7**
Long Term Assets	**19,065,339**	**15,315,121**	**24.5**
Bonds and securities	690,886	529,085	30.6
Other temporary investments	30,627	30,603	0.1
Customers	162,189	116,180	39.6
Judicial deposits	373,949	394,364	(5.2)
Sectoral financial assets	400,463	—	—
Account receivable related to concession	4,590,579	3,497,351	31.3
Contract Assets	9,202,412	6,927,010	32.8
Fair value in energy purchase and sale operations	597,856	479,938	24.6
Other non-current receivables	794,296	681,846	16.5
Income tax and social contribution	102,589	164,043	(37.5)
Deferred income tax and social contribution	991,404	1,174,175	(15.6)
Other non-current recoverable taxes	1,127,582	1,320,526	(14.6)
Advance expenses	507	—	—
Investments	**2,849,002**	**3,577,937**	**(20.4)**
Property, plant and equipment, net	**8,145,552**	**8,516,697**	**(4.4)**
Intangible assets	**19,206,609**	**16,623,610**	**15.5**
Right to use an asset	**266,300**	**308,983**	**(13.8)**
TOTAL	**60,414,456**	**57,384,156**	**5.3**

R$ '000

Liabilities	Dec-25	Dec-24	Δ%
CURRENT	**11,062,317**	**10,342,380**	**7.0**
Payroll, social charges and accruals	310,773	411,102	**(24.4)**
Suppliers	3,059,667	2,324,423	**31.6**
Income tax and social contribution payable	81,875	83,482	**(1.9)**
Other taxes due	677,273	302,345	**124.0**
Loans and financing	217,827	1,231,205	**(82.3)**
Debentures	1,850,538	2,025,110	**(8.6)**
Minimum compulsory dividend payable	2,325,889	3,878	**59,876.5**
Post employment benefits	118,854	95,383	**24.6**
Customer charges due	60,108	44,825	**34.1**
Research and development and energy efficiency	99,244	179,149	**(44.6)**
Accounts Payable related to concession	147,205	113,092	**30.2**
Net sectorial financial liabilities	883,990	935,322	**(5.5)**
Lease liability	58,741	57,502	**2.2**
Fair value in energy purchase and sale operations	262,821	214,955	**22.3**
Other accounts payable	788,232	1,199,195	**(34.3)**
Provision for allocation of Pis and Cofins credits	119,280	580,000	**(79.4)**
Liabilities associated with assets held for sale	—	541,412	**(100.0)**
NON-CURRENT	**26,260,161**	**21,404,841**	**22.7**
Social and labor obligations	4,764	457	**942.5**
Suppliers	133,544	142,380	**(6.2)**
Deferred income tax and social contribution	1,982,596	1,895,459	**4.6**
Other taxes due	239,448	291,195	**(17.8)**
Loans and financing	3,150,592	3,387,589	**(7.0)**
Debentures	14,796,386	10,602,255	**39.6**
Post employment benefits	1,359,303	1,063,326	**27.8**
Research and development and energy efficiency	311,856	241,294	**29.2**
Accounts Payable related to concession	959,122	992,252	**(3.3)**
Net sectorial financial liabilities	—	142,488	**(100.0)**
Lease liability	234,221	271,004	**(13.6)**
Fair value in energy purchase and sale operations	268,621	170,837	**57.2**
Other accounts payable	224,415	247,021	**(9.2)**
Provision for allocation of Pis and Cofins credits	661,273	1,000,588	**(33.9)**
Provisions for litigation	1,934,020	956,696	**102.2**
EQUITY	**23,091,978**	**25,636,935**	**(9.9)**
Attributed to controlling shareholders	**23,130,019**	**25,674,718**	**(9.9)**
Share capital	12,821,758	12,821,758	—
Capital reserves	18,638	5,595	**233.1**
Equity valuation adjustments	287,992	517,408	**(44.3)**
Treasury shares	(113,389)	(50,044)	**126.6**
Legal reserves	1,900,541	1,766,110	**7.6**
Tax incentive reserve	—	—	—
Retained earnings	8,214,479	9,363,866	**(12.3)**
Proposed additional dividend	—	1,250,025	**(100.0)**
Accrued earnings	—	—	—
Attributable to non-controlling interest	**(38,041)**	**(37,783)**	**0.7**
TOTAL	**60,414,456**	**57,384,156**	**5.3**

EXHIBIT I - CONSOLIDATED RESULTS > CASH FLOW

CASH FLOWS FROM OPERATIONAL ACTIVITIES

R$'000

	12/31/25	12/31/24
Net income from continuing operations	**2,669.041**	**2,307.799**
Adjustments to reconcile net income for the period with cash generation from operating activities:	**3,883.779**	**4,903.214**
Unrealized charges and monetary variations - net	2,650,447	2,071,041
Interest – bonus from the grant of concession agreements under the quota system	-119,557	-120,800
Result of transmission concession contracts	-867,817	-833,630
Income tax and social contribution	196,186	177,999
Deferred income tax and social contribution	381,432	421,436
Equity in earnings of investees	-239,997	-281,202
Appropriation of post-employment benefits obligations	234,835	257,711
Appropriation of research and development and energy efficiency programs	204,301	181,675
Recognition of fair value of assets from the indemnity for the concession	-161,244	-82,424
Sectorial financial assets and liabilities result	-2,587,485	-923,724
Depreciation and amortization	1,481,886	1,465,478
Provision arising from the dismissal program	21,489	18,306
Long-Term Incentive Plan - ILP	24,972	5,595
Net operating estimated losses, provisions and reversals	270,787	345,102
Realization of added value in business combinations	-2,134	-722
Fair value in energy purchase and sale operations	-18,563	36,604
Fair value adjustment of debt instruments and Hedge (Swap)	39,513	—
Result of write-offs of accounts receivable related to concession	6,089	3,265
Result of write-offs or disposal of contract assets	20,453	14,496
Result of write-offs or disposal of property, plant and equipment	42,783	32,234
Result of write-offs or disposal of intangible assets	148,017	76,183
Result of write-offs of use rights of assets and liabilities of leases – net	225	-4,774
Proceeds from the sale of assets	-335,595	-264,434
Results from asset disposals and business combinations	-141,661	0
Others	-34,624	—
Decrease (increase) in assets	**1,071.209**	**817.908**
Trade accounts receivable	583,133	602,196
Dividends and interest on own capital received	218,472	223,985
Judicial deposits	61,233	18,427
Sectorial financial assets	705,732	354,421
Other receivables	-124,395	-73,515
Inventories	-37,074	38,402
Income tax and social contribution recoverable	-169,338	-295,650
Other taxes recoverable	-168,880	-50,731
Prepaid expenses	1,705	-342
Related parties	621	715
Increase (decrease) in liabilities	**277,908**	**-518,406**
Payroll, social charges and accruals	161	-313,552
Related parties	—	—
Suppliers	441,154	72,730
Other taxes	1,151,954	882,575
Post-employment benefits	-200,116	-219,780
Sectorial charges due	15,283	-16,641
Research and development and energy efficiency	-232,611	-336,956
Payable related to the concession	-117,607	-110,385
Other accounts payable	-435,763	-131,259
Provisions for legal claims	-344,547	-345,138
CASH GENERATED BY OPERATING ACTIVITIES	**5,232.896**	**5,202.716**
Income tax and social contribution paid	-197,793	-219,219
Loans and financing - interest due and paid	-425,192	-471,276
Debentures - interest due and paid	-1,549,452	-1,089,013
Charges for lease liabilities paid	-32,013	-33,292
Charges on loans granted/obtained from related parties	0.000	—
NET CASH GENERATED BY OPERATING ACTIVITIES FROM CONTINUING OPERATIONS	3,028,446	3,389,916
NET CASH GENERATED BY OPERATING ACTIVITIES FROM DISCONTINUED OPERATIONS	—	3,620
NET CASH GENERATED FROM OPERATING ACTIVITIES	**3,028,446**	**3,393,536**
CASH FLOWS FROM INVESTMENT ACTIVITIES		
Financial investments	64,707	-32,939
Loans and financing granted to related parties	—	—
Receipt of loans and financing granted to related parties	—	—
Additions to contract assets	-2,903.661	-2,174.902
Acquisitions of subsidiaries - effect on cash	-190,433	—
Acquisitions in investments	2,536.421	47,066
Sale of investments	-1,060.804	—
Additions in investments	—	—
Capital reduction of investees	0.294	37.129
Additions to property, plant and equipment	-162,100	-137.635
Sale of property, plant and equipment	—	11.440
Additions to intangible assets	-43,788	-4,098,286
NET CASH USED BY INVESTMENT ACTIVITIES FROM CONTINUING OPERATIONS	-1,759.364	-6,348.127
NET CASH USED BY INVESTMENT ACTIVITIES FROM DISCONTINUED OPERATIONS	—	608,713
NET CASH USED FROM INVESTING ACTIVITIES	**(1,759,364)**	**(5,739,414)**
CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES		
Loans and financing obtained from third parties	—	5,051
Transaction costs of loans and financing obtained from third parties	—	(1,693)
Issue of debentures	5,000,000	3,920,000
Transaction costs in the issuing of debentures	(66,366)	(60,623)
Payments of principal - loans and financing	(1,254,405)	(261,753)
Payments of principal - debentures	(3,317,499)	(1,079,912)
Payments of principal of lease liabilities	(69,583)	(70,949)
Share buyback	(70,046)	(50,044)
Premium paid to shareholders	(1,273,727)	—
Dividends and interest on own capital paid	(1,249,045)	(1,586,565)
NET CASH GENERATED (USED) BY FINANCING ACTIVITIES FROM CONTINUING OPERATIONS	(2,300,671)	813,512
NET CASH GENERATED (USED) BY FINANCING ACTIVITIES FROM DISCONTINUED OPERATIONS	—	(9,656)
NET CASH GENERATED (USED) FROM FINANCING ACTIVITIES	**(2,300,671)**	**803,856**
TOTAL EFFECTS ON CASH AND CASH EQUIVALENTS	**(346,030)**	**1,876,257**
Cash and cash equivalents at the beginning of the period	4,161,939	5,634,623
Cash and cash equivalents at the end of the period	3,130,363	4,161,939
Change in cash and cash equivalents from discontinued operations	(13)	(69,338)
CHANGE IN CASH AND CASH EQUIVALENTS	**(1,031,589)**	**(1,542,022)**

EXHIBIT I - CONSOLIDATED RESULTS > ADJUSTED EBITDA AND FINANCIAL RESULT

R$'000

RECURRING EBITDA	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2025	Δ%
EBITDA	**1,848.8**	**1,298.9**	**42.3**	**6,526.9**	**5,529.7**	**18.0**
(-/+) Fair value in the purchase and sale of energy	6.4	10.6	(39.6)	(18.6)	36.6	—
(-/+) Provision (reversal) Incentive Dismissal Program	0.5	—	—	21.5	18.3	17.5
(-/+) Assets disposal /swap	(131.6)	—	—	(477.3)	(264.4)	80.5
(-/+) Ebitda from discontinued Operations	—	—	—	—	58.6	—
(-/+) Curtailment reimbursement	(265.7)	—	—	(265.7)	—	—
(-/+) Equity Income	(38.0)	(55.8)	(31.9)	(240.0)	(281.2)	(14.7)
(-/+)NRV	(88.6)	(33.0)	168.5	(161.2)	(82.4)	95.6
(+/-)Difference in Revenue from Corporate/Regulatory Transfer (see item 3.1.1)	26.3	(51.1)	(151.5)	148.2	6.5	2,180.0
RECURRING EBITDA	**1,358.1**	**1,169.6**	**16.1**	**5,533.8**	**5,021.7**	**10.2**

R$'000

	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2025	Δ%
Financial Revenues	**318,136.0**	**327,549.0**	**-2.9**	**1,343,658.0**	**1,184,779.0**	**13.4**
Income from investments held for trading	169,915	200,776	(15.4)	690,466	738,229	(6.5)
Late fees on electricity bills	74,116	60,768	22.0	320,959	249,539	28.6
Interest on taxes to be compensated	29,877	34,099	(12.4)	150,593	92,794	62.3
Monetary restatement and adjustment to present value of accounts payable related to concession	11,430	—	—	50,232	17,838	181.6
Income and monetary restatement of judicial deposits	15,611	6,134	154.5	48,537	32,859	47.7
Income from sectorial assets and liabilities	23,090	3,238	613.1	55,312	44,033	25.6
Adjust the fair value of debentures	(20,033)	—	—	—	—	—
(-) Pis/Pasep and Cofins on revenues	(13,387)	(14,225)	(5.9)	(56,894)	(49,188)	15.7
Other financial revenues	27,517	36,759	(25.1)	84,453	58,675	43.9
Financial Expenses	**(825,541)**	**(704,327)**	**17.2**	**(3,142,010)**	**(2,341,793)**	**34.2**
Monetary variation, foreign exchange and debt service charges	(621,285)	(493,276)	26.0	(2,490,902)	(1,745,166)	42.7
Monetary variation and adjustment to present value of accounts payable related to concession	(36,321)	(59,389)	(38.8)	(157,858)	(167,296)	(5.6)
Income from sectorial assets and liabilities (NE nº 8)	—	(2,159)	(100.0)	(77,774)	(35,186)	121.0
Monetary variation of litigation	(6,224)	(25,976)	(76.0)	(63,304)	(96,964)	(34.7)
Uptade of provision for allocation of Pis and Cofins credits	(11,793)	(16,942)	(30.4)	(64,510)	(43,327)	48.9
Swap effect on debentures	13,277	—	—	(23,535)	—	—
Interest on lease liabilities	(7,004)	(8,683)	(19.3)	(32,013)	(28,560)	12.1
Interest on tax installments	(6,742)	(4,681)	44.0	(27,011)	(25,791)	4.7
Interest on R&D and PEE	(5,861)	(5,327)	10.0	(24,070)	(22,050)	9.2
Adjust the fair value of debentures	(15,978.0)	—	—	(15,978.0)	—	—
Pis/ Pasep and Cofins taxes over interest on equity	(118,836.0)	(58,797.0)	102.1	(129,067.0)	(86,609.0)	49.0
Other financial expenses	(8,774.0)	(29,097.0)	(69.8)	(35,988.0)	(90,844.0)	(60.4)
Financial income (expenses)	**(487,372)**	**(376,778)**	**29.4**	**(1,798,352)**	**(1,157,014)**	**55.4**

EXHIBIT I - CONSOLIDATED RESULTS > EQUITY IN EARNINGS OF SUBSIDIARIES AND INDICATORS

R$'000

Variation in Equity in earnings of subsidiaries	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
Joint Ventures	**31,814**	**(50,054)**	**(163.6)**	**215,600**	**261,419**	**(17.5)**
Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	(3,136)	70	(4,580.0)	(7,520)	(1,259)	497.3
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	1,139	(3,528)	(132.3)	13,472	12,641	6.6
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	2,169	(4,259)	(150.9)	18,591	18,623	(0.2)
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	18,761	(13,763)	(236.3)	91,655	79,117	15.8
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	202	4,006	(95.0)	31,955	31,193	2.4
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	5,514	(8,418)	(165.5)	30,265	29,908	1.2
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	—	(11,769)	(100.0)	23,057	48,533	(52.5)
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	7,093	(12,310)	(157.6)	13,645	42,448	(67.9)
Solar Paraná	72	(83)	(186.7)	480	215	123.3
Associates	**6,185**	**5,750**	**7.6**	**24,400**	**19,783**	**23.3**
Dona Francisca Energética S.A.	659	1,352	(51.3)	5,694	5,354	6.4
Foz do Chopim Energética Ltda.	5,526	4,398	25.6	18,706	14,431	29.6
Carbocampel S.A.	—	—	—	—	(2)	—
TOTAL	**37,999**	**(44,304)**	**(185.8)**	**240,000**	**281,202**	**(14.7)**

R$'000

Main Indicators -Associates Dez-25	Dona Francisca	Foz do Chopim
Total assets	166,414	41,838
Shareholder's equity[1]	150,292	39,795
Net operating revenue	66,174	69,988
Net Income	24,726	52,295
Participation in the enterprise - %	23.03	35.77
Investment book value	34,608	14,234

R$ mil

Main Indicators -Joint ventures Dec-25	Voltalia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Cantareira
Total assets	237,464	344,626	598,513	3,017,103	1,622,959	2,097,314	1,831,108
Shareholder's equity[1]	237,191	283,055	437,699	2,100,405	1,056,969	1,280,022	993,714
Net operating revenue	—	37,505	61,094	333,128	167,286	238,796	178,483
Net Income	(2,669)	25,797	38,005	161,464	63,661	122,075	86,630
Participation in the enterprise - %	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0	24.5	49.0
Investment book value	116,224	138,697	214,473	1,029,198	517,915	313,605	486,920

Note: Income from Transmitters according to adjustments for the application of CPC 47 / IFRS 15 in the Corporate Statements.

EXHIBIT I - CONSOLIDATED RESULTS > SHARE CAPITAL

Share Capital - As of December 31, 2025

					shares
Shareholders	**ON**	**%**	**Especial***	**TOTAL**	**%**
State of Paraná	**474,643,911**	**15.9%**	**1**	**474,643,912**	**15.9%**
BNDESPAR	**655,807,810**	**22.0%**	**—**	**655,807,810**	**22.0%**
Free Floating	**1,833,674,490**	**61.5%**	**—**	**1,833,674,490**	**61.5%**
B3	1,731,223,411	58.0%	—	1,731,223,411	58.0%
NYSE	100,654,469	3.4%	—	100,654,469	3.4%
LATIBEX	1,796,610	0.1%	—	1,796,610	0.1%
Other	**5,944,113**	**0.2%**	**—**	**5,944,113**	**0.2%**
Treasury shares	**12,740,266**	**0.4%**	**—**	**12,740,266**	**0.4%**
TOTAL	2,982,810,590	100%	1	2,982,810,591	100%

* State of Paraná has a special class preferred share with veto power as established in the Statute.

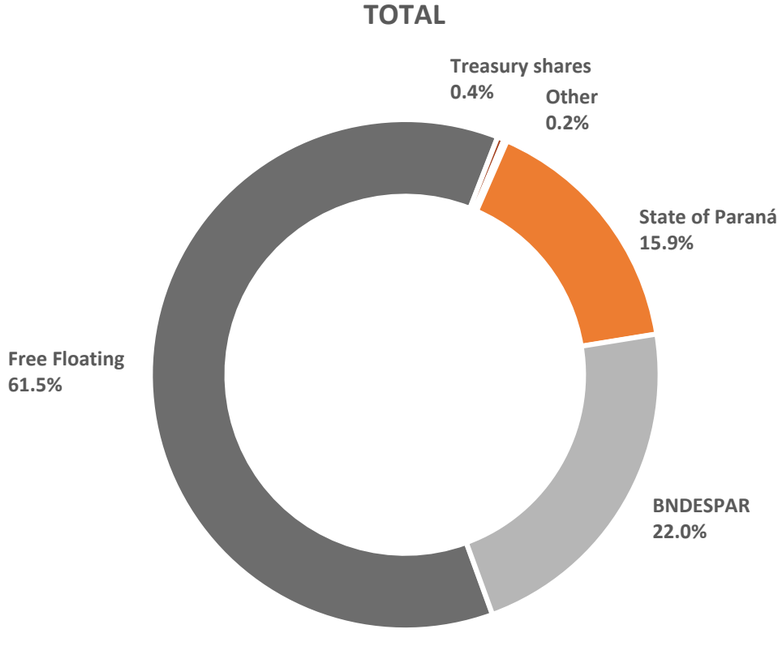


EXHIBIT II- RESULT BY SUBSIDIARY > COPEL GET (CONSOLIDATED)

R$ '000

Income Statement	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
OPERATING REVENUES	**1,443,704**	**1,210,182**	**19.3**	**5,096,936**	**4,521,519**	**12.7**
Electricity sales to distributors	1,023,625	845,108	21.1	3,702,174	3,373,846	9.7
Use of the main transmission grid	307,095	282,505	8.7	1,089,027	990,677	9.9
Construction revenue	109,955	74,625	47.3	275,626	123,512	—
Other operating revenues	3,029	7,944	-61.9	30,109	33,484	-10.1
OPERATING COSTS AND EXPENSES	**-592,125**	**-840,151**	**-29.5**	**-2,305,673**	**-2,533,315**	**-9.0**
Electricity purchased for resale	-187,745	-72,997	—	-478,140	-184,712	—
Charges of main distribution and transmission grid	-123,870	-134,691	-8.0	-510,429	-572,982	-10.9
Personnel and management	-75,555	-72,455	4.3	-297,824	-350,899	-15.1
Pension and healthcare plans	-16,992	-17,668	-3.8	-69,361	-78,271	-11.4
Materials and supplies	-13,733	-6,078	—	-38,361	-20,635	85.9
Materials and supplies for power eletricity	—	—	—	—	-936	—
Third-party services	-79,769	-83,963	-5.0	-271,345	-285,977	-5.1
Depreciation and amortization	-186,862	-207,574	-10.0	-727,974	-833,140	-12.6
Provisions and reversals	-4,609	-57,354	-92.0	-21,451	-79,972	-73.2
Construction cost	-88,292	-53,666	64.5	-245,239	-95,610	—
Other cost and expenses	185,302	-133,705	—	354,451	-30,181	—
EQUITY IN EARNINGS OF SUBSIDIARIES	**40,402**	**54,441**	**-25.8**	**241,342**	**276,895**	**-12.8**
PROFIT BEFORE FINANCIAL RESULTS AND TAXES	**891,981**	**424,472**	**—**	**3,032,605**	**2,265,099**	**33.9**
FINANCIAL RESULTS	**-180,269**	**-159,262**	**13.2**	**-942,906**	**-606,512**	**55.5**
Financial income	146,110	110,842	31.8	481,474	386,612	24.5
Financial expenses	-326,379	-270,104	20.8	-1,424,380	-993,124	43.4
OPERATIONAL EXPENSES/ INCOME	**711,712**	**265,210**	**—**	**2,089,699**	**1,658,587**	**26.0**
INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT	**59,824**	**-15,865**	**—**	**-306,175**	**-333,246**	**-8.1**
Income tax and social contribution on profit	29,037	10,337	—	-170,775	-164,455	3.8
Deferred income tax and social contribution on profit	30,787	-26,202	—	-135,400	-168,791	-19.8
NET INCOME continuing operations	**771,536**	**249,344**	**—**	**1,783,520**	**1,325,341**	**34.6**
NET INCOME discontinued operations	**—**	**—**	**—**	**18,898.00**	**-18,377**	**—**
NET INCOME	**771,536**	**249,344**	**209.4**	**1,802,418**	**1,306,964**	**37.9**
Attributed to shareholders of the parent company - continuing operations	771,536	249,345	—	1,783,520	1,333,697	33.7
Attributed to the controlling company's shareholders - discontinued operations	—	—	—	18,898	-11,586	—
Attributed to non-controlling shareholders	—	—	—	—	-15,147	—
EBITDA continuing operations	**1,078,843**	**632,046**	**70.7**	**3,760,579**	**3,098,239**	**21.4**

EXHIBIT II- RESULT BY SUBSIDIARY > COPEL DIS

R$ '000

Income Statement	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
OPERATING REVENUES	**5,216,109**	**4,474,387**	**16.6**	**19,202,210**	**17,030,454**	**12.8**
Electricity sales to final customers	1,587,191	1,718,368	-7.6	6,357,195	6,554,157	-3.0
Electricity sales to distributors	120,025	10,988	992.3	404,765	94,923	326.4
Use of the main distribution grid	1,576,247	1,745,700	-9.7	6,358,530	6,520,003	-2.5
Construction revenue	757,913	567,201	33.6	3,027,524	2,427,298	24.7
Fair value of assets from the indemnity for the concession	88,593	32,957	168.8	161,244	82,424	95.6
Sectorial assets and liabilities result	939,979	272,095	245.5	2,348,143	838,280	180.1
Other operating revenues	146,161	127,078	15.0	544,809	513,369	6.1
OPERATING COSTS AND EXPENSES	**-4,591,911**	**-3,884,468**	**18.2**	**-17,124,301**	**-15,048,163**	**13.8**
Electricity purchased for resale	-2,424,785	-2,086,300	16.2	-8,595,124	-7,308,796	17.6
Charges of main transmission grid	-665,534	-615,211	8.2	-2,689,991	-2,729,154	-1.4
Personnel and management	-138,362	-122,301	13.1	-538,360	-636,853	-15.5
Pension and healthcare plans	-37,561	-39,761	-5.5	-153,082	-168,977	-9.4
Materials and supplies	-26,951	-17,466	54.3	-65,226	-63,492	2.7
Third-party services	-247,435	-200,020	23.7	-865,301	-719,122	20.3
Depreciation and amortization	-192,415	-158,288	21.6	-712,266	-592,226	20.3
Provisions and reversals	-21,960	-55,380	-60.3	-243,696	-243,470	0.1
Construction cost	-757,913	-567,201	33.6	-3,027,524	-2,427,298	24.7
Other cost and expenses	-78,995	-22,540	250.5	-233,731	-158,775	47.2
PROFIT BEFORE FINANCIAL RESULTS AND TAXES	**624,198**	**589,919**	**5.8**	**2,077,909**	**1,982,291**	**4.8**
FINANCIAL RESULTS	**-216,792**	**-144,303**	**50.2**	**-785,862**	**-525,920**	**49.4**
Financial income	124,442	148,220	-16.0	643,829	516,031	24.8
Financial expenses	-341,234	-292,523	16.7	-1,429,691	-1,041,951	37.2
OPERATIONAL EXPENSES/ INCOME	**407,406**	**445,616**	**-8.6**	**1,292,047**	**1,456,371**	**-11.3**
INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT	**54,368**	**-5,184**	**—**	**-219,541**	**-322,349**	**-31.9**
Income tax and social contribution on profit	—	—	—	—	—	—
Deferred income tax and social contribution on profit	54,368	-5,184	—	-219,541	-322,349	-31.9
NET INCOME (LOSS)	**461,774**	**440,432**	**4.8**	**1,072,506**	**1,134,022**	**-5.4**
EBITDA	**816,613**	**748,207**	**9.1**	**2,790,175**	**2,574,517**	**8.4**

EXHIBIT II- RESULT BY SUBSIDIARY > COPEL DIS

R$'000

OPERATING REVENUE	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
Electricity sales to final customers	**1,927,214**	**2,151,103**	**-10.4**	**7,569,430.0**	**7,982,401.0**	**-5.2**
Residential	994,128	1,041,811	-4.6	3,888,718.0	3,778,272.0	2.9
Industrial	114,232	178,120	-35.9	525,208.0	705,332.0	-25.5
Commercial, service and other activities	457,628	513,745	-10.9	1,754,666.0	1,885,119.0	-6.9
Rural	211,604	218,159	-3.0	813,396.0	833,499.0	-2.4
Public Sector	77,678	91,492	-15.1	289,652.0	303,941.0	-4.7
Street lightining	48,491	53,556	-9.5	196,857.0	195,188.0	0.9
Public Service	23,453	54,220	-56.7	100,933.0	281,050.0	-64.1
Donations and subsidies	**424,214**	**329,217**	**28.9**	**1,547,719.0**	**1,156,197.0**	**33.9**
Electricity sales to distributors	**124,653**	**11,614**	**973.3**	**420,633.0**	**99,686.0**	**322.0**
Bilateral contracts	1,398	3,614	-61.3	9,194.0	20,085.0	-54.2
Electricity Trading Chamber - CCEE	123,255	8,000	1,440.7	411,439.0	79,601.0	416.9
Use of the main distribution grid	**3,359,382**	**3,121,688**	**7.6**	**12,785,560.0**	**11,996,486.0**	**6.6**
Residential	1,162,798	1,068,224	8.9	4,387,727.0	4,031,222.0	8.8
Industrial	298,723	331,856	-10.0	1,283,475.0	1,296,880.0	-1.0
Commercial, service and other activities	598,782	582,636	2.8	2,255,700.0	2,227,426.0	1.3
Rural	250,654	227,214	10.3	934,146.0	906,835.0	3.0
Public Sector	93,806	96,833	-3.1	341,235.0	338,066.0	0.9
Street lightining	52,685	52,101	1.1	206,569.0	204,238.0	1.1
Public Service	35,410	48,103	-26.4	142,762.0	242,492.0	-41.1
Free Market	828,065	673,695	22.9	3,074,756.0	2,585,784.0	18.9
Dealers and generators	38,459	41,026	-6.3	159,190.0	163,543.0	-2.7
Construction Revenue	**757,913**	**567,201**	**33.6**	**3,027,524.0**	**2,427,298.0**	**24.7**
Fair value of assets from the indemnity for the concession	**88,593**	**32,957**	**168.8**	**161,244.0**	**82,424.0**	**95.6**
Sectorial assets and liabilities result	**1,035,790**	**299,830**	**245.5**	**2,587,485.0**	**923,725.0**	**180.1**
Other operating income	**161,061**	**140,031**	**15.0**	**600,348.0**	**565,696.0**	**6.1**
Leases and rentals	147,500	129,714	13.7	564,127.0	533,760.0	5.7
Income from the provision of services	859	1,721	-50.1	4,214.0	5,417.0	-22.2
Other income	12,702	8,596	47.8	32,007.0	26,519.0	20.7
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	**7,878,820**	**6,653,641**	**18.4**	**28,699,943.0**	**25,233,913.0**	**13.7**
(-) Tributos e deduções	**-2,662,711**	**-2,179,254**	**22.2**	**-9,497,733.0**	**-8,203,459.0**	**15.8**
(-) PIS/PASEP e COFINS	-559,839	-478,430	17.0	-2,020,665.0	-1,793,824.0	12.6
(-) ICMS	-913,950	-886,945	3.0	-3,468,142.0	-3,323,382.0	4.4
(-) Encargos Setoriais	-1,188,920	-813,879	46.1	-4,008,919.0	-3,086,253.0	29.9
(-) ISS	-2	—	—	-7.0	—	—
NET OPERATING REVENUES	**5,216,109**	**4,474,387**	**16.6**	**19,202,210.0**	**17,030,454.0**	**12.8**

EXHIBIT II- RESULT BY SUBSIDIARY > COPEL COM (MERCADO LIVRE)

R$ '000

Income Statement	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
OPERATING REVENUES	**1,192,486**	**978,083**	**21.9**	**4,402,327.0**	**3,568,463.0**	**23.4**
Electricity sales to final customers	391,779	481,613	-18.7	1,604,724.0	1,902,157.0	-15.6
Electricity sales to distributors	800,946	495,853	61.5	2,770,836.0	1,663,023.0	66.6
Other operating revenues	-239	617	—	26,767.0	3,283.0	715.3
OPERATING COSTS AND EXPENSES	**-1,195,935**	**-1,004,464**	**19.1**	**-4,349,494.0**	**-3,553,557.0**	**22.4**
Electricity purchased for resale	-1,184,643	-1,001,634	18.3	-4,310,141.0	-3,524,688.0	22.3
Personnel and management	-6,499	-3,310	96.3	-20,839.0	-14,462.0	44.1
Pension and healthcare plans	-439	-416	5.5	-1,741.0	-1,737.0	0.2
Materials and supplies	-81	-66	22.7	-302.0	-114.0	164.9
Third-party services	-1,334	-350	281.1	-4,064.0	-4,603.0	-11.7
Depreciation and amortization	-502	-433	15.9	-1,889.0	-1,746.0	8.2
Provisions and reversals	-261	3,656	—	-1,813.0	-780.0	132.4
Other cost and expenses	-2,176	-1,911	13.9	-8,705.0	-5,427.0	60.4
EQUITY IN EARNINGS OF SUBSIDIARIES	—	—	0.0	0.0	0.0	0.0
PROFIT BEFORE FINANCIAL RESULTS AND TAXES	**-3,447**	**-26,381**	**-86.9**	**52,833.0**	**14,906.0**	**254.4**
FINANCIAL RESULTS	**8,320**	**10,564**	**-21.2**	**37,119.0**	**40,488.0**	**-8.3**
Financial income	8,457	10,647	-20.6	37,670.0	40,813.0	-7.7
Financial expenses	-137	-83	65.1	-551.0	-325.0	69.5
OPERATIONAL EXPENSES/ INCOME	**4,872**	**-15,817**	**—**	**89,952.0**	**55,394.0**	**62.4**
INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT	**6,796**	**12,670**	**-46.4**	**-22,310.0**	**-11,310.0**	**97.3**
Income tax and social contribution on profit	5,698	13,580	-58.0	-15,371.0	-19,143.0	-19.7
Deferred income tax and social contribution on profit	1,097	-910	-220.5	-6,939.0	7,833.0	—
NET INCOME (LOSS)	**11,668**	**-3,147**	**-470.8**	**67,642.0**	**44,084.0**	**53.4**
EBITDA	**-2,947**	**-25,948**	**-88.6**	**54,722.0**	**16,652.0**	**228.6**

EXHIBIT II- RESULT BY SUBSIDIARY > INCOME STATEMENT FOR THE QUARTER BY COMPANY

R$'000

Income Statement 4Q25	GET		Distribuição	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Serviços	Parques Eólicos	FDA	Bela Vista	Small Assets	MSG, C. Oeste, Marumbi, Uirapuru	Comercialização	Holding	Elimination	Consolidated
	Geração	Transmissão														
NET OPERATING INCOME	**573,661**	**306,909**	**5,216,109**	**—**	**40,938**	**—**	**3,585**	**304,465**	**151,882**	**11,748**	**—**	**118,249**	**1,192,486**	**—**	**(731,595)**	**7,188,437**
Electricity sales to final customers	—	—	1,587,191	—	—	—	—	—	—	—	—	—	363,383	—	(94)	1,950,480
Electricity sales to distributors	563,853	—	120,025	—	40,916	—	—	304,465	151,863	11,748	—	—	829,342	—	(594,772)	1,427,440
Use of the main distribution and transmission grid (TUSD/ TUST)	—	209,591	1,576,247	—	—	—	—	—	—	—	—	98,669	—	—	(122,249)	1,762,258
Construction revenue	—	90,474	757,913	—	—	—	—	—	—	—	—	19,481	—	—	—	867,868
Fair value of assets from the indemnity for the concession	—	—	88,593	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	88,593
Sectoral assets and liabilities result	—	—	939,979	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	939,979
Other operating revenues	9,808	6,844	146,161	—	22	—	3,585	—	19	—	—	99	(239)	—	(14,480)	151,819
OPERATING COSTS AND EXPENSES	**(253,489)**	**(128,449)**	**(4,591,911)**	**—**	**(24,031)**	**—**	**(4,606)**	**(92,895)**	**(91,292)**	**(8,186)**	**—**	**(34,575)**	**(1,195,933)**	**(66,713)**	**725,399**	**(5,766,676)**
Energy purchased for resale	(146,139)	—	(2,424,785)	—	(19)	—	—	(32,776)	(13,351)	(3,787)	—	—	(1,184,643)	—	593,923	(3,211,577)
Charges of the main distribution and transmission grid	(72,086)	—	(665,534)	—	(6,827)	—	—	(17,642)	(37,163)	(384)	—	—	—	—	124,229	(675,407)
Personnel and management	(34,525)	(36,169)	(138,362)	—	(1,275)	—	(92)	(2,781)	(1,163)	(97)	—	(820)	(6,499)	(34,839)	—	(256,623)
Private pension and health plans	**(8,041)**	**(8,343)**	**(37,561)**	**—**	**(51)**	**—**	**(16)**	**(343)**	**(152)**	**(12)**	**—**	**(101)**	**(439)**	**(2,604)**	**—**	**(57,662)**
Materials and supplies	(2,132)	(1,855)	(26,951)	—	(368)	—	(39)	(9,107)	(254)	(87)	—	(297)	(81)	(2,858)	—	(44,025)
Third-party services	(13,966)	(20,202)	(247,435)	—	(4,005)	—	(1,358)	(46,103)	(4,692)	(850)	—	(7,700)	(1,334)	(10,500)	14,281	(343,864)
Depreciation and amortization	(83,117)	(5,671)	(192,415)	—	(8,123)	—	(113)	(68,125)	(18,846)	(2,851)	—	(96)	(502)	(1,116)	(8,156)	(389,131)
Provisions and reversals	(3,118)	(7,284)	(21,960)	—	—	—	(49)	634	—	2	—	5,045	(260)	(4,161)	374	(30,777)
Construction cost	—	(58,714)	(757,913)	—	—	—	—	—	—	—	—	(29,578)	—	—	—	(846,205)
Other operating costs and expenses	109,635	9,789	(78,995)	—	(3,363)	—	(2,939)	83,348	(15,671)	(120)	—	(1,028)	(2,175)	(10,635)	748	88,595
EQUITY IN EARNINGS OF SUBSIDIARIES	**239,810**	**76,527**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**166,357**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**1,239,956**	**(1,684,654)**	**37,995**
EARNINGS BEFORE INCOME TAXES	**559,982**	**254,987**	**624,198**	**—**	**16,907**	**—**	**(1,021)**	**377,927**	**60,590**	**3,562**	**—**	**83,674**	**(3,447)**	**1,173,243**	**(1,690,850)**	**1,459,756**
FINANCIAL RESULTS	**(74,401)**	**(92,912)**	**(216,792)**	**—**	**(17,563)**	**—**	**(1,595)**	**12,442**	**3,880**	**2,341**	**—**	**(31,618)**	**8,320**	**(99,508)**	**—**	**(507,406)**
Financial income	31,364	36,489	124,442	—	14,163	—	1,597	59,182	5,196	2,346	—	11,534	8,457	23,366	—	318,137
Financial expenses	(105,765)	(129,401)	(341,234)	—	(31,726)	—	(3,192)	(46,740)	(1,316)	(5)	—	(43,152)	(137)	(122,874)	—	(825,543)
OPERATIONAL EXPENSES / INCOME	**485,581**	**162,075**	**407,406**	**—**	**(656)**	**—**	**(2,616)**	**390,369**	**64,470**	**5,903**	**—**	**52,056**	**4,873**	**1,073,735**	**(1,690,850)**	**952,350**
INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT	**125,514**	**(1,637)**	**54,368**	**—**	**284**	**—**	**—**	**(33,043)**	**(21,114)**	**(1,167)**	**—**	**(10,923)**	**6,796**	**(6,991)**	**2,194**	**114,283**
NET INCOME FROM CONTINUING OPERATIONS	**611,095**	**160,438**	**461,774**	**—**	**(372)**	**—**	**(2,616)**	**357,326**	**43,356**	**4,736**	**—**	**41,133**	**11,669**	**1,066,744**	**(1,688,656)**	**1,066,633**
NET INCOME FROM DISCONTINUED OPERATIONS	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**18,898**	**(18,898)**	**—**
NET INCOME	**611,095**	**160,438**	**461,774**	**—**	**(372)**	**—**	**(2,616)**	**357,326**	**43,356**	**4,736**	**—**	**41,133**	**11,669**	**1,085,642**	**(1,707,554)**	**1,066,633**
Attributed to shareholders of the parent company - continuing operations	629,993	160,438	461,776	—	(260)	—	(2,615)	357,326	43,356	4,736	—	98,024	11,669	1,085,642	(1,707,554)	1,142,536
Attributed to shareholders of the parent company - discontinued operations	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Attributed to non-controlling shareholders - continuing operations	—	—	—	—	(112)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(112)
Attributed to non-controlling shareholders - discontinued operations	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
EBITDA continuing operations	**643,099**	**260,658**	**816,613**	**—**	**25,030**	**—**	**(908)**	**446,052**	**79,436**	**6,413**	**—**	**83,770**	**(2,945)**	**1,174,359**	**(1,682,694)**	**1,848,887**

Income Statement 4Q24	GET		Distribuição	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Serviços	Parques Eólicos	FDA	Bela Vista	Small Assets	MSG, C. Oeste, Marumbi, Uirapuru	Comercialização	Holding	Elimination	Consolidated
	Geração	Transmissão														
NET OPERATING INCOME	**551,788**	**334,044**	**4,474,387**	**—**	**24,206**	**—**	**3,240**	**151,844**	**143,158**	**9,240**	**—**	**31,682**	**978,083**	**—**	**(682,509)**	**6,019,164**
Electricity sales to final customers	—	—	1,718,368	—	—	—	—	—	—	—	—	—	481,613	—	(259)	2,199,722
Electricity sales to distributors	542,528	—	10,988	—	24,110	—	—	150,184	143,156	9,240	—	—	495,853	—	(556,925)	819,135
Use of the main distribution and transmission grid (TUSD/ TUST)	—	259,658	1,745,700	—	—	—	—	—	—	—	—	24,948	—	—	(115,574)	1,914,732
Construction revenue	—	67,896	567,201	—	—	—	—	—	—	—	—	6,727	—	—	(1)	641,824
Fair value of assets from the indemnity for the concession	—	—	32,957	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	32,957
Distribution of piped gas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Sectoral assets and liabilities result	—	—	272,095	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	272,095
Other operating revenues	9,260	6,490	127,078	—	96	—	3,240	1,660	1	—	—	7	617	—	(9,750)	138,699
OPERATING COSTS AND EXPENSES	**(467,793)**	**(114,888)**	**(3,884,468)**	**—**	**(30,922)**	**—**	**(2,789)**	**(149,997)**	**(93,763)**	**(7,187)**	**—**	**(11,112)**	**(1,004,464)**	**(86,792)**	**701,773**	**(5,152,337)**
Energy purchased for resale	-61,948	—	-2,086,300	—	-7,770	—	—	-8,178	-507	-2,363	—	—	-1,001,634	—	558,189	-2,610,512
Charges of the main distribution and transmission grid	-80,197	—	-615,211	—	-6,107	—	—	-17,265	-39,193	-346	—	—	—	—	115,253	-643,068
Personnel and management	-40,098	-28,359	-122,301	—	-1,225	—	-136	-3,276	-455	-124	—	-142	-3,310	-24,746	—	-224,172
Private pension and health plans	-9,824	-7,274	-39,761	—	-49	—	-24	-465	-65	-17	—	-21	-416	-2,447	—	-60,364
Materials	-3,414	-1,820	-17,466	—	-442	—	—	-363	-371	-117	—	—	-66	-596	16	-24,646
Raw material and supplies - energy production	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Natural gas and supplies for gas business	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Third-party services	-27,175	-15,848	-200,020	—	-4,247	—	-1,418	-37,503	-8,447	-1,183	—	-3,062	-350	-12,460	10,300	-301,629
Depreciation and amortization	-99,815	-4,575	-158,288	—	-8,101	—	-1,059	-69,506	-23,461	-2,853	—	-11	-433	-825	-7,350	-376,281
Provisions and reversals	-43,688	-11,886	-55,380	—	—	—	-147	-508	—	—	—	-1,461	3,656	-34,239	26,425	-117,147
Construction cost	—	-47,488	-567,201	—	—	—	—	—	—	—	—	-6,177	—	—	—	-620,867
Other operating costs and expenses	-101,634	2,362	-22,540	—	-2,980	—	-5	-12,933	-21,265	-184	—	-238	-1,911	-11,478	-1,060	-173,651
EQUITY IN EARNINGS OF SUBSIDIARIES	**(480)**	**70,579**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**(13,050)**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**686,337**	**(687,581)**	**55,804**
EARNINGS BEFORE INCOME TAXES	**83,515**	**289,735**	**589,919**	**—**	**(6,715)**	**—**	**451**	**(11,219)**	**49,393**	**2,053**	**—**	**20,569**	**(26,381)**	**599,546**	**(668,317)**	**922,631**
FINANCIAL RESULTS	**(85,010)**	**(56,158)**	**(144,303)**	**—**	**(50,590)**	**—**	**(1,134)**	**(25,651)**	**4,727**	**1,317**	**—**	**1,509**	**10,564**	**(32,048)**	**(5)**	**(376,777)**
Financial income	42,936	26,865	148,220	—	2,829	—	1,222	31,236	6,467	1,317	—	2,019	10,647	53,954	(164)	327,550
Financial expenses	(127,946)	(83,023)	(292,523)	—	(53,419)	—	(2,356)	(56,887)	(1,740)	—	—	(509)	(83)	(86,002)	159	(704,327)
OPERATIONAL EXPENSES / INCOME	**(1,495)**	**233,577**	**445,616**	**—**	**(57,305)**	**—**	**(683)**	**(36,866)**	**54,120**	**3,370**	**—**	**22,079**	**(15,817)**	**567,498**	**(668,322)**	**545,854**
INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT	**26,708**	**(9,524)**	**(5,184)**	**—**	**19,497**	**—**	**(818)**	**(16,822)**	**(16,220)**	**(738)**	**—**	**(1,663)**	**12,670**	**19,008**	**2,399**	**29,310**
NET INCOME continuing operations	**25,213**	**224,133**	**440,432**	**—**	**(37,808)**	**—**	**(1,501)**	**(53,691)**	**37,899**	**2,632**	**—**	**20,417**	**(3,147)**	**586,506**	**(665,923)**	**575,164**
NET INCOME discontinued operations	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**
NET INCOME	**25,213**	**224,133**	**440,432**	**—**	**(37,808)**	**—**	**(1,501)**	**(53,691)**	**37,899**	**2,632**	**—**	**20,417**	**(3,147)**	**586,506**	**(665,923)**	**575,164**
Attributed to shareholders of the parent company - continuing operations	25,213	224,133	440,432	—	(26,844)	—	(1,501)	(53,691)	37,899	2,632	—	20,417	(3,147)	586,506	(79,037)	586,506
Attributed to the controlling company's shareholders - discontinued operations	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Attributed to non-controlling shareholders - continuing operations	—	—	—	—	(10,964)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(378)	(11,342)
Attributed to non-controlling shareholders - discontinued operations	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
EBITDA continuing operations	**183,330**	**294,310**	**748,207**	**—**	**1,386**	**—**	**1,510**	**58,291**	**72,854**	**4,906**	**—**	**20,580**	**(25,948)**	**600,371**	**(660,967)**	**1,298,912**

ANEXO II - RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA > DRE POR EMPRESA ACUMULADO

R$'000

Income Statement 2025	GET		Distribuição	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Serviços	Wind Farms	FDA	Bela Vista	Small Assets	C. Oeste, Marumbi, Uirapuru	Comercialização	Holding	Elimination	Consolidated
	Geração	Transmissão														
NET OPERATING INCOME	**2,253,075**	**1,097,358**	**19,202,210**	**—**	**153,989**	**—**	**12,128**	**877,553**	**598,908**	**39,744**	**27,740**	**303,765**	**4,402,327**	**—**	**-2,851,941**	**26,116,856**
Electricity sales to final customers	—	—	6,357,195	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,576,328	—	-670	7,932,853
Electricity sales to distributors	2,207,918	—	404,765	—	153,762	—	—	869,214	598,889	39,744	27,740	—	2,799,232	—	-2,316,595	4,784,669
Use of the main distribution and transmission grid (TUSD/ TUST)	—	830,573	6,358,530	—	—	—	—	—	—	—	—	266,765	—	—	-481,202	6,974,666
Construction revenue	—	238,869	3,027,524	—	—	—	—	—	—	—	—	36,757	—	—	—	3,303,150
Fair value of assets from the indemnity for the concession	—	—	161,244	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	161,244
Sectoral assets and liabilities result	—	—	2,348,143	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2,348,143
Other operating revenues	45,157	27,916	544,809	—	227	—	12,128	8,339	19	—	—	243	26,767	—	-53,474	612,131
OPERATING COSTS AND EXPENSES	**-775,235**	**-599,212**	**-17,124,300**	**—**	**-94,480**	**—**	**-12,080**	**-547,304**	**-363,944**	**-24,164**	**-7,457**	**-68,663**	**-4,349,493**	**-178,118**	**2,832,608**	**-21,311,842**
Energy purchased for resale	-359,304	—	-8,595,124	—	-110	—	—	-93,493	-59,604	-5,885	-515	—	-4,310,141	—	2,313,398	-11,110,778
Charges of the main distribution and transmission grid	-297,887	—	-2,689,991	—	-25,371	—	—	-70,402	-149,977	-1,440	-2,186	—	—	—	481,720	-2,755,534
Personnel and management	-151,851	-128,204	-538,360	—	-5,288	—	-408	-10,851	-3,637	-389	—	-2,892	-20,839	-98,069	—	-960,788
Private pension and health plans	-36,166	-30,787	-153,082	—	-170	—	-76	-1,510	-518	-54	—	-326	-1,741	-10,117	—	-234,547
Materials and supplies	-8,582	-6,384	-65,226	—	-715	—	-47	-21,310	-1,652	-142	4	-291	-302	-3,414	—	-108,061
Third-party services	-79,545	-59,078	-865,301	—	-16,817	—	-5,215	-135,950	-24,418	-3,710	-1	-20,211	-4,064	-32,274	54,302	-1,192,282
Depreciation and amortization	-314,273	-19,206	-712,266	—	-32,565	—	-3,032	-276,725	-76,748	-11,402	-4,513	-223	-1,889	-4,160	-24,884	-1,481,886
Provisions and reversals	-9,745	-17,153	-243,696	—	—	—	-299	-663	-23	-570	100	4,754	-1,812	-5,104	3,424	-270,787
Construction cost	—	-199,180	-3,027,524	—	—	—	—	—	—	—	—	-46,059	—	—	—	-3,272,763
Other operating costs and expenses	482,118	-139,220	-233,730	—	-13,444	—	-3,003	63,600	-47,367	-572	-346	-3,415	-8,705	-24,980	4,648	75,584
EQUITY IN EARNINGS OF SUBSIDIARIES	**397,802**	**357,822**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**179,332**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**2,916,352**	**-3,611,311**	**239,997**
EARNINGS BEFORE INCOME TAXES	**1,875,642**	**855,968**	**2,077,910**	**—**	**59,509**	**—**	**48**	**509,581**	**234,964**	**15,580**	**20,283**	**235,102**	**52,834**	**2,738,234**	**-3,630,644**	**5,045,011**
FINANCIAL RESULTS	**-468,034**	**-382,539**	**-785,862**	**—**	**-62,923**	**—**	**-5,848**	**-46,169**	**10,806**	**8,586**	**115**	**-65,674**	**37,119**	**-37,929**	**—**	**-1,798,352**
Financial income	125,469	101,872	643,829	—	63,116	—	5,687	191,962	19,861	8,600	—	33,709	37,670	111,888	-5	1,343,658
Financial expenses	-593,503	-484,411	-1,429,691	—	-126,039	—	-11,535	-238,131	-9,055	-14	115	-99,383	-551	-149,817	5	-3,142,010
OPERATIONAL EXPENSES / INCOME	**1,407,608**	**473,429**	**1,292,048**	**—**	**-3,414**	**—**	**-5,800**	**463,412**	**245,770**	**24,166**	**20,398**	**169,428**	**89,953**	**2,700,305**	**-3,630,644**	**3,246,659**
INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT	**-87,501**	**-10,018**	**-219,541**	**—**	**1,165**	**—**	**-168**	**-93,760**	**-81,970**	**-4,171**	**-823**	**-36,575**	**-22,310**	**-30,589**	**8,643**	**-577,618**
NET INCOME FROM CONTINUING OPERATIONS	**1,320,107**	**463,411**	**1,072,507**	**—**	**-2,249**	**—**	**-5,968**	**369,652**	**163,800**	**19,995**	**19,575**	**132,853**	**67,643**	**2,669,716**	**-3,622,001**	**2,669,041**
NET INCOME FROM DISCONTINUED OPERATIONS	**18,898**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**18,898**	**-18,898**	**18,898**
NET INCOME	**1,339,005**	**463,411**	**1,072,507**	**—**	**-2,249**	**—**	**-5,968**	**369,652**	**163,800**	**19,995**	**19,575**	**132,853**	**67,643**	**2,688,614**	**-3,640,899**	**2,687,939**
Attributed to shareholders of the parent company - continuing operations	1,320,107	463,411	1,072,507	—	-1,574	—	-5,968	369,652	163,800	19,995	19,575	132,853	67,643	2,669,716	-3,622,001	2,669,716
Attributed to shareholders of the parent company - descontinued operations	18,898	—	—	—		—		—			—	—	—	18,898	-18,898	18,898
Attributed to non-controlling shareholders - continuing operations	—	—	—	—	-675	—		—			—	—	—	—	—	-675
EBITDA continuing operations	**2,189,915**	**875,174**	**2,790,176**	**—**	**92,074**	**—**	**3,080**	**786,306**	**311,712**	**26,982**	**24,796**	**235,325**	**54,723**	**2,742,394**	**-3,605,760**	**6,526,897**

Income Statement 2024	GET		Distribuição	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Serviços	Parques Eólicos	FDA	Bela Vista	C. Oeste, Marumbi, Uirapuru	Small Assets	MSG	Mercado Livre	Holding	Elimination	Consolidated
	Geração	Transmissão															
NET OPERATING INCOME	**2,140,091**	**1,058,810**	**17,030,454**	**562,129**	**91,418**	**—**	**6,333**	**694,437**	**560,074**	**35,834**	**—**	**—**	**91,424**	**3,568,463**	**—**	**-3,188,432**	**22,651,036**
Electricity sales to final customers	—	—	6,554,157	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,902,157	—	-1,324	8,454,990
Electricity sales to distributors	2,089,599	—	94,923	—	90,944	—	—	688,627	560,064	35,834	—	—	—	1,663,023	—	-2,102,387	3,120,628
Use of the main distribution and transmission grid (TUSD/ TUST)	—	916,243	6,520,003	—	—	—	—	—	—	—	—	—	83,776	—	—	-471,986	7,048,036
Construction revenue	—	115,891	2,427,298	13,618	—	—	—	—	—	—	—	—	7,620	—	—	-13,619	2,550,809
Fair value of assets from the indemnity for the concession	—	—	82,424	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	82,424
Distribution of piped gas	—	—	—	548,511	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	-548,511	—
Sectoral assets and liabilities result	—	—	838,280	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	838,280
Other operating revenues	50,492	26,676	513,369	—	474	—	6,333	5,810	9	—	—	—	28	3,283	—	-50,605	555,869
OPERATING COSTS AND EXPENSES	**-1,274,046**	**-288,076**	**-15,048,162**	**-503,515**	**-102,299**	**-44,679**	**-7,129**	**-605,320**	**-354,251**	**-22,151**	**—**	**—**	**-18,454**	**-3,553,557**	**-253,352**	**3,206,939**	**-18,867,990**
Energy purchased for resale	-115,304	—	-7,308,796	—	-10,698	—	—	-55,266	-10,066	-4,354	—	—	—	-3,524,688	—	2,104,278	-8,924,895
Charges of the main distribution and transmission grid	-355,610	—	-2,729,154	—	-24,833	-18,392	—	-66,944	-158,426	-1,379	—	—	—	—	—	489,250	-2,865,490
Personnel and management	-192,129	-140,359	-636,853	-33,621	-5,480	-3,124	-264	-15,041	-2,116	-571	—	—	-682	-14,462	-73,838	36,744	-1,081,797
Private pension and health plans	-43,577	-31,938	-168,977	-4,083	-173	-364	-45	-2,248	-318	-85	—	—	-104	-1,737	-10,149	4,447	-259,352
Materials	-10,208	-5,638	-63,492	-416	-681	-18	-16	-2,959	-1,553	-204	—	—	-72	-114	-1,946	442	-86,882
Raw material and supplies - energy production	-936	—	—	—	—	-944	—	—	—	—	—	—	—	—	—	944	-936
Natural gas and supplies for gas business	—	—	—	-397,554	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	397,554	—
Third-party services	-94,349	-53,830	-719,122	-10,650	-16,845	-9,842	-3,951	-134,210	-35,633	-3,446	—	—	-7,650	-4,603	-47,658	67,697	-1,074,308
Depreciation and amortization	-379,870	-17,025	-592,226	-27,146	-32,333	-10,316	-2,788	-276,172	-119,234	-11,393	—	—	-44	-1,746	-3,245	8,064	-1,465,478
Provisions and reversals	-60,626	-22,088	-243,470	-7,541	—	-176	-147	-953	-7	-38	—	—	-1,754	-780	-83,596	75,994	-345,102
Construction cost	—	-88,565	-2,427,298	-13,618	—	—	—	—	—	—	—	—	-7,044	—	—	13,618	-2,522,908
Other operating costs and expenses	-21,437	71,367	-158,775	-8,887	-11,256	-1,503	82	-51,527	-26,899	-681	—	—	-1,104	-5,427	-32,919	7,907	-240,842
EQUITY IN EARNINGS OF SUBSIDIARIES	**82,766**	**340,016**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**-23,053**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**2,512,087**	**-2,630,613**	**281,202**
EARNINGS BEFORE INCOME TAXES	**948,811**	**1,110,750**	**1,982,291**	**58,613**	**-10,881**	**-44,679**	**-796**	**66,048**	**205,821**	**13,683**	**—**	**—**	**72,969**	**14,906**	**2,258,736**	**-2,612,106**	**4,064,248**
FINANCIAL RESULTS	**-316,747**	**-217,679**	**-525,920**	**-10,608**	**-124,476**	**-4,372**	**-1,621**	**-108,525**	**26,763**	**4,473**	**—**	**—**	**6,570**	**40,488**	**63,828**	**10,806**	**-1,157,014**
Financial income	131,051	81,741	516,031	29,114	32,223	1,068	3,285	133,184	28,941	4,428	—	—	8,636	40,813	211,411	-37,149	1,184,779
Financial expenses	-447,798	-299,420	-1,041,951	-39,721	-156,699	-5,440	-4,906	-241,709	-2,178	45	—	—	-2,065	-325	-147,583	47,955	-2,341,793
OPERATIONAL EXPENSES / INCOME	**632,064**	**893,071**	**1,456,371**	**48,006**	**-135,357**	**-49,051**	**-2,417**	**-42,473**	**232,584**	**18,156**	**—**	**—**	**79,540**	**55,394**	**2,322,564**	**-2,601,300**	**2,907,234**
INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT	**-95,426**	**-96,092**	**-322,349**	**-17,301**	**46,029**	**—**	**-1,935**	**-64,387**	**-76,873**	**-2,628**	**—**	**—**	**-5,742**	**-11,310**	**23,377**	**25,205**	**-599,435**
NET INCOME continuing operations	**536,638**	**797,059**	**1,134,022**	**30,705**	**-89,328**	**-49,051**	**-4,352**	**-106,863**	**155,710**	**15,528**	**—**	**—**	**73,799**	**44,084**	**2,345,941**	**-2,576,095**	**2,307,799**
NET INCOME discontinued operations	**-11,586**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**463,690**	**39,467**	**491,571**
NET INCOME	**525,052**	**797,059**	**1,134,022**	**30,705**	**-89,328**	**-49,051**	**-4,352**	**-106,863**	**155,710**	**15,528**	**—**	**—**	**73,799**	**44,084**	**2,809,631**	**-2,536,628**	**2,799,370**
Attributed to shareholders of the parent company - continuing operations	536,638	797,059	1,134,022	—	-62,528	—	-4,352	-106,863	155,710	15,528	—	—	73,799	44,084	2,334,356	-2,571,512	2,345,941
Attributed to the controlling company's shareholders - discontinued operations	-11,586		—	15,660	—	-39,829	—	—	—	—	—	—	—	—	475,275	24,171	463,690
Attributed to non-controlling shareholders - continuing operations	—	—	—	—	-26,800	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	-26,800
Attributed to non-controlling shareholders - discontinued operations	—	—	—	15,045	—	-9,222	—	—	—	—	—	—	—	—	—	10,715	16,539
EBITDA continuing operations	**1,328,681**	**1,127,775**	**2,574,517**	**85,759**	**21,452**	**-34,363**	**1,992**	**342,224**	**325,055**	**25,076**	**—**	**—**	**73,013**	**16,652**	**2,261,981**	**-2,620,170**	**5,529,726**

EXHIBIT II- RESULT BY SUBSIDIARY > ASSETS BY COMPANY

R$'000

Assets - December 2025	Geração e Transmissão	Distribuição	Elejor	Serviços	Parques Eólicos	FDA	Bela Vista	Pequenos Ativos Mantidos para Venda	Costa Oeste, Marumbi, MSG, Uirapuru	Comercialização	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
CURRENT	**2,203,447**	**5,470,404**	**115,667**	**109,130**	**1,413,272**	**226,452**	**77,976**	**392,470**	**392,470**	**908,825**	**1,892,784**	**-1,928,773**	**10,881,654**
Cash and cash equivalents	798,150	400,104	79,782	106,241	1,062,228	135,558	72,625	244,348	244,348	192,790	38,537	—	3,130,363
Bonds and securities	—	—	413	389	—	—	—	—	—	—	93	—	895
Collaterals and escrow accounts	—	9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	9
Customers	380,232	3,352,890	16,666	1,088	207,698	73,688	3,953	46,159	46,159	438,530	—	-219,947	4,300,957
Dividends receivable	316,490	—	—	—	74,126	—	—	—	—	—	1,407,012	-1,656,331	141,297
Sectorial financial assets	—	400,463	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	400,463
Account receivable related to concession	12,867	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	12,867
Contract Assets	296,863	—	—	—	—	—	—	95,731	95,731	—	—	—	392,594
Fair value in energy purchase and sale operation	—	—	—	—	—	—	—	—	—	263,645	—	—	263,645
Other current receivables	112,692	566,598	5,326	1	6,566	14,763	—	2,446	2,446	889	345,002	-4,197	1,050,086
Inventories	35,296	136,475	1,591	—	34	2	—	—	—	—	—	—	173,398
Income tax and social contribution	189,767	155,526	9,035	1,382	48,802	754	1,317	3,452	3,452	12,665	80,125	—	502,825
Other current recoverable taxes	12,467	412,289	—	29	136	922	—	5	5	190	68	—	426,106
Prepaid expenses	7,425	37,905	2,854	—	11,012	765	81	329	329	116	485	—	60,972
Related parties	16,021	8,145	—	—	2,670	—	—	—	—	—	21,462	-48,298	—
Assets held for sale	25,177	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	25,177
NON-CURRENT	**24,324,348**	**19,177,166**	**602,200**	**22,367**	**7,583,103**	**2,204,403**	**173,745**	**3,759,934**	**3,759,934**	**650,936**	**23,902,068**	**-32,867,468**	**49,532,802**
Long Term Assets	**6,671,106**	**7,176,946**	**134,978**	**19,825**	**700,670**	**56,006**	**—**	**3,758,611**	**3,758,611**	**639,830**	**287,037**	**-379,670**	**19,065,339**
Bonds and securities	190,081	3,260	—	—	372,855	20,054	—	104,636	104,636	—	—	—	690,886
Other temporary investments	—	—	—	19,753	—	—	—	—	—	—	10,874	—	30,627
Customers	5,135	155,712	1,342	—	—	—	—	—	—	—	—	—	162,189
Judicial deposits	42,690	189,863	—	72	5,333	—	—	554	554	17,695	117,742	—	373,949
Sectoral financial assets	—	400,463	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	400,463
Account receivable related to concession	911,025	3,679,554	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4,590,579
Contract Assets	4,783,184	824,829	—	—	—	—	—	3,646,014	3,646,014	—	—	-51,615	9,202,412
Fair value in the purchase and sale of power	—	—	—	—	—	—	—	—	—	597,856	—	—	597,856
Other non-current receivables	637,087	116,176	6,552	—	—	34,449	—	—	—	—	32	—	794,296
Income tax and social contribution	5,645	65,069	—	—	—	—	—	7,283	7,283	24,279	313	—	102,589
Deferred income tax and social contribution	—	756,060	120,726	—	—	—	—	—	—	—	114,618	—	991,404
Other non-current recoverable taxes	96,259	985,960	—	—	278	1,503	—	124	124	—	43,458	—	1,127,582
Prepaid expenses	—	—	507	—	—	—	—	—	—	—	—	—	507
Related parties	—	—	5,851	—	322,204	—	—	—	—	—	—	-328,055	—
Investments	10,563,822	441	—	—	2,592,889	—	—	—	—	—	23,589,425	-33,897,575	2,849,002
Property, plant and equipment, net	3,134,349	—	304,754	774	4,228,477	298,786	169,356	670	670	1,025	7,361	—	8,145,552
Intangible assets	**3,878,466**	**11,868,128**	**162,030**	**1,768**	**16,108**	**1,849,570**	**4,389**	**43**	**43**	**5,816**	**10,514**	**1,409,777**	**19,206,609**
Right to use an asset	**76,605**	**131,651**	**438**	**—**	**44,959**	**41**	**—**	**610**	**610**	**4,265**	**7,731**	**—**	**266,300**
TOTAL	26,527,795	24,647,570	717,867	131,497	8,996,375	2,430,855	251,721	4,152,404	4,152,404	1,559,761	25,794,852	-34,796,241	60,414,456

EXHIBIT II- RESULT BY SUBSIDIARY > ASSETS BY COMPANY

Assets - December 2024	Geração e Transmissão	Distribuição	Elejor	Serviços	Parques Eólicos	FDA	Bela Vista	Pequenos Ativos Mantidos para Venda	Costa Oeste, Marumbi, Uirapuru	Comercialização	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
CURRENT	**3,478,566**	**6,769,769**	**124,996**	**48,889**	**1,119,399**	**146,365**	**60,415**	**—**	**106,589**	**916,049**	**3,264,842**	**-2,994,084**	**13,041,808**
Cash and cash equivalents	511,790	1,734,522	97,082	42,389	976,985	61,545	55,027	—	77,509	324,750	280,340	-13	4,161,939
Bonds and securities	—	—	—	528	—	—	—	—	—	—	95	—	623
Collaterals and escrow accounts	—	9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	9
Customers	379,135	3,267,284	10,752	3,795	94,192	76,636	4,118	—	8,750	348,795	—	-230,755	3,962,702
Dividends receivable	153,322	—	—	—	8,393	—	—	—	—	—	2,644,431	-2,723,868	82,278
Sectorial financial assets	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Account receivable related to concession	10,609	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	10,609
Contract Assets	265,846	—	—	—	—	—	—	—	18,050	—	—	—	283,896
Fair value in energy purchase and sale operation	—	—	—	—	—	—	—	—	—	217,350	—	—	217,350
Other current receivables	90,679	541,676	3,210	74	4,081	6,595	—	—	549	8,561	301,929	-7,680	949,674
Inventories	39,204	95,620	1,299	—	—	—	—	—	201	—	—	—	136,324
Income tax and social contribution	108,582	101,406	10,831	2,035	25,089	134	907	—	1,408	13,387	32,349	—	296,128
Other current recoverable taxes	10,626	979,880	—	—	79	1,035	8	—	—	2,990	—	—	994,618
Prepaid expenses	9,288	42,066	1,822	68	7,910	420	355	—	122	216	944	—	63,211
Related parties	17,664	7,306	—	—	2,670	—	—	—	—	—	4,754	-31,773	621
Assets held for sale	1,881,821	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	5	1,881,826
NON-CURRENT	**22,800,216**	**16,797,534**	**623,724**	**100,266**	**7,961,803**	**2,279,634**	**184,758**	**—**	**508,081**	**531,034**	**23,164,334**	**-30,609,036**	**44,342,348**
Long Term Assets	**6,186,586**	**6,847,655**	**132,366**	**15,084**	**747,628**	**54,415**	**—**	**—**	**507,812**	**520,427**	**708,857**	**-405,709**	**15,315,121**
Bonds and securities	149,368	3,159	—	—	353,801	17,941	—	—	4,816	—	—	—	529,085
Other temporary investments	—	—	—	14,709	—	—	—	—	—	—	15,894	—	30,603
Customers	—	116,180	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	116,180
Judicial deposits	49,775	190,181	—	72	484	—	—	—	242	16,933	136,677	—	394,364
Sectoral financial assets	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Account receivable related to concession	886,620	2,610,731	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3,497,351
Contract Assets	4,729,547	1,701,448	—	—	—	—	—	—	502,754	—	—	-6,739	6,927,010
Fair value in energy purchase and sale operation	—	—	—	—	—	—	—	—	—	479,938	—	—	479,938
Other non-current receivables	276,590	65,322	6,954	—	—	34,860	—	—	—	—	298,120	—	681,846
Income tax and social contribution	1,819	59,940	—	—	—	—	—	—	—	22,780	79,504	—	164,043
Deferred income tax and social contribution	—	918,078	119,561	—	—	—	—	—	—	—	136,536	—	1,174,175
Other non-current recoverable taxes	92,867	1,182,616	—	303	224	1,614	—	—	—	776	42,126	—	1,320,526
Prepaid expenses	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Related parties	—	—	5,851	—	393,119	—	—	—	—	—	—	-398,970	—
Investments	**10,104,390**	**442**	**—**	**—**	**2,698,722**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**22,431,868**	**-31,657,485**	**3,577,937**
Property, plant and equipment, net	**3,160,968**	**—**	**317,388**	**80,590**	**4,462,640**	**306,000**	**180,931**	**—**	**230**	**702**	**7,248**	**—**	**8,516,697**
Intangible assets	**3,260,920**	**9,788,358**	**173,337**	**901**	**8,811**	**1,918,982**	**3,827**	**—**	**39**	**5,731**	**8,546**	**1,454,158**	**16,623,610**
Right to use an asset	**87352**	**161079**	**633**	**3691**	**44002**	**237**	**0**	**0**	**0**	**4174**	**7815**	**0**	**308983**
TOTAL	26,278,782	23,567,303	748,720	149,155	9,081,202	2,425,999	245,173	—	614,670	1,447,083	26,429,176	-33,603,120	57,384,156

EXHIBIT II- RESULT BY SUBSIDIARY > LIABILITIES BY COMPANY

R$'000

Liabilities - December 2025	Geração e Transmissão	Distribuição	Elejor	Serviços	Parques Eólicos	FDA	Bela Vista	Pequenos Ativos Mantidos para Venda	Costa Oeste, Marumbi, MSG, Uirapuru	Comercialização	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
CURRENT	**2,401,861**	**5,930,203**	**114,524**	**4,264**	**950,807**	**160,366**	**6,378**	**—**	**180,253**	**861,454**	**2,384,206**	**-1,932,001**	**11,062,317**
Social charges and accruals	87,450	192,216	522	—	—	—	—	—	11	5,853	24,721	—	310,773
Associated companies and parent company	15,703	21,396	—	107	8,995	1,316	109	—	829	531	2,442	-51,428	—
Suppliers	335,630	2,404,261	4,708	1,402	66,863	25,144	677	—	9,350	429,427	6,447	-224,242	3,059,667
Income Tax and Social Contribution payable	—	—	—	—	19,879	59,318	571	—	903	—	1,204	—	81,875
Other taxes	128,904	505,286	1,589	538	7,571	4,722	165	—	3,216	7,632	17,650	—	677,273
Loans and financing	78,240	3,225	—	—	131,328	—	—	—	5,034	—	—	—	217,827
Debentures	809,329	882,141	—	1,554	59,765	—	—	—	97,749	—	—	—	1,850,538
Dividends payable	798,299	467,500	—	—	148,943	38,903	4,749	—	59,614	138,323	2,325,889	-1,656,331	2,325,889
Post employment benefits	31,634	82,036	—	—	—	—	—	—	—	240	4,944	—	118,854
Customer charges due	12,559	47,125	—	—	—	—	—	—	424	—	—	—	60,108
Research and development and energy efficiency	3,442	83,811	194	—	—	9,218	—	—	2,579	—	—	—	99,244
Payables related to concession	29,212	—	105,213	—	—	12,780	—	—	—	—	—	—	147,205
Sectorial financial liabilities	—	883,990	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	883,990
Other accounts payable	12,753	43,746	297	—	612	43	—	—	337	217	736	—	58,741
Fair value in energy purchase and sale operations	—	—	—	—	—	—	—	—	—	262,821	—	—	262,821
Other bills to pay	58,706	194,190	2,001	663	506,851	8,922	107	—	207	16,410	173	—	788,232
PIS and Cofins to be refunded to consumers	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Provision for allocation of Pis and Cofins credits	—	119,280	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	119,280
Provisions for litigation	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Liabilities associated with assets held for sale	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**
NON-CURRENT	9,021,275	10,761,677	730,149	69,757	2,819,632	70,132	4,705	—	2,019,296	385,583	280,627	97,328	26,260,161
Social accruals	548	693	—	—	—	—	—	—	—	351	3,172	—	4,764
Associated companies and parent company	—	—	—	—	318,973	—	—	—	—	—	5,851	-324,824	—
Suppliers	133,541	—	1	—	2	—	—	—	—	—	—	—	133,544
Deferred income tax and social contribution	1,401,178	—	1,935	—	58,981	8,157	2,475	—	265,061	109,442	—	135,367	1,982,596
Tax liabilities	—	239,452	—	—	-2	—	—	—	-2	—	—	—	239,448
Loans and financing	446,580	749,299	—	—	1,943,583	—	—	—	11,130	—	—	—	3,150,592
Debentures	5,380,839	7,350,547	—	69,757	307,032	—	—	—	1,688,211	—	—	—	14,796,386
Post-employment benefits	426,811	894,251	—	—	—	—	—	—	—	2,158	36,083	—	1,359,303
Research and development and energy efficiency	—	304,115	—	—	—	3,193	—	—	4,547	—	—	—	311,856
Payables related to the concession	175,619	—	724,721	—	—	58,782	—	—	—	—	—	—	959,122
Sectorial financial liabilities	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Lease liability	72,515	99,711	207	—	49,101	—	—	—	375	4,506	7,806	—	234,221
Other payables	54,915	27,785	—	—	140,139	—	1	—	1,231	—	89,106	-88,761	268,621
Fair value in energy purchase and sale operation	—	—	—	—	—	—	—	—	—	268,621	—	—	224,415
PIS/Cofins to be refunded to consumers	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Provision for allocation of PIS and COFINS	—	661,273	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	661,273
Provisions for litigation	928,729	434,551	3,285	—	1,823	—	2,229	—	48,743	505	138,609	375,546	1,934,020
EQUITY	**15,104,658**	**7,955,689**	**-126,806**	**57,476**	**5,225,936**	**2,200,357**	**240,638**	**—**	**1,952,855**	**312,722**	**23,130,019**	**-32,961,568**	**23,091,978**
Attributable to controlling shareholders	**15,104,658**	**7,955,689**	**-126,806**	**57,476**	**5,225,936**	**2,200,357**	**240,638**	**—**	**1,952,855**	**312,722**	**23,130,019**	**-32,923,527**	**23,130,019**
Capital	6,842,757	5,372,206	35,503	78,785	4,878,189	2,009,509	223,913	1	1,410,124	237,210	12,821,758	-21,088,197	12,821,758
Advance for Future Capital Increase	550,177	613	—	—	37,616	—	—	—	4,700	530	—	-593,636	—
Capital reserves	1,755	2,474	—	—	—	—	—	—	—	1,198	18,638	-5,427	18,638
Asset valuation adjustments	417,472	-112,082	3,755	323	—	—	—	—	—	67	287,992	-309,536	287,992
Treasury shares	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	-113,389	—	-113,389
Legal Reserves	1,117,764	445,527	—	—	69,833	74,140	2,479	—	62,564	33,657	1,900,541	-1,805,965	1,900,541
Profit retention reserve	6,095,287	2,198,738	—	—	320,557	—	—	—	348,018	1,900	8,214,479	-8,964,500	8,214,479
Additional proposed dividends	79,446	48,213	—	—	254,874	116,708	14,246	—	127,449	38,160	—	-679,096	—
Accumulated profit	—	—	-166,064	-21,632	-335,133	—	—	-1	—	—	—	522,830	—
Attributable to noncontrolling interests	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**-38,041**	**-38,041**
TOTAL	**26,527,794**	**24,647,569**	**717,867**	**131,497**	**8,996,375**	**2,430,855**	**251,721**	**—**	**4,152,404**	**1,559,759**	**25,794,852**	**-34,796,241**	**60,414,456**

EXHIBIT II- RESULT BY SUBSIDIARY > LIABILITIES BY COMPANY

R$'000

Liabilities - December 2024	Geração e Transmissão	Distribuição	Elejor	Serviços	Parques Eólicos	FDA	Bela Vista	Pequenos Ativos Mantidos para Venda	Costa Oeste, Marumbi, Uirapuru	Comercialização	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
CURRENT	**5,107,929**	**5,979,105**	**114,110**	**11,151**	**655,489**	**153,433**	**5,495**	**—**	**29,975**	**878,302**	**404,699**	**-2,997,303**	**10,342,380**
Social charges and accruals	119,712	265,757	381	—	—	—	—	—	—	4,447	20,805	—	411,102
Associated companies and parent company	10,810	11,482	—	160	9,617	520	141	—	162	368	1,690	-34,954	—
Suppliers	319,382	1,792,275	3,857	9,345	56,148	21,547	718	—	5,323	350,946	3,362	-238,481	2,324,423
Income Tax and Social Contribution payable	—	—	—	457	9,548	72,506	368	—	602	—	—	—	83,482
Other taxes	24,925	252,462	736	-24	7,382	5,255	177	—	362	10,462	614	—	302,345
Loans and financing	1,097,232	2,971	—	—	126,082	—	—	—	4,921	—	—	—	1,231,205
Debentures	1,056,707	908,720	—	1,192	58,491	—	—	—	—	—	—	—	2,025,110
Dividends payable	1,699,433	663,654	—	—	21,710	36,982	3,688	—	17,527	280,873	3,881	-2,723,868	3,878
Post employment benefits	24,557	66,352	—	—	—	—	—	—	—	126	4,348	—	95,383
Customer charges due	19,940	23,598	—	—	—	855	—	—	432	—	—	—	44,825
Research and development and energy efficiency	13,567	161,074	104	—	—	3,827	—	—	577	—	—	—	179,149
Payables related to concession	4,686	—	106,333	—	—	2,073	—	—	—	—	—	—	113,092
Sectorial financial liabilities	—	935,322	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	935,322
Other accounts payable	13,697	41,959	284	21	571	186	—	—	—	180	604	—	57,502
Fair value in energy purchase and sale operations	—	—	—	—	—	—	—	—	—	214,955	—	—	214,955
Other bills to pay	161,869	273,479	2,415	—	365,940	9,682	403	—	69	15,945	369,395	—	1,199,195
PIS and Cofins to be refunded to consumers	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Provision for allocation of Pis and Cofins credits	—	580,000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	580,000
Provisions for litigation	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Liabilities associated with assets held for sale	**541,412**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**541,412**
NON-CURRENT	6,931,440	9,922,614	760,549	74,733	3,145,692	86,162	3,221	—	38,653	280,153	349,759	-188,137	21,404,841
Social accruals	—	30	—	—	—	—	—	—	—	—	427	—	457
Associated companies and parent company	—	—	—	—	389,891	—	—	—	—	—	5,851	-395,742	—
Suppliers	142,376	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	142,380
Deferred income tax and social contribution	1,445,182	—	1,222	802	33,343	10,513	1,679	—	18,752	102,398	—	281,567	1,895,459
Tax liabilities	—	291,195	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	291,195
Loans and financing	566,724	750,733	—	—	2,054,424	—	—	—	15,708	—	—	—	3,387,589
Debentures	3,892,598	6,205,483	—	69,701	434,474	—	—	—	—	—	—	—	10,602,255
Post-employment benefits	304,420	718,933	—	—	—	—	—	—	—	2,342	37,631	—	1,063,326
Research and development and energy efficiency	—	234,277	—	—	—	6,488	—	—	529	—	—	—	241,294
Payables related to the concession	167,478	—	755,649	—	—	69,125	—	—	—	—	—	—	992,252
Sectorial financial liabilities	—	142,488	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	142,488
Lease liability	80,058	127,277	393	3,861	47,308	36	—	—	—	4,311	7,761	—	271,004
Other payables	—	—	—	—	—	—	—	—	—	170,837	—	—	170,837
Fair value in energy purchase and sale operation	53,364	6,275	—	369	184,203	—	—	—	—	—	90,966	-88,156	247,021
PIS/Cofins to be refunded to consumers	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Provision for allocation of PIS and COFINS	—	1,000,588	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,000,588
Provisions for litigation	279,240	445,335	3,285	—	2,049	—	1,542	—	3,664	265	207,123	14,194	956,696
EQUITY	**14,239,413**	**7,665,584**	**-125,940**	**63,269**	**5,280,029**	**2,186,404**	**236,456**	**—**	**546,039**	**288,627**	**25,674,718**	**-30,417,680**	**25,636,935**
Attributable to controlling shareholders	**14,239,413**	**7,665,584**	**-125,940**	**63,269**	**5,280,029**	**2,186,404**	**236,456**	**—**	**546,039**	**288,627**	**25,674,718**	**-30,379,897**	**25,674,718**
Capital	6,242,757	5,372,206	35,503	78,785	5,186,230	2,009,509	223,913	—	275,161	237,210	12,821,758	-19,661,293	12,821,758
Advance for Future Capital Increase	600,000	—	—	—	3,000	—	—	—	—	—	—	-603,000	—
Capital reserves	—	166	—	—	—	—	—	—	—	—	5,595	-166	5,595
Asset valuation adjustments	537,346	-420	2,372	148	—	—	—	—	—	-137	517,408	-539,309	517,408
Treasury shares	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	-50,044	—	-50,044
Legal Reserves	1,027,643	391,901	—	—	53,090	65,950	1,479	—	31,639	30,275	1,766,110	-1,601,979	1,766,110
Profit retention reserve	5,239,801	1,778,071	—	—	343,425	—	—	—	186,658	—	9,363,866	-7,547,951	9,363,866
Additional proposed dividends	591,866	123,660	—	—	41,574	110,945	11,064	—	52,581	21,279	1,250,025	-952,968	1,250,025
Accumulated profit	—	—	-163,815	-15,664	-347,290	—	—	—	—	—	—	526,769	—
Attributable to noncontrolling interests	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**-37,783**	**-37,783**
TOTAL	26,278,782	23,567,303	748,719	149,153	9,081,210	2,425,999	245,172	—	614,667	1,447,082	26,429,176	-33,603,120	57,384,156

EXHIBIT III - ENERGY MARKET> DISTRIBUTION AND TOTAL MARKET

Copel's Total Market	Number of Customers / Agreements			Energy Sold (GWh)					
	dez/25	dez/24	Δ%	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
Copel DIS	**5,279,347**	**5,184,588**	**1.8**	**6,313**	**5,890**	**7.2**	**24,421**	**23,483**	**4.0**
Captive Market	5,279,053	5,184,322	1.8	5,016	5,275	-4.9	20,066	21,285	-5.7
Concessionaries and Licensees	2	2	—	8	13	-38.5	35	79	-55.7
CCEE (Assigments MCSD EN)	292	264	10.6	556	532	4.5	1,695	1,196	41.7
CCEE (MVE)	—	—	—	—	—	—	—	—	—
CCEE (MCP) 2	—	—	—	733	70	947.1	2,625	923	184.4
Copel GeT	**388**	**568**	**-31.7**	**3,569**	**3,761**	**-5.1**	**15,659**	**16,078**	**-2.6**
CCEAR (Copel DIS)	3	4	-25.0	45	33	36.4	161	127	26.8
CCEAR (other concessionaries)	64	119	-46.2	424	609	-30.4	2,028	2,345	-13.5
Bilateral Agreements (Copel Mercado Livre)	316	441	-28.3	3,061	3,039	0.7	13,148	13,053	0.7
Bilateral Agreements 1	5	4	25.0	720	35	1,957.1	1,476	167	783.8
CCEE (MCP) 2	—	—	—	-681	45	-1,613.3	-1,154	386	-399.0
Wind Farms Complex	**703**	**624**	**12.7**	**1,149**	**1,238**	**-7.2**	**4,772**	**4,526**	**5.4**
CCEAR (Copel DIS)	19	19	—	35	32	9.4	135	128	5.5
CCEAR (other concessionaries)	654	580	12.8	688	655	5.0	2,685	2,507	7.1
CER	10	10	—	230	230	—	913	924	-1.2
Bilateral Agreements (Copel Mercado Livre)	5	4	25.0	112	137	-18.2	518	453	14.3
Bilateral Agreements	15	11	36.4	183	164	11.6	660	583	13.2
CCEE (MCP) 2	—	—	—	-99	20	-595.0	-139	-69	101.4
Copel Mercado Livre	**1,763**	**1,698**	**3.8**	**7,035**	**5,095**	**38.1**	**27,563**	**22,478**	**22.6**
Free Customers	1,537	1,529	62.4	2,638	2,583	2.1	9,902	10,565	-6.3
CCEAR (other concessionaries)	30	—	—	96	—	—	293	—	—
Bilateral Agreements (Group Companies)	15	7	114.3	485	216	124.5	1,993	820	143.0
Bilateral Agreements	181	162	11.7	3,824	2,253	69.7	15,264	10,926	39.7
CCEE (MCP) 2	—	—	—	-8	43	-118.6	111	167	-33.5
Total Copel	**5,282,201**	**5,187,478**	**1,8**	**18,066**	**15,984**	**13.0**	**72,415**	**66,565**	**8.8**
Eliminations (operations with Group companies)				**3,738**	**3,457**	**8.1**	**15,955**	**14,581**	**9.4**
Total Consolidated Copel				**14,328**	**12,527**	**14.4**	**56,460**	**51,984**	**8.6**

Note: Not considering the energy from MRE (Energy Relocation Mechanism).

[1] Includes Short Term Sales Agreements and CBR

[2] Negative values mean that there were more purchases than sales.

CCEE: Electric Power Trade Chamber / CCEAR: Energy Purchase Agreements in the Regulated Market / MCP: Short Term Market / CER: Agreements Reserve Energy / MCSD EN - Mechanism for Compensation of Surpluses and Deficits of New Energy / MVE - MVE - Sale of energy to the free market through the Surplus Selling Mechanism.

Copel's Dis Market	Number of Customers			Consumed Energy (GWh)					
	dez/25	dez/24	Δ%	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
Residential	**4,417,897**	**4,300,335**	**2.7**	**2,556**	**2,510**	**1.8**	**10,108**	**9,887**	**2.2**
Industrial	**39,167**	**68,970**	**(43.2)**	**3,245**	**3,294**	**(1.5)**	**12,973**	**12,790**	**1.4**
Captive	36,610	67,041	(45.4)	272	403	(32.6)	1,252	1,718	(27.1)
Free	2,557	1,929	32.6	2,973	2,891	2.8	11,721	11,071	5.9
Commercial	**464,590**	**448,388**	**3.6**	**1,897**	**1,846**	**2.8**	**7,425**	**7,344**	**1.1**
Captive	460,946	445,899	3.4	1,127	1,195	(5.7)	4,442	4,782	(7.1)
Free	3,644	2,489	46.4	770	651	18.3	2,983	2,562	16.4
Rural	**306,468**	**314,623**	**(2.6)**	**676**	**665**	**1.7**	**2,695**	**2,721**	**(1.0)**
Captive	306,289	314,508	(2.6)	612	605	1.1	2,426	2,507	(3.2)
Free	179	115	55.7	65	60	7.9	269	214	25.7
Others	**58,150**	**56,908**	**2.2**	**624**	**660**	**(5.4)**	**2,501**	**2,566**	**(2.5)**
Captive	57,311	56,539	1.4	449	561	(20.0)	1,838	2,391	(23.1)
Free	839	369	127.4	175	99	—	662	175	—
Total Captive Market	**5,279,053**	**5,184,322**	**1.8**	**5,016**	**5,275**	**(4.9)**	**20,066**	**21,285**	**(5.7)**
Total Free Market	**7,219**	**4,902**	**47.3**	**3,984**	**3,701**	**7.6**	**15,636**	**14,022**	**11.5**
Supply to Concessionaries	**7**	**7**	**—**	**254**	**250**	**1.5**	**1,022**	**1,002**	**2.0**
Total Grid Market	**5,286,279**	**5,189,231**	**1.9**	**9,253**	**9,226**	**0.3**	**36,724**	**36,309**	**1.1**
Micro and Mini Distributed Energy Generation	**528,496**	**411,888**	**28.3**	**(984)**	**(755)**	**30.4**	**(3,421)**	**(2,614)**	**30.9**
Offset Energy from Distributed Generation II and III				**365**	**171**	**113.5**	**1,130**	**385**	**193.6**
Total Billed Market				**8,635**	**8,642**	**(0.1)**	**34,433**	**34,080**	**1.0**

EXHIBIT III - ENERGY MARKET> TARIFFS

Supply Tariff (R$/MWh)	2025 Amount Average MW	2025 Price (R$)[1]	Product Class*	Validity*	
Copel Geração e Transmissão					
Auction CCEAR 2011 - 2040 (HPP Mauá)	192	315.71	SP100/SP92	01.07.2020	31.12.2040
Auction - CCEAR 2024 - 2053 (SHP Bela Vista)	15	274.80		01.01.2024	12.31.2053
Copel Distribuição					
Concession holders in the State of Paraná	24	305.74			
Total / Tariff Weighted Average Supply	**231**	**312.02**			

Contains PIS and COFINS. Net of ICMS.

*GSF renegotiation

Purchase Tariff - Copel Distribuição (R$/MWh)	Amount Average MW	Dec/25	Dec/24	Δ%
Itaipu [1]	480.5	206.37	217.71	-5.2%
Auction – CCEAR 2010 – H30	74.5	329.88	313.22	5.3%
Auction – CCEAR 2010 - T15 [2]	—	—	184.45	-100.0%
Auction – CCEAR 2011 - H30	61.5	340.11	322.93	5.3%
Auction – CCEAR 2011 - T15 [2]	53.7	289.83	265.21	9.3%
Auction – CCEAR 2012 - T15 [2]	107.5	333.44	253.04	31.8%
Auction – CCEAR 2016 - T20 [2]	26.6	241.15	229.47	5.1%
Angra	96.8	305.71	336.32	-9.1%
CCGF [3]	390.3	184.37	166.85	10.5%
Santo Antônio	146.9	211.07	200.41	5.3%
Jirau	244.4	185.71	176.33	5.3%
Others Auctions [4]	769.3	259.76	234.48	10.8%
Total / Average Purchuse Tariff	**2,451.9**	**236.65**	**219.08**	**8.0%**

Contains PIS and COFINS

[1] Furnas transport charge not included.

[2] Average auction price restated according as bilateral payment to vendors. It does not include

[3] Contract of quotas of assured power of those HPPs which concessions were extended pursuant

[4] Products average price, does not include PROINFA.

*The table has been updated for all periods as new calculation methodology for average prices, a result of the 4th phase of the Public Hearing 78/2011 Aneel approved on 03.28.2016.

Retail Tariff - Copel Distribuição (R$/MWh)	Dec/25	Dec/24	Δ%
Industrial	526.75	544.13	-3.2%
Residential	505.45	512.65	-1.4%
Commercial	553.46	569.45	-2.8%
Rural	548.64	555.82	-1.3%
Other	620.93	594.97	4.4%
Retail Tariff supply average tariff	**598.90**	**594.01**	**0.8%**
Demand average tariff (R$/kW)	**33.37**	**40.28**	**-17.2%**

Does not consider tariff flags, Pis/Pasep and net of ICMS.

EXHIBIT III - ENERGY MARKET> ELECTRICITY PURCHASED AND CHARGES

R$'000

Electricity Purchased for Resale	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
Purchase of energy in the regulated party - CCEAR	1,090,302	999,964	9.0	4,043,221	4,009,747	0.8
Itaipu Binacional	221,307	243,319	-9.0	963,340	950,389	1.4
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	422,405	382,395	10.5	1,273,628	832,656	53.0
Micro and mini generators and customer repurchase	736,135	526,275	39.9	2,446,037	1,726,602	41.7
Proinfa	104,335	84,988	22.8	424,896	337,978	25.7
Bilateral Agreements	896,771	582,104	54.1	2,901,057	1,849,268	56.9
Fair value in the purchase and sale of energy		10,595	-100		36,604	-100
(-) PIS/Pasep and Cofins	-259,678	-219,128	18.5	-941,401	-818,349	15.0
TOTAL	**3,211,577**	**2,610,512**	**23.0**	**11,110,778**	**8,924,895**	**24.5**

R$'000

Charges of the main distribution and transmission grid	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
Itaipu transportation charges	47,411	40,872	16.0	182,754	193,897	-5.7
System Service Charges - ESS	-2,184	12,503	—	5,009	74,133	-93.2
System usage charges	610,049	588,497	3.7	2,448,111	2,502,910	-2.2
Charge reserve energy - EER	94,987	74,750	27.1	431,834	412,331	4.7
Grid Use charges - Provisions	2,888	-44	—	3,425	10,857	-68
(-) PIS / Pasep and Cofins taxes on charges for use of power grid	-77,744	-73,510	5.8	-315,599	-328,638	-4.0
TOTAL	**675,407**	**643,068**	**5.0**	**2,755,534**	**2,865,490**	**-3.8**

EXHIBIT III - ENERGY MARKET> ENERGY BALANCE

(average MW)

Energy Balance - Copel GET - Dec-25	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Own Resources GeT	1,890	1,901	1,920	1,928	1,928	1,928
GeT [1]	1,291	1,291	1,291	1,291	1,291	1,291
GPS (CCGF) [2]	73	73	73	73	73	73
Bela Vista + FDA	526	537	556	564	564	564
Own Resources SPP and Wind Farm [3]	544	544	544	544	544	544
Purchases	75	65	—	—	—	—
TOTAL OWN RESOURCES + SOLD	**2,509**	**2,510**	**2,464**	**2,472**	**2,472**	**2,472**
TOTAL SOLD	**2,122**	**1,897**	**1,668**	**1,327**	**961**	**814**
Sales (Regulated)	706	706	706	706	706	706
Sales (Regulated) %	28%	28%	29%	29%	29%	29%
Sales (Free Market)	1,416	1,191	962	621	255	108
Sales (Free Market) %	57%	47%	40%	26%	10%	4%
Total Available	387	612	796	1,145	1,511	1,658
Total Available (%)	15%	25%	31%	46%	61%	67%
Avarege price of energy sold (R$)[4]	190.88	192.23	200.27	210.15	228.98	244.05

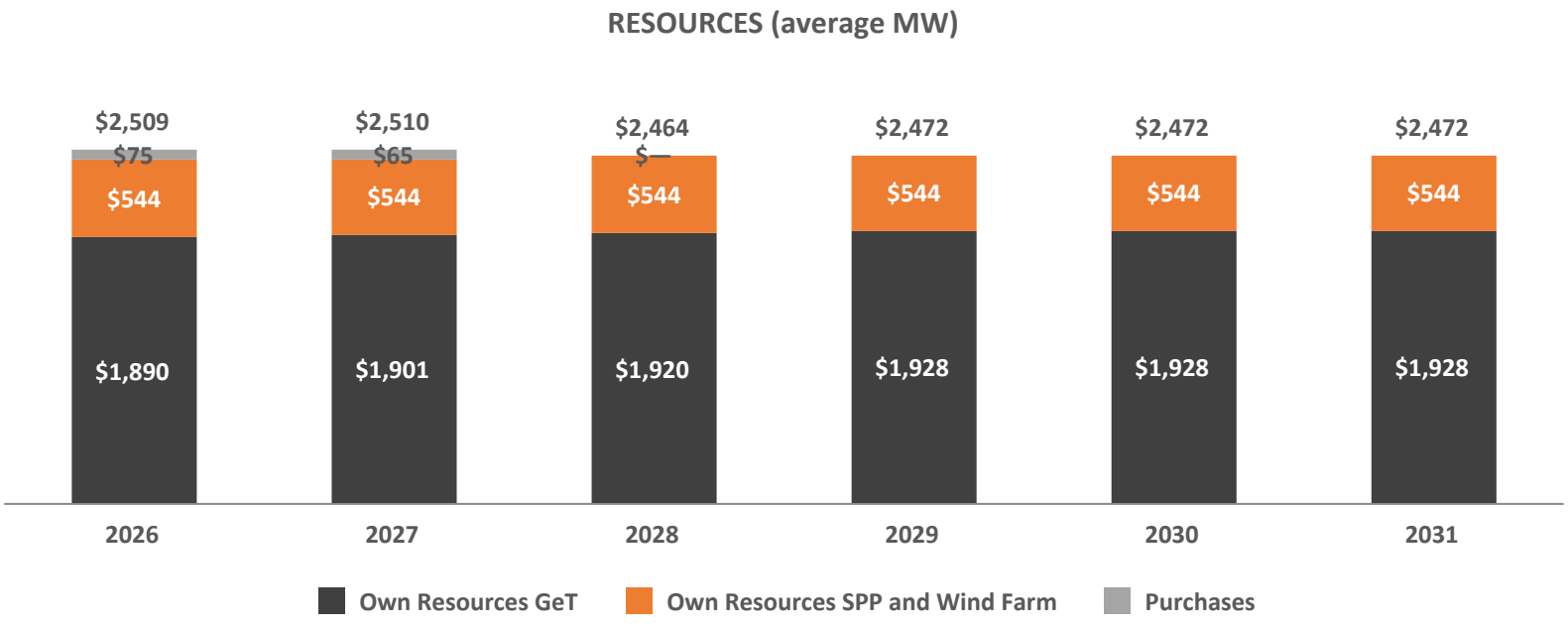
Reference: December/25

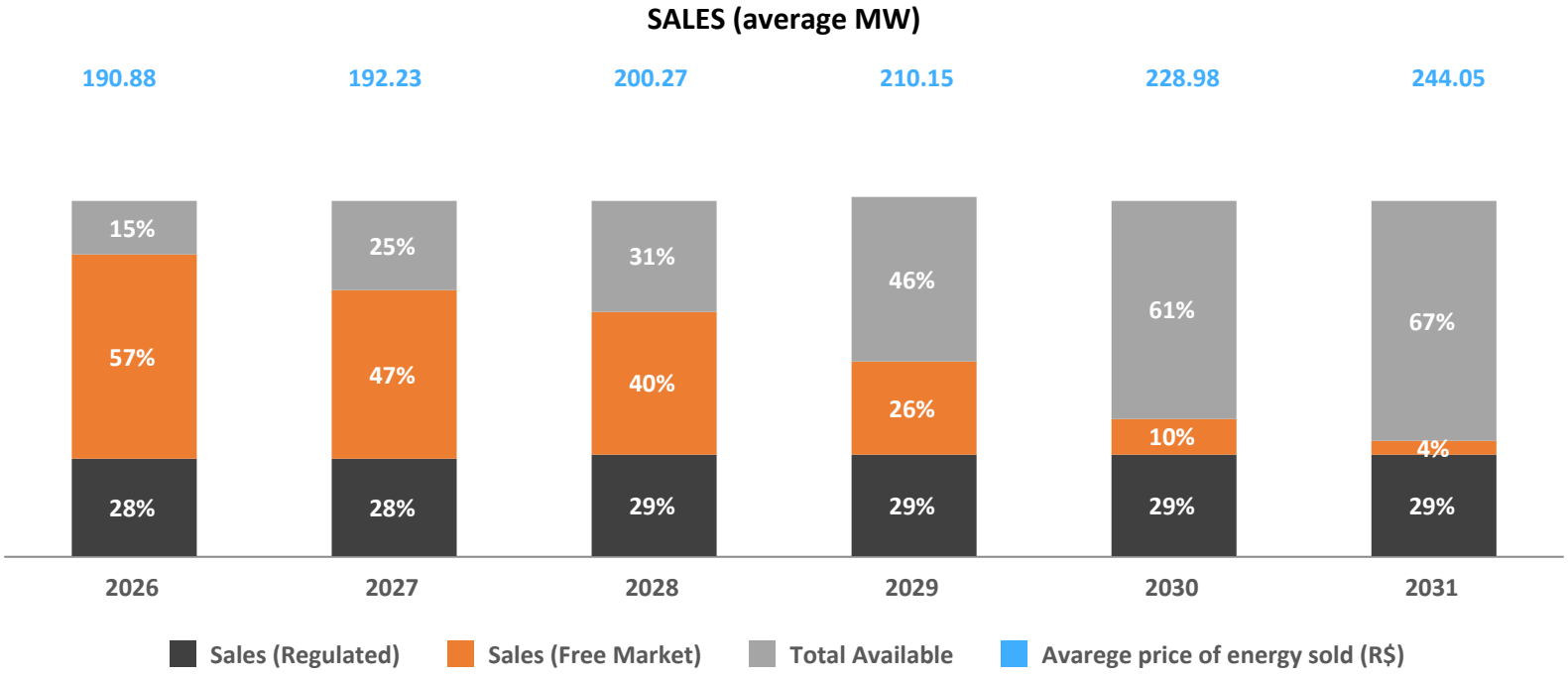
[1] Includes Mauá 100% from June25 and GPS 30% (ex-CCGF). Does not include Baixo Iguaçu, Elejor and Foz do Chopim.

[2] GPS 70% (quota regime).

[3] Does not include Voltália Wind Complex.

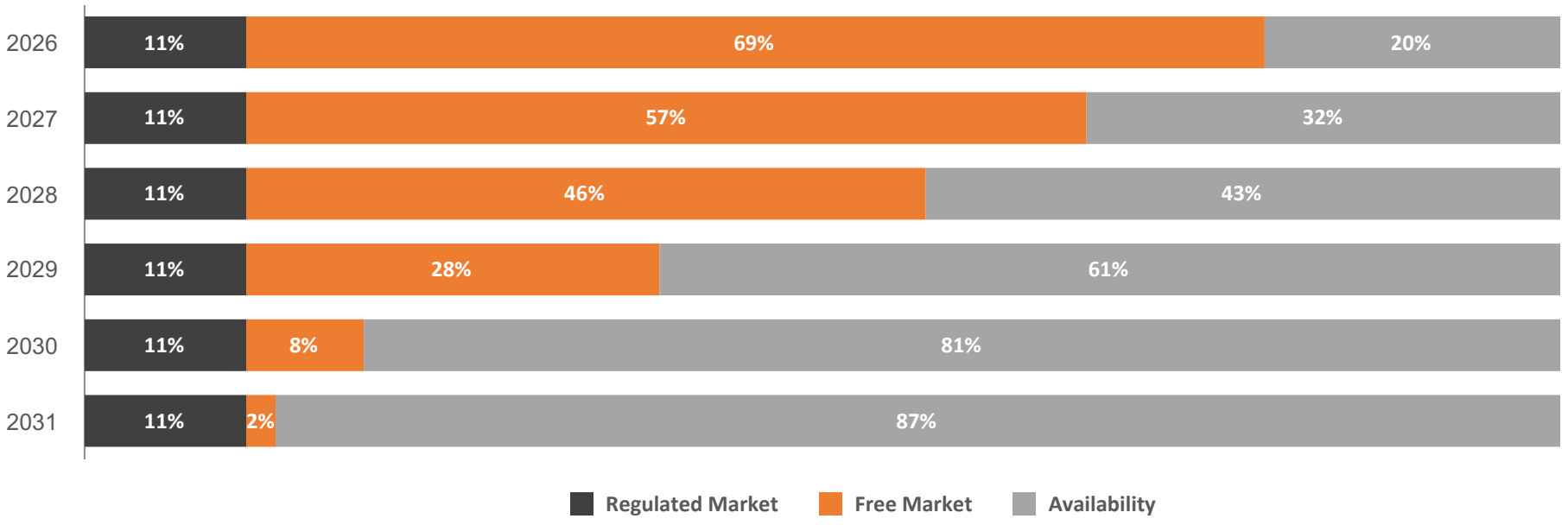
[4] Average gross energy price (with PIS/COFINS and without ICMS). The GPS CCGF RAG is not considered in the calculation of average prices.





Comments:
1- Excluding losses and internal consumption.
2- Considering the GFs of wind SPEs constant for all periods.
3- Considering the Sales of wind SPEs constant for all periods.
4- Considering energy purchases in each period.
5 - Prices updated according to the contractual readjustment index, from the reference dates until December/2025.
6 - The GPS CCGF RAG is not considered in the calculation of average prices.
7 - Average gross energy prices (with PIS/COFINS and without ICMS)
8- Considers the physical guarantee of the plants on December 31,2025.

Balance of the Hidricas energy contract*

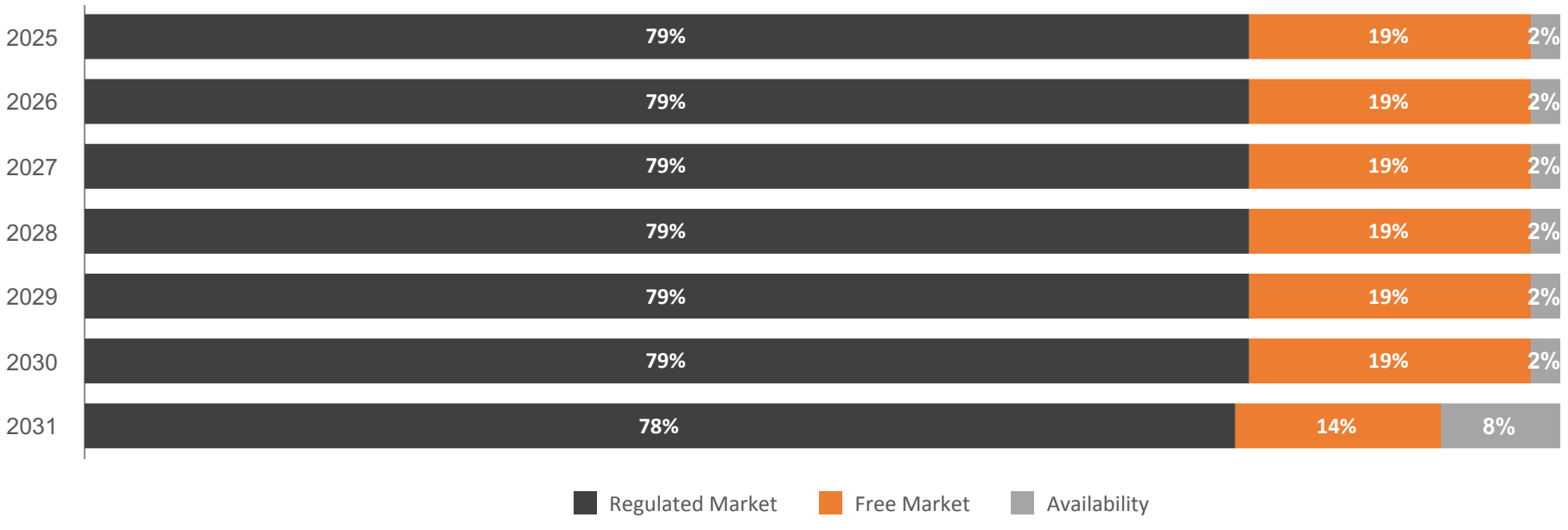


Average prices of energy sold (Pmix)

2026	2027	2028	2029	2030	2031
$180.14	$181.60	$192.01	$206.12	$250.51	$297.89

*Does not include GPS CCGF (Quotas).

Energy contract balance SPP and Wind Farms



Average prices of energy sold (Pmix)

2026	2027	2028	2029	2030	2031
$221.51	$218.01	$216.76	$215.61	$214.58	$218.46

Comments:

1- Excluding losses and internal consumption.

2- Considering the GFs of wind SPEs constant for all periods.

3- Considering the Sales of wind SPEs constant for all periods.

4- Considering energy purchases in each period.

5 - Prices updated according to the contractual readjustment index, from the reference dates until September/2025.

6 - The GPS CCGF RAG is not considered in the calculation of average prices.

7 - Average gross energy prices (with PIS/COFINS and without ICMS)

8- Considers the physical guarantee of the plants on December 31,2025.

EXHIBIT III - ENERGY MARKET> WIND POWER PRICES

Wind Farms - Sold	Auction [1]	Price (R$) [2]	Certification	Amount MW average/ year	Start of Supply	End of Supply
São Bento Energia, Invest. e Part. S.A.						
GE Boa Vista S.A.	2º LFA (26/08/2010)	327.29	P50	5.70	01.01.2013	31.12.2032
GE Farol S.A.		317.76	P50	9.10		
GE Olho D'Água S.A.		317.76	P50	14.90		
GE São Bento do Norte S.A.		317.76	P50	14.00		
Copel Brisa Potiguar S.A.						
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	2º LFA (26/08/2010)	321.15	P50	13.20	01.01.2013	31.12.2032
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.		321.15	P50	12.80		
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.		321.15	P50	12.50		
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.		321.15	P50	13.70		
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	4º LER (18/08/2011)	226.33	P50	15.70	01.07.2014	30.06.2034
Santa Helena Energias Renováveis S.A.		226.33	P50	16.00		
Ventos de Santo Uriel S.A.		224.57	P50	9.00		
Cutia						
UEE Cutia S.A.	6º LER (31/10/2014)	266.22	P90	9.60	01.10.2017	30.09.2037
UEE Esperança do Nordeste S.A.		266.22	P90	9.10		
UEE Guajiru S.A.		266.22	P90	8.30		
UEE Jangada S.A.		266.22	P90	10.30		
UEE Maria Helena S.A.		266.22	P90	12.00		
UEE Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.		266.22	P90	10.60		
UEE Potiguar S.A.		266.22	P90	11.30		
Bento Miguel						
CGE São Bento do Norte I S.A.	20ª LEN (28/11/2014)	252.17	P90	9.70	01.01.2019	31.12.2038
CGE São Bento do Norte II S.A.		252.17	P90	10.00		
CGE São Bento do Norte III S.A.		252.17	P90	9.60		
CGE São Miguel I S.A.		252.17	P90	8.70		
CGE São Miguel II S.A.		252.17	P90	8.40		
CGE São Miguel III S.A.		252.17	P90	8.40		
Vilas						
Vila Ceará I (Antiga Vila Paraíba IV)	28ª LEN (31/08/2018)	135.59	P90	8.20	01.01.2024	31.12.2043
Vila Maranhão I		135.59	P90	8.30		
Vila Maranhão II		135.59	P90	8.30		
Vila Maranhão III (Antiga Vila Paraíba III)		135.59	P90	8.20		
Vila Mato Grosso (Antiga Vila Alagoas III)	29ª LEN (28/06/2019)	113.11	P90	3.30	01.01.2023	31.12.2042
Jandaira						
Jandaira I	30ª LEN (18/10/2019)	138.32	P90	1.60	01.01.2025	31.12.2044
Jandaira II		138.32	P90	4.10		
Jandaira III		138.32	P90	4.40		
Jandaira IV		138.32	P90	4.30		
Aventura						
Aventura II	26º LEN (20/12/2017)	146.22	P90	11.70	01.01.2023	31.12.2042
Aventura III		146.22	P90	12.80		
Aventura IV		146.22	P90	14.10		
Aventura V		146.22	P90	15.00		
Santa Rosa & Mundo Novo						
Santa Rosa & Mundo Novo I	26º LEN (20/12/2017)	149.24	P90	16.50	01.01.2023	31.12.2042
Santa Rosa & Mundo Novo II		149.24	P90	17.00		
Santa Rosa & Mundo Novo III		149.24	P90	18.00		
Santa Rosa & Mundo Novo IV		149.24	P90	7.50		
Santa Rosa & Mundo Novo V		149.24	P90	8.10		
Voltália[3]						
Caranaúbas	04ª LER (18/08/2011)	219.54	—	13.10	01.07.2014	30.06.2034
Reduto		219.54	—	13.90		
Santo Cristo		219.54	—	14.80		
São João		219.54	—	14.30		

[1]LFA - Alternative Sources Auction/LER - Reserve Energy Auction/LEN - New Energy Auction.

[2]Price updated by IPCA until Nov/25 (Reference Dez/25). Source: CCEE

[3]Values presented refer to 100% of the Complex. Copel has a 49% stake in the project.

EXHIBIT III - ENERGY MARKET> ENERGY FLOW

EXHIBIT III - ENERGY MARKET> ENERGY FLOW

GWh

Energy Flow	COPEL DIS		COPEL GET + FDA + BELA VISTA		EÓLICAS		COPEL COM		ELIMINATIONS		CONSOLIDATED	
	4Q25	4Q24	4Q25	4Q24	4Q25	4Q24	4Q25	4Q24	4Q25	4Q24	4Q25	4Q24
Own Generation	—	—	**5,668**	**5,833**	**874**	**1031**	—	—	—	—	**6,542**	**6,864**
Purchased energy	**6,000**	**6,004**	**520**	**217**	**34**	**56**	**7,035**	**5,095**	**3,738**	**3,457**	**9,851**	**7,915**
Copel Comercialização	—	—	451	160	34	56	—	—	485	216	—	—
Companies of the group	80	65	—	—	—		3,173	3,176	3,253	3,241	—	—
Itaipu	1,120	1,146	—	—	—		—	0	—	—	1,120	1,146
Auction – CCEAR	3,410	3,332	—	—	—		—	0	—	—	3,410	3,332
CCEE (MCP)	0	128	—	—	—		—	0	—	—	0	128
Angra	214	215	—	—	—		—	—	—	—	214	215
CCGF	818	1,000	—	—	—		—	—	—	—	818	1,000
Proinfa	98	105	—	—	—		—	—	—	—	98	105
Other [1]	260	13	59	—	—	—	3,862	1,919	—	—	4,181	1,932
Elejor	—	—	—	—	—		—	0	—	—	—	0
Dona Francisca	—	—	0	34	—		—	—	—	—	0	34
MRE Receipt	—	—	10	23	—		—	—	—	—	10	23
Avaiable	**6,000**	**6,004**	**6,188**	**6,050**	**908**	**1087**	**7,035**	**5,095**	**3,738**	**3,457**	**16,393**	**14,779**
Captive Market	5,016	5,275	—	—	—	—	—	—	—	—	5,016	5,275
Concessionaires [2]	8	13	—	—	—	—	—	—	—	—	8	13
CCEE concessionaire supply [3]	—	—	40	35	—	—	—	—	—	—	40	35
CCEE (MCSD EN Assignments) [4]	556	532	—	—	—	—	—	—	—	—	556	532
CCEE (MVE) [5]	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
CCEE (MCP) [6]	733	70	-681	45	-99	20	-8	43	—	—	-55	178
Free Customers	—	—	—	—	—	—	2,638	2,583	—	—	2,638	2,583
Bilateral Agreements	—	—	680	—	183	164	3,824	2,253	—	—	4,687	2,417
Auction CCEAR [7]	—	—	424	609	688	655	96	—	—	—	1,208	1264
MRE assignment [8]	—	—	2,619	2,289	—	—	—	—	—	—	2,619	2,289
CER [9]	—	—	—	—	230	230	—	—	—	—	230	230
Copel Comercialização	—	—	3,061	3,039	112	137	—	—	3,173	3,176	—	—
Companies of the group	—	—	45	33	35	32	485	216	565	281	—	—
Losses and Differences [10]	-313	114	—	—	-241	-151	—	—	—	—	-554	-37

[1] Others: Includes MCSD EM Assignments of Copel Distribuição (purchase).

[2] Energy supply to concessionaires and licensees with their own market below 500GWh/year.

[3] Supply of energy to CCEE's agent distributor, through a Regulated Bilateral Contract Agreement - CBR

[4] Assignments MCSD EN - Contractual assignments to other distributors through the New Energy Surplus and Deficit Compensation Mechanism.

[5] CCEE (MVE): Financial settlement of energy surpluses from the distributor to the free market through the Surplus Sale Mechanism.

[6] CCEE (MCP): Electric Energy Commercialization Chamber (Spot Market).

[7] CCEAR: Energy Trading Agreement in the Regulated Environment.

[8] MRE: Energy Reallocation Mechanism.

[9] CER: Reserve Energy Contract.

[10] Considers the effects of Mini and Micro Distributed Generation (MMGD).

GWh

Energy Flow	COPEL DIS		COPEL GET + FDA + BELA VISTA		EÓLICAS		COPEL COM		ELIMINAÇÕES		CONSOLIDADO	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Own Generation	—	—	**19,103**	**23,920**	**3,347**	**3,443**	—	—	—	**0**	**22,450**	**27,363**
Purchased energy	**23,491**	**24,236**	**2,901**	**946**	**421**	**257**	**27,574**	**22,478**	**15,951**	**14,575**	**38,441**	**33,342**
Copel Comercialização	—	—	1,571	574	421	246	—	—	1,992	820	—	—
Companies of the group	292	249	—	—	—	—	13,665	13,506	13,959	13,755	—	—
Itaipu	4,442	4,560	—	—	—	—	—	—	—	—	4,443	4,560
Auction – CCEAR	13,298	13,812	—	—	—	—	—	—	—	—	13,299	13,812
CCEE (MCP)	—	373	—	—	—	—	11	—	—	—	11	373
Angra	848	856	—	—	—	—	—	—	—	—	848	856
CCGF	3,207	3,914	—	—	—	—	—	—	—	—	3,206	3,914
Proinfa	371	420	—	—	—	—	—	—	—	—	373	420
Other [1]	1,033	52	288	—	—	11	13,831	8,972	—	—	15,152	9,035
Elejor	—	—	—	—	0	0	—	—	—	—	—	0
Dona Francisca	—	—	33	134	0	0	67	—	—	—	100	134
MRE Receipt	—	—	1,009	238	0	0	—	—	—	—	1009	238
Avaiable	**23,491**	**24,236**	**22,004**	**24,866**	**3,768**	**3700**	**27,574**	**22,478**	**15,954**	**14,575**	**60,888**	**60,705**
Captive Market	20,066	21,285	—	—	—	—	—	—	—	—	20,066	21,285
Concessionaires [2]	35	80	—	—	—	—	—	—	—	—	35	80
CCEE concessionaire supply [3]	—	—	174	163	—	—	—	—	—	—	174	163
CCEE (MCSD EN Assignments) [4]	1,695	1,196	—	—	—	—	—	—	—	—	1695	1134
CCEE (MVE) [5]	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
CCEE (MCP) [6]	2,625	923	(1,153)	386	(139)	(69)	122	167	—	—	1472	1,407
Free Customers	—	—	—	—	—	—	9,902	10,565	—	—	9,902	10,565
Bilateral Agreements	—	—	1,302	4	660	583	15,264	10,926	—	—	17,226	11,513
Auction CCEAR [7]	—	—	2,028	2,345	2,685	2,507	293	—	—	—	5,006	4852
MRE assignment [8]	—	—	6,345	8,788	—	—	—	—	—	—	6,345	8,788
CER [9]	—	—	—	—	913	924	—	—	—	—	913	924
Copel Comercialização	—	—	13,148	13,054	518	452	—	—	13,666	13,506	—	—
Companies of the group	—	—	160	126	135	124	1,993	820	2,288	1,069	0	1
Losses and Differences [10]	(930)	752	—	—	(1,004)	(821)	—	—	—	—	-1946	-7

[1] Others: Energy purchased by Copel Comercialização. Includes MCSD EM Assignments of Copel Distribuição (purchase).

[2] Energy supply to concessionaires and licensees with their own market below 500GWh/year.

[3] Supply of energy to CCEE's agent distributor, through a Regulated Bilateral Contract Agreement - CBR.

[4] Assignments MCSD EN - Contractual assignments to other distributors through the New Energy Surplus and Deficit Compensation Mechanism.

[5] CCEE (MVE): Financial settlement of energy surpluses from the distributor to the free market through the Surplus Sale Mechanism.

[6] CCEE (MCP): Electric Energy Commercialization Chamber (Spot Market).

[7] CCEAR: Energy Trading Agreement in the Regulated Environment.

[8] MRE: Energy Reallocation Mechanism.

[9] CER: Reserve Energy Contract.

[10] Considers the effects of Mini and Micro Distributed Generation (MMGD).

EXHIBIT III - ENERGY MARKET> ENERGY FLOW

ENERGY FLOW CONSOLIDATED 4Q25

GWh

Own Generation
6,542 39.9%

Total Available Power
16,393

Captive Market
5,016 30.6%

Concessionaires[2]
8 —%

Electricity sales to distributor CCEE[3]
40 0.2%

Assignment MCSD EN[4]
556 3.4%

CCEE (MVE)
0 0.0%

Free Customers
2,638 16.1%

Supplied Energy
8,799 53.7 %

Contratos Bilaterais	4,687
CCEAR:	1,208
CER:	230
CCEE (MCP):	55
MRE:	2,619

Losses and Differences
-554 -3.4%

Purchased energy
9851 60.1%

CCEAR:	3,410
Itaipu:	1,120
Dona Francisca:	0
CCEE (MCP):	0
Angra:	214
CCGF:	818
MRE:	10
Elejor:	0
Proinfa:	98
Outros[1]:	4,181

ENERGY FLOW CONSOLIDATED 2025

GWh

Own Generation
22,450 36.9%

Total Available Power
60,888

Captive Market
20,066 33.0%

Concessionaires[2]
35.00 0.1%

Electricity sales to distributor CCEE[3]
174.00 —%

Assignment MCSD EN[4]
1,695.00 2.8%

CCEE (MVE)
0.00 0%

Free Customers
9,902.00 16.3%

Supplied Energy
30,962.00 50.9 %

Contratos Bilaterais	17,226
CCEAR:	5,006
CER:	913
CCEE (MCP):	1,472
MRE:	6,345

Losses and Differences
-1,946 -3.2%

Purchased energy
38,441.000 63.13%

CCEAR:	13,299
Itaipu:	4,443
Dona Francisca:	100
CCEE (MCP):	11
Angra:	848
CCGF:	3,206
MRE:	1,009
Elejor:	0
Proinfa:	373
Outros[1]:	15,152

Notes:

CCEAR: Energy Purchase Agreements in the Regulated Market.

CER: Reserve Energy Agreements.

CCEE (MCP): Electric Power Trade Chamber (Short-term market).

MRE: Energy Reallocation Mechanism.

CG: Center of gravity of the Submarket (difference between billed and energy received from CG).

[1] Other: Energy purchased by Copel Comercialização and Copel Distribuição

[2] Electricity sales to concessionaries and licensees with own market of less than 500GWh/year

[3] Eletricity sales to the agent distributor of CCEE through a Regulated Bilateral Contract - CBR

[4] Assignments MCSD EN - Contractual assignments to other distributors through the Mechanism for Compensation of Surpluses and Deficits (MCSD)

[5] Considers the effect of Distributed Mini and Microgeneration (MMGD)

[6] Considers losses and the volume of energy not delivered, referring to availability contracts, which provide for subsequent reimbursement.

EXHIBIT IV - OPERATIONAL DATA > INDICATORS SUMMARY

MANAGEMENT

Copel Staff List	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Geração e Transmissão	1,533	1,523	1,487	1,477	1,091	1,064
Distribuição	4,641	4,430	4,257	4,203	3,199	3,110
Telecomunicações	355	—	—	—	—	—
Holding	96	169	84	83	60	51
Comercialização	42	44	47	41	39	51
Serviços	—	—	217	—	—	—
TOTAL	**6,667**	**6,166**	**6,092**	**5,804**	**4,389**	**4,276**

Cotrolated Staff List	2020	2021	2022	2023	2024	Jul-05
Elejor	7	7	7	7	7	11

GENERATION

Copel GET	Amount	Installed Capacity (MW)	Assured Power (Average MW)
Hydroelectric	7	4,833.3	1,990.3
Wind	42	1,127.9	560.9

Copel GET (Interest)		Proportional installed capacity (MW)	Proporcional Assured Power (Average MW)
Hydroelectric	1	10.4	7.3
Total Copel GET		**5,971.6**	**2,558.5**

Other Interest Copel		Proportional installed capacity (MW)	Proporcional Assured Power (Average MW)
Hydroelectric	5	201.3	109.9
Wind	4	53.2	28.0
Total Other Interest	**9**	**254.5**	**137.9**
TOTAL Copel Group		**6,226.1**	**2,696.4**

TRANSMISSION

Copel GeT	Amount		APR (R$ million)
Transmission Lines (km)		4,594	1,423.9
Substation (amount)		46	

Interest	Amount		Proporcional APR (R$ million)
Transmission Lines (km)		5,093	387.4
Substation (amount)		7	
TOTAL	**TL**	**9,687**	**1,811.3**
	Substation	**53**	

DISTRIBUTION

Distribution lines (km)	218,470	Captive customers	5,279,053
Substations	418	Customers by distribution employee	1,697
Installed power substations (MVA)	13,573	DEC (in hundredths of an hour and minute)	7.17
Municipalities served	395	FEC (number of outages)	4.65
Locations served	1,068		

MERCADO LIVRE

Number of contracts	1,763
Energy sold (GWh)	7,035

EXHIBIT IV - OPERATIONAL DATA > GENERATION

COPEL GET

	Installed Capacity (MW)	Assured Power (Average MW)	Generation 2025 (GWh)*	Concession Expires
Hydroelectric Power Plants	**4,833.3**	**1,990.3**	**18,457.0**	
Large hydroelectric power plant (HPP)	**4,797.0**	**1,965.8**	**18,303.2**	
Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia - FDA)	1,676.0	567.6	4,923.7	20.11.2054
Gov. Ney Aminthas de B. Braga (Segredo)	1,260.0	552.8	5,640.2	21.11.2054
Gov. José Richa (Salto Caxias)	1,240.0	553.3	5,728.5	21.11.2054
Gov. Parigot de Souza (GPS) (1)	260.0	103.6	823.8	
- Regime de Cotas (70%)	182.0	72.5	576.7	06.01.2053
- Copel GeT(30%)	78.0	31.1	247.1	
HPP Gov. Jayme Canet Junior (Mauá) (2)	361.0	188.5	1,187.0	28.06.2049
Small hydroelectric power station (SHP)	**36.3**	**24.5**	**153.8**	
Bela Vista	29.8	18.6	104.7	08.03.2041
Derivação do Rio Jordão **	6.5	5.9	49.1	21.06.2032
Wind Power Plants	**1,127.9**	**560.9**	**3,348.4**	
São Bento Energia, Invest. e Part. S.A.	**94.0**	**38.1**	**223.6**	
GE Boa Vista S.A.	14.0	5.2	27.9	28.04.2046
GE Farol S.A.	20.0	8.8	48.2	20.04.2046
GE Olho D'Água S.A.	30.0	12.8	76.4	01.06.2046
GE São Bento do Norte S.A.	30.0	11.3	71.1	19.05.2046
Copel Brisa Potiguar S.A.	**183.6**	**89.4**	**461.6**	
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	27.0	12.1	65.5	25.04.2046
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	27.0	11.9	65.3	31.05.2046
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	27.0	12.3	59.0	31.05.2046
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.	27.0	12.4	65.4	27.04.2046
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	29.7	15.7	75.2	08.05.2047
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	29.7	16.0	87.7	09.04.2047
Ventos de Santo Uriel S.A.	16.2	9.0	43.5	09.04.2047
Cutia	**180.6**	**71.4**	**431.7**	
UEE Cutia S.A.	23.1	9.6	62.7	05.01.2042
UEE Esperança do Nordeste S.A.	27.3	9.1	57.9	11.05.2050
UEE Guajiru S.A.	21.0	8.3	47.0	05.01.2042
UEE Jangada S.A.	27.3	10.3	73.8	05.01.2042
UEE Maria Helena S.A.	27.3	12.0	69.1	05.01.2042
UEE Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	27.3	10.6	58.3	11.05.2050
UEE Potiguar S.A.	27.3	11.5	62.9	11.05.2050
Bento Miguel	**132.3**	**58.7**	**322.0**	
CGE São Bento do Norte I S.A.	23.1	10.1	60.4	04.08.2050
CGE São Bento do Norte II S.A.	23.1	10.8	65.8	04.08.2050
CGE São Bento do Norte III S.A.	23.1	10.2	58.0	04.08.2050
CGE São Miguel I S.A.	21.0	9.3	48.9	04.08.2050
CGE São Miguel II S.A.	21.0	9.1	43.7	04.08.2050
CGE São Miguel III S.A.	21.0	9.2	45.2	04.08.2050
Vilas	**186.9**	**98.6**	**553.2**	
Vila Ceará I (Antiga Vila Paraíba IV)	32.0	17.8	89.8	14.01.2054
Vila Maranhão I	32.0	17.8	97.3	11.01.2054
Vila Maranhão II	32.0	17.8	97.9	14.01.2054
Vila Maranhão III (Antiga Vila Paraíba III)	32.0	16.6	98.5	14.01.2054
Vila Mato Grosso (Antiga Vila Alagoas III)	58.9	28.6	169.7	06.12.2054
Jandaira	**90.1**	**46.9**	**266.0**	
Jandaira I	10.4	5.6	34.9	02.04.2055
Jandaira II	24.3	12.3	72.8	02.04.2055
Jandaira III	27.7	14.8	75.5	02.04.2055
Jandaira IV	27.7	14.2	82.8	02.04.2055
Aventura	**105.0**	**65.0**	**394.4**	
Aventura II	21.0	13.1	81.0	06.05.2053
Aventura III	25.2	15.5	94.7	06.11.2053
Aventura IV	29.4	18.5	108.0	06.05.2053
Aventura V	29.4	17.9	110.7	06.05.2053
Santa Rosa e Mundo Novo	**155.4**	**92.8**	**695.9**	
Santa Rosa e Mundo Novo I	33.6	17.3	131.1	06.04.2053
Santa Rosa e Mundo Novo II	29.4	17.2	146.2	06.04.2053
Santa Rosa e Mundo Novo III	33.6	21.5	160.2	06.04.2053
Santa Rosa e Mundo Novo IV	33.6	21.0	161.1	06.01.2053
Santa Rosa e Mundo Novo V	25.2	15.8	97.3	06.01.2053
TOTAL	**5,961.2**	**2,551.2**	**21,805.4**	

(1) The Annual Generation Revenue (RAG), totaling R$176.6 million, was updated by ANEEL's Homologatory Resolution No. 3,506, dated July 22, 2025. A PIS/Cofins rate of 9.25% applies to this amount. However, it is important to note that, as established by ANEEL regulations, the RAG already includes the pass-through of these federal taxes to the beneficiary distribution companies.

(2) Plant incorporated into the portfolio, as per Material Fact 03/25. Generation 1H25 refers to 51% in the period.

* Considers internal consumption of generators and generation in commercial operation.

** Plant do not participate in the MRE.

EXHIBIT IV - OPERATIONAL DATA > GENERATION

INTEREST

Enterprise	Partners	Installed Capacity (MW)	Assured Power [1] (Average MW)	Proportional installed capacity (MW)	Proporcional Assured Power (Average MW)	Concession Expires
Hydroelectric Power Plants		**400.6**	**225.9**	**211.7**	**117.2**	
Large hydroelectric power plant (HPP)		**365.4**	**200.6**	**197.1**	**106.4**	
HPP Santa Clara (Elejor)	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	120.2	66.0	84.2	46.2	05.15.2040
HPP Fundão (Elejor)	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	120.2	62.1	84.1	43.5	06.15.2040
HPP Dona Francisca (DFESA)	COPEL - 23,03% Gerdau - 53,94% Celesc - 23,03%	125.0	72.5	28.8	16.7	09.24.2037
Small hydroelectric power station (SHP)		**29.1**	**20.4**	**10.4**	**7.3**	
SHP Arturo Andreoli 4 (Foz do Chopim)	COPEL GeT - 35,77% Silea Participações - 64,23%	29.1	20.4	10.4	7.3	07.07.2034
Hydroelectric Generating Centers (CGH)		**6.1**	**4.9**	**4.2**	**3.5**	
CGH Santa Clara I (Elejor)	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	3.6	2.8	2.5	2.0	(2)
CGH Fundão I (Elejor)	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	2.5	2.1	1.7	1.5	(2)
Wind Power Plants		**108.5**	**57.1**	**53.2**	**28.0**	
Voltalia - São Miguel do Gostoso (4 winds farms)	COPEL- 49% Voltalia- 51%	108.5	57.1	53.2	28.0	(3)
TOTAL		**509.1**	**283.0**	**264.9**	**145.2**	

[1] Assured power updated by Ordinance No. 709/2022 of: HPP Mauá, Santa Clara, Fundão and Dona Francisca.

[2] Elejor requested the reclassification of its Small Hydroelectric Power Plants - (SHPs) Fundão I and Santa Clara I to Hydroelectric Generating Centers (CGHs), as amended by Art. 8 of Law 9074/1995. This was formalized through ANEEL Authorizing Resolutions 14,744 and 14,745 of 06/20/2023, with the plants exempted from concession, having only registration with ANEEL.

[3] The Concession Expires of the wind farm concessions are respectively: Carnaúbas (04.09.2047), Reduto (04.16.2047), Santo Cristo (04.18.2047), São João (03.26.2047).

[4] Extension of Grant according to REH 3.242/1S2024.

EXHIBIT IV - OPERATIONAL DATA > TRANSMISSION

Subsidiary / SPC	Contract	Enterprise	UF	TL			APR [1] (R$ milhões)	Adjustment installment (R$ millions)	Concession Expiration
				Extension (km)[2]	Substation	MVA			
Copel GeT	060/2001	Several	SP/PR	2,132	35	13,090	663.6	12.3	01.01.2043
Copel GeT	075/2001	TL Bateias - Jaguariaiva	PR	137	—	—	18.2	-0.5	08.17.2031
Copel GeT	006/2008	TL Bateias - Pilarzinho	PR	32	—	—	3.1	0.1	03.17.2038
Copel GeT	027/2009	TL Foz - Cascavel Oeste	PR	117	—	—	16.9	-0.5	11.19.2039
Copel GeT	010/2010	TL Araraquara II — Taubaté	SP	334	—	—	47.7	-1.3	10.06.2040
Copel GeT	015/2010	SE Cerquilho III	SP	—	1	300	7.7	-0.4	10.06.2040
Copel GeT	022/2012	TL Foz do Chopim - Salto Osório LT Londrina - Figueira	PR	102	—	—	8.5	-0.3	08.27.2042
Copel GeT	002/2013	TL Assis — Paraguaçu Paulista II	SP	83	1	150	12.3	-2.3	02.25.2043
Copel GeT	005/2014	TL Bateias - Curitiba Norte	PR	31	1	300	14.0	-0.8	01.29.2044
Copel GeT	021/2014	TL Foz do Chopim - Realeza	PR	52	1	300	16.2	1.6	09.05.2044
Copel GeT	022/2014	TL Assis – Londrina	SP/PR	122	—	—	28.1	-1.1	09.05.2044
Copel GeT	006/16	Lot E: TL Baixo Iguaçu - Realeza; TL Uberaba - Curitiba Centro; TL Curitiba Leste - Blumenau; SE Medianeira; SE Curitiba Centro; SE Andirá leste; Other Sections	PR	255	4	900	169.4	-5.2	04.07.2046
Costa Oeste Copel Get - 100%	001/2012	TL Cascavel Norte - Cascavel Oeste TL Cascavel Norte - Umuarama Sul SE Umuarama Sul	PR	159	1	300	20.7	-0.6	01.12.2042
Marumbi Copel GeT - 100%	008/2012	TL Curitiba - Curitiba Leste	PR	29	1	672	29.9	-1.0	05.10.2042
Uirapuru Transmissora Copel GeT - 100%	002/2005	TL Ivaiporã - Londrina	PR	122	—	—	28.9	-1.0	03.04.2035
Mata de Santa Genebra[3] Copel GeT - 100%	001/14	TL Araraquara II - Bateias	SP/PR	887	1	3,600	338.7	-10.7	05.14.2044
Subtotal Copel GeT				**4,594**	**46**	**19,612**	**1423.9**	**-11.7**	
Caiuá Transmissora Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	007/2012	TL Guaíra - Umuarama Sul TL Cascavel Norte - Cascavel Oeste SE Santa Quitéria / SE Cascavel Norte	PR	142	2	700	17.9	-0.3	05.10.2042
Integração Maranhense Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	011/2012	TL Açailandia - Miranda II	MA	365	0	0	27.0	-0.9	05.10.2042
Matrinchã Copel GeT - 49% State Grid - 51%	012/2012	TL Paranaíta - Ribeirãozinho	MT	2,033	4	800	146.2	-4.7	05.10.2042
Guaraciaba Copel GeT - 49% State Grid - 51%	013/2012	TL Ribeirãozinho - Marimbondo	GO/MG	930	1	—	75.5	-2.7	05.10.2042
Paranaíba Copel GeT - 24,5% Furnas - 24,5% State Grid - 51%	007/2012	TL Barreiras II - Pirapora II	GO/MG	967	—	—	50.2	-1.8	05.02.2043
Cantareira Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	19/2014	TL Estreito - Fernão Dias	MG/SP	656	0	0	70.6	-2.4	09.05.2044
Subtotal SPCs 4				**5,093**	**7**	**1,500**	**387.4**	**-12.8**	
Total				**9,687**	**53**	**21,112**	**1,811.3**	**-24.5**	

1 Proportional to Copel's interest in the project. Values referring to the 2025/2026 cycle, effective from July 1, 2025, according to REH 3.481/2025. RAP values consider Active RAP, which is the portion of RAP referring to assets in operation at the beginning of the tariff cycle.

[2] Considers double circuit sections (circuits that share the same transmission tower).

[3] Transmission line in the process of consolidation, according to Material Fact 03/25.

4 Equity Income.

EXHIBIT IV - OPERATIONAL DATA > DISTRIBUTION

OPERATIONAL DATA

Number of Consumers	Locations served	Cities served	Voltage	Number of Substations	MVA	Km of lines
5,286,279	1,068	395	13,8 kV	—	—	115,810
			34,5 kV	244	1,962	94,279
			69 kV	36	2,656	755
			88 kV	0	5	—
			138 kV	138	8,950	7,626
				418	13,573	218,470

Consumer-to-employee ratio DIS	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Captive Consumers	4,835,852	4,926,608	5,011,555	5,098,006	5,184,322	5,279,053
Copel Dis employees	4,641	4,430	4,257	4,257	3,199	3,110
Consum/Emp	1,042	1,112	1,177	1,198	1,621	1,697

QUALITY OF SUPPLY

Year	DEC [1] (hours)	FEC [2] (outages)
2020	7.83	5.61
2021	7.47	5.09
2022	7.96	5.10
2023	7.97	5.41
2024	7.92	5.36
2025	7.17	4.65

[1] DEC measured in hours and hundredths of an hour

[2] FEC expressed in number of interruptions and hundredths of a number of interruptions year to date

* Values of the last 12 months

Period	Technical Loss		Non-Technical Loss		Total loss	
	Regulatory (1)	Real (2)	Regulatory (3)	Calculated (4)	Regulatory (5)	Total (6)
2021	5.79%	5.91%	4.47%	4.48%	7.71%	7.71%
2022	5.79%	5.73%	4.47%	4.22%	7.63%	7.53%
2023	5.79%	5.85%	4.47%	4.71%	7.57%	7.67%
2024	5.79%	5.68%	4.47%	5.33%	7.57%	7.91%
2025	5.79%	5.81%	5.29%	4.20%	8.14%	7.66%

(1) Percentage established in the tariff review;

(2) Technical loss calculated and reported monthly to Aneel;

(3) Percentage established in the tariff review;

(4) Difference between reported total losses and technical losses calculated as a percentage established in the review and the total injected energy, also reported monthly to Aneel;

(5) (Regulatory percentage of PNT x informed BT Market + technical losses calculated as a percentage established in the review and the total energy injected) / Injected energy;

(6) Total loss on injected energy.

NOTE: In the calculation of the distributor's total losses, energy losses inherent to the electric power system (technical losses), commercial losses (mainly due to fraud, theft) and differences related to the shift in the billing schedule and the effects of the portion of mini and micro generation distributed in the Company's network

COPEL

Pura Energia