

Resultados 4T24/2024

Energia para um futuro
mais sustentável



VIDEOCONFERÊNCIA
27 de fevereiro de 2025

Horário: 11h00 (BRT) | 09h00 (ET)

Videoconferência em português
com tradução simultânea para o
inglês

[Acesse aqui](#) ou pelo QR Code





Mensagem do Presidente

Em meio aos desafios de 2024, conseguimos manter nossa consistência, apresentando mais uma vez bons resultados. Fechamos o ano com o EBITDA de R\$ 13,1 bilhões e Lucro Líquido de R\$ 5,8 bilhões, altas de 2,4% e 4,1%, respectivamente. No último trimestre de 2024, alcançamos o EBITDA de R\$ 3,3 bilhões e Lucro Líquido de R\$ 1,6 bilhão.

Continuamos com nossos investimentos em ritmo elevado, com R\$ 5,8 bilhões investidos em nossos negócios em 2024. Apenas no quarto trimestre, realizamos investimentos no total de R\$ 1,9 bilhão, um aumento de 21,7% em relação ao mesmo trimestre de 2023. Isso reforça nosso compromisso em melhorar ainda mais a performance dos ativos de distribuição, a partir da ampliação de redes e da implementação de novas tecnologias, a fim de continuar oferecendo um serviço de qualidade aos nossos clientes. Concluímos a construção da PCH Lucia Cherobim, com 28,0 MW de capacidade instalada, localizada no Paraná, que entrou em operação comercial no início de janeiro de 2025. Foram realizados também investimentos na manutenção das usinas e em reforços e melhorias nas redes de transmissão, sempre visando a excelência na gestão operacional e o crescimento sustentável da Companhia.

E as perspectivas para os próximos anos continuam muito positivas. No final de 2024, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou o novo Plano de Investimentos 2025-2029 do Grupo, que prevê a destinação de R\$ 29,8 bilhões para os negócios já existentes. Nesse Plano está incluído o Projeto B Smart, que visa a instalação de medidores inteligentes nas nossas áreas de concessão. As redes inteligentes representam uma das maiores evoluções tecnológicas que teremos no segmento de distribuição nos próximos anos e a troca de medidores é a base dessa transformação.

Quanto ao desempenho operacional em 2024, no segmento de Distribuição, as vendas de energia na área de concessão tiveram um acréscimo de 4,2%, com destaque para as classes residencial e comercial que apresentaram crescimentos expressivos, de 6,0% e 6,3%, respectivamente, favorecidas pelas temperaturas mais altas e pelo bom desempenho do emprego e da renda. No trimestre, o consumo na área de concessão aumentou 1,4%, com destaque para a classe industrial, que mostrou um crescimento de 4,3%, consequência da recuperação de alguns segmentos da indústria que são relevantes em nossa área, como o químico, borracha & plástico e automobilístico.

No segmento de Geração, o ano de 2024 foi marcado pelo *curtailment*, os cortes de geração de energia renovável impostos pelo ONS, dada a maior complexidade na operação do sistema elétrico com a expansão das fontes intermitentes. Embora o vento tenha sido 5,0% maior, em comparação com 2023, o *curtailment* gerou uma queda de 15,4% no volume de energia gerada, o que representou um impacto de R\$ 272 milhões no Ebitda de 2024.

Com relação à nossa disciplina financeira, gestão de caixa e otimização da estrutura de capital, apresentamos ao fim desse trimestre uma alavancagem de 2,07 vezes o EBITDA, no critério de medição dos *covenants* financeiros, e posição de caixa de R\$ 3,5 bilhões. Com relação aos dividendos, estamos propondo o valor de R\$ 3,22 bilhões, ou R\$ 2,79/ação, relativo ao exercício de 2024, a ser distribuído após a aprovação em AGO, prevista para ocorrer em abril.

Por fim, compartilho com vocês a atualização do nosso Plano ESG 2030. Em sua 1ª versão, o Plano continha 23 compromissos organizados em 4 pilares. Na atualização anual, que é realizada de forma integrada ao Planejamento Estratégico da Companhia, foi dado um passo importante, com a adição do 24º compromisso - Resiliência Climática, com o objetivo de endereçar a estratégia de enfrentamento a eventos climáticos. O intuito é estabelecer planos de adaptação climática para os negócios de geração, transmissão e distribuição, fortalecendo a resiliência de nossos ativos até 2030.

No âmbito institucional e regulatório, participamos de importantes discussões setoriais, como a antecipação da renovação das concessões de distribuição e a busca de uma solução para o *curtailment* no segmento de geração. Enfrentamos também enormes desafios com uma das maiores tragédias climáticas da história no Rio Grande do Sul, que afetou a operação dos nossos ativos, mas também evidenciou nossa resiliência na forte capacidade de recuperação e resposta a crises, em todos os segmentos que atuamos. Por tudo isso, podemos dizer que fomos muito bem-sucedidos em 2024 e que juntos enfrentaremos os desafios que 2025 nos trará, sempre com eficiência, disciplina e foco no cliente, para garantir os melhores resultados.

Gustavo Estrella

Presidente da CPFL Energia

Resumo dos Principais Indicadores

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Carga na Área de Concessão GWh	17.979	18.415	(436)	-2,4%	72.792	70.666	2.126	3,0%
Vendas na Área de Concessão GWh	18.559	18.309	250	1,4%	72.897	69.968	2.929	4,2%
<i>Mercado Cativo</i>	9.990	10.813	(823)	-7,6%	40.599	40.704	(105)	-0,3%
<i>Cliente Livre</i>	8.569	7.496	1.072	14,3%	32.299	29.265	3.034	10,4%
Receita Operacional Bruta	16.484	15.294	1.190	7,8%	61.085	56.722	4.363	7,7%
Receita Operacional Líquida	11.946	10.540	1.406	13,3%	42.628	39.743	2.885	7,3%
EBITDA⁽¹⁾ Consolidado	3.276	3.111	165	5,3%	13.134	12.830	304	2,4%
<i>Distribuição</i>	1.882	2.061	(179)	-8,7%	7.760	7.904	(144)	-1,8%
<i>Geração</i>	1.107	761	346	45,4%	4.026	3.726	299	8,0%
<i>Transmissão</i>	268	230	38	16,7%	1.131	981	151	15,3%
<i>Comercialização, Serviços & Outros</i>	18	59	(41)	-68,8%	217	219	(1)	-0,7%
Lucro Líquido Consolidado	1.574	1.327	247	18,7%	5.762	5.537	224	4,1%
<i>Distribuição</i>	750	880	(130)	-14,7%	2.997	3.304	(308)	-9,3%
<i>Geração</i>	652	302	350	116,0%	2.231	1.774	458	25,8%
<i>Transmissão</i>	168	141	28	19,5%	608	532	75	14,2%
<i>Comercialização, Serviços & Outros</i>	4	4	(0)	-7,5%	(74)	(73)	(1)	1,3%
Dívida Líquida⁽²⁾	26.955	24.233	2.722	11,2%	26.955	24.233	2.722	11,2%
Dívida Líquida / EBITDA ⁽²⁾	2,07	1,87	-	10,6%	2,07	1,87	-	10,6%
Investimentos ⁽³⁾	1.894	1.556	338	21,7%	5.795	5.073	722	14,2%
Preço da Ação (R\$/ação)	31,59	38,51	(6,92)	-18,0%	31,59	38,51	(6,92)	-18,0%
Volume Médio Diário	61	56	5	8,7%	63	63	0	0,0%

Notas:

- (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Resolução CVM 156/22. Vide cálculo no item 2.1 deste relatório;
- (2) No critério dos *covenants* financeiros, que considera a participação da CPFL Energia nos projetos de geração;
- (3) Não inclui obrigações especiais.



Os dados que constam desse release bem como um maior detalhamento deles estão disponíveis em Excel, na **Base Histórica de Informações** da CPFL Energia, disponível no site de RI. **Para acessá-la, [clique aqui](#).**

Em caso de dúvidas, [Fale com o RI](#).

Destques



EBITDA
R\$ 3.276
milhões (+5,3%)



Lucro Líquido
R\$ 1.574
milhões (+18,7%)



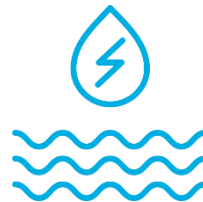
Dívida Líquida
R\$ 27,0
bilhões e alavancagem
de **2,07x** (Dívida
Líquida/ EBITDA¹)



CAPEX
R\$ 1.894
milhões (+21,7%)



**Proposta de
pagamento de
dividendos** no valor
R\$ 3.220
milhões, R\$ 2,79/ação



Entrada em operação
da **PCH Lucia
Cherobim** no Paraná,
com **28 MW** de **capacidade
instalada**



Atualização da Estratégia
ESG adicionando
+1 compromisso de
Resiliência Climática ao
Plano ESG 2030



Fomos certificados pela
norma internacional de
Gestão da Inovação,
a **ISO 56002**



CPFL Santa Cruz,
CPFL Paulista e CPFL
Piratininga, reconhecidas no
Prêmio Melhores em
Gestão pela FNQ - Fundação
Nacional de Qualidade

1) No critério dos *covenants* financeiros.

Índice

1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA	6
1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	6
1.2) Endividamento	12
1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS	12
1.2.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	14
1.3) Investimentos	14
1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento	14
1.3.2) Investimentos Previstos	15
2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG	16
2.1) Plano ESG 2030	16
2.2) Principais Indicadores	17
3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS	18
3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO	19
3.1.1) Desempenho Operacional	19
3.1.1.1) Carga Líquida de Perdas Área de Concessão	19
3.1.1.2) Venda de Energia Área de Concessão	19
3.1.1.3) Inadimplência	20
3.1.1.4) Perdas	21
3.1.1.5) DEC e FEC	22
3.1.2) Eventos Tarifários	22
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro	23
3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO	28
3.2.1) Desempenho Operacional	29
3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro	29
3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO	33
3.3.1) Portfólio	33
3.3.2) Desempenho Operacional	33
3.3.3) Temas Regulatórios	34
3.3.4) Desempenho Econômico-Financeiro Regulatório	37
3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro IFRS	39
3.4) SEGMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS	40
3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro	40
4) ANEXO	41

1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA

1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	16.484	15.294	1.190	7,8%	61.085	56.722	4.363	7,7%
Receita Operacional Líquida	11.946	10.540	1.406	13,3%	42.628	39.743	2.885	7,3%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	10.125	9.185	941	10,2%	37.033	35.072	1.961	5,6%
Custo com Energia Elétrica	(5.598)	(4.512)	(1.086)	24,1%	(19.519)	(17.669)	(1.851)	10,5%
PMSO, Previdência e PDD	(1.474)	(1.805)	331	-18,3%	(5.150)	(5.284)	134	-2,5%
Custos com construção de infraestrutura ¹	(1.671)	(1.178)	(493)	41,8%	(5.162)	(4.280)	(882)	20,6%
Equivalência Patrimonial	74	67	7	10,3%	337	319	18	5,5%
EBITDA²	3.276	3.111	165	5,3%	13.134	12.830	304	2,4%
Depreciação e Amortização	(580)	(597)	17	-2,9%	(2.303)	(2.250)	(53)	2,4%
Resultado Financeiro	(467)	(637)	170	-26,7%	(2.741)	(2.557)	(184)	7,2%
<i>Receitas Financeiras</i>	390	440	(49)	-11,2%	1.602	1.935	(333)	-17,2%
<i>Despesas Financeiras</i>	(857)	(1.077)	220	-20,4%	(4.343)	(4.492)	149	-3,3%
Lucro Antes da Tributação	2.229	1.877	352	18,8%	8.089	8.023	66	0,8%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(655)	(550)	(105)	19,1%	(2.327)	(2.486)	158	-6,4%
Lucro Líquido	1.574	1.327	247	18,7%	5.762	5.537	224	4,1%

Nota: (1) Para fins gerenciais, foi realizada uma reclassificação de R\$ 90 milhões entre as linhas de Custos com construção de infraestrutura e Material no 4T23 e 2023 devido a mudança no critério de eliminações; (2) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

Efeitos não caixa, itens extraordinários e outros

Destacamos abaixo os efeitos não caixa, itens extraordinários e outros de maior relevância observados nos períodos analisados, como forma de facilitar o entendimento das variações nos resultados da Companhia.

Efeitos no EBITDA R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Efeitos não Caixa (recorrentes)								
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	312	147	165	112,7%	1.017	818	198	24,3%
Despesas legais e judiciais	(141)	(137)	(4)	2,8%	(315)	(362)	47	-13,0%
Baixa de ativos	(64)	(52)	(12)	23,2%	(176)	(164)	(12)	7,6%
Itens extraordinários								
Ajuste a Valor Justo Enercan (efeito não caixa)	56	(334)	390	-	56	(334)	390	-
Reversão de Provisão - Portaria MME nº 30 (efeito não caixa)	205	-	205	-	205	-	205	-
Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)	40	(50)	90	-	103	(50)	152	-
Impacto Enchente - Rio Grande do Sul	29	-	29	-	(112)	-	(112)	-
Ajustes TESB (efeito não caixa)	26	-	26	-	52	-	52	-
Laudo de avaliação da BRR	-	(9)	9	-	-	187	(187)	-
Antecipação de Final de Consórcio - Grupo Pedra	(219)	-	(219)	-	(219)	-	(219)	-
Acordo com fornecedor da CPFL Transmissão	-	36	(36)	-	-	36	(36)	-

Explicação dos itens extraordinários

O resultado no trimestre está impactado pelos seguintes itens extraordinários:

- l Ajustes a Valor Justo de Enercan (efeitos não caixa):
 - a. Efeito positivo de R\$ 56 milhões no 4T24, referente a provisão para ganhos resultante de teste do valor recuperável do ativo;
 - b. Efeito negativo de R\$ 334 milhões no 4T23, referente a provisão para perdas resultante de teste do valor recuperável do ativo;
- l Reversão de Provisão – Portaria MME nº 30 (efeito não caixa): Em 2015, foi publicada a Portaria MME nº 30, que definia novos montantes de garantia física de ativos de

geração, incluindo PCHs e CGHs da CPFL Renováveis, por meio de mecanismo de revisão de garantia física previsto na Portaria MME nº 463/2009. Uma decisão liminar, resultante de uma ação judicial questionando o mecanismo da revisão em questão, permitiu que as determinações da Portaria não fossem aplicadas, porém a CPFL, de forma conservadora, optou por provisionar um passivo correspondente a essa redução de garantia física. No final de 2024, foi publicada a Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 1.085/2024, instituindo um novo sistema para medição de vazão e indisponibilidades, que poderá corrigir a lacuna regulatória e possibilitará a proposição de uma metodologia de revisões de garantia física mais justa. Dessa forma, foi favorecida a discussão técnica, o que justifica a baixa dos saldos provisionados referentes a essa discussão, totalizando R\$ 205 milhões;

l Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa):

- a. Efeito positivo de R\$ 40 milhões no 4T24, por conta da remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado;
- b. Efeito negativo de R\$ 50 milhões no 4T23, por conta da remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado;

l Impacto das Enchentes – Rio Grande do Sul:

- a. RGE (-R\$ 10 milhões): Reversão de provisões de baixa de ativos, no montante de R\$ 12 milhões, compensada por serviços relacionados à substituição de ativos impactados, serviços de limpeza e infraestrutura, entre outros, no montante de R\$ 2 milhões. Os efeitos são líquidos de impostos;
- b. Ceran (-R\$ 16 milhões): Recebimento do seguro da UHE Monte Claro, no montante de R\$ 18 milhões, compensado por serviços de limpeza e infraestrutura, entre outros, no montante de R\$ 2 milhões;
- c. CPFL Transmissão (-R\$ 4 milhões): Reversão de provisões de baixa de ativos, no montante de R\$ 3 milhões, e de despesas de infraestrutura e manutenção, entre outras (R\$ 1 milhão);

l Reversão de Provisão - TESB (Efeito não caixa): Efeito positivo de R\$ 26 milhões por conta de reversão de provisão para perdas relacionadas ao possível atraso de operação do ativo. Este efeito diz respeito ao impacto contabilizado no IFRS. No resultado regulatório do segmento de Transmissão, o efeito é de R\$ 54 milhões;

l Laudo de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória ("BRR") – Efeito no 4T23: ajuste relativo à versão final do laudo de avaliação da RTP da CPFL Piratininga (R\$ 9 milhões);

l Antecipação de Final de Consórcio – Grupo Pedra: Em novembro de 2024, a ANEEL autorizou a transferência das outorgas das usinas termelétricas a biomassa Bio Pedra, Bio Buriti e Bio Ipê para o Grupo Pedra. Em dezembro de 2024, todas as condições precedentes do acordo foram cumpridas, extinguindo todas as relações contratuais existentes entre as partes. O acordo gerou valor ao grupo CPFL, mas no exercício de 2024, o impacto no Ebitda foi de R\$ 219 milhões;

l Acordo com fornecedor da CPFL Transmissão – Efeito no 4T23: em função do atraso na entrega das obras da TESB, a Companhia celebrou um acordo com o fornecedor responsável, tratando do ressarcimento de perdas e danos correspondentes, no valor de R\$ 83,5 milhões; parte desse valor (R\$ 47,3 milhões) foi repassado ao estado do Rio Grande do Sul, conforme previsto no Edital do Leilão de Privatização nº 01/2021 da CEEE-T, restando o benefício de R\$ 36,2 milhões no resultado do 4T23;

Para a análise do ano, o resultado está impactado também pelos seguintes itens:

- l Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa): efeito positivo de R\$ 103 milhões em 2024, considerando o efeito de R\$ 63 milhões no 1T24, comparado ao efeito negativo de R\$ 50 milhões contabilizado no ano de 2023, por conta da remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado;
- l Impacto das Enchentes – Rio Grande do Sul:
 - a. RGE (R\$ 93 milhões): (i) baixa de ativos danificados, no montante de R\$ 35 milhões, principalmente medidores e equipamentos de rede de distribuição e subestação (R\$ 26 milhões) e suas respectivas baixas no ativo financeiro da concessão (R\$ 9 milhões), (ii) serviços relacionados à substituição de ativos impactados, serviços de limpeza e infraestrutura, manutenção de frota, entre outros (R\$ 24 milhões), (iii) penalidade e ultrapassagem da contratação de Rede Básica (R\$ 23 milhões) e (iv) impossibilidade de faturamento de clientes afetados pela enchente, em **valor estimado** de R\$ 12 milhões;
 - b. Ceran (R\$ 11 milhões): (i) serviços de limpeza e infraestrutura, entre outros, no montante de R\$ 26 milhões, e (ii) baixa de ativos danificados, no montante de R\$ 3 milhões, compensada pelo (iii) recebimento do seguro da UHE Monte Claro, no montante de R\$ 18 milhões;
 - c. CPFL Transmissão (R\$ 8 milhões): despesas de infraestrutura e manutenção, entre outras;
- l Reversão de Provisão - TESB (Efeito não caixa): Efeito positivo de R\$ 52 milhões por conta de reversão de provisão para perdas relacionadas ao possível atraso de operação do ativo. Este efeito diz respeito ao impacto contabilizado no IFRS. No resultado regulatório do segmento de Transmissão, o efeito é de R\$ 54 milhões;
- l Laudos de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória ("BRR") – efeitos em 2023:
 - a. CPFL Paulista (R\$ 72 milhões): valor referente ao complemento para o laudo final de avaliação;
 - b. RGE (R\$ 77 milhões): valor referente ao complemento para o laudo final de avaliação;
 - c. CPFL Piratininga (R\$ 38 milhões): Laudo preliminar (-R\$ 47 MM) no 2T23 e Laudo final (+R\$ 9 MM) no 4T23.

Os demais efeitos são os mesmos para a análise do trimestre e do ano.

Outros números relevantes para a análise do resultado

Efeitos no EBITDA Segmento de Transmissão	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
EBITDA IFRS	268	230	38	16,7%	1.131	981	151	15,3%
EBITDA Regulatório	192	263	(71)	-27,0%	844	896	(52)	-5,8%
Diferença do IFRS (-) Regulatório	77	(33)			288	85		

Efeitos no Resultado Financeiro R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Acréscimos e multas moratórias	119	103	16	15,8%	423	382	41	10,8%
Marcação a mercado (MTM) da Dívida	188	154	35	22,5%	(90)	168	(258)	-

Para o resultado financeiro é importante destacar os seguintes efeitos:

- l Acréscimos e multas moratórias: resultado positivo no ano em função do aumento na quantidade de contas recebidas em atraso, apesar da REN ANEEL nº 1.092/2024, que suspendeu a cobrança de multa e juros na RGE, no período de maio até agosto, em função

do enfrentamento da calamidade pública no estado do Rio Grande do Sul¹;

Marcação a mercado (MTM) da Dívida: no trimestre, tivemos um efeito positivo relacionado ao aumento da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado de dívida no trimestre. No ano, a despesa financeira é impactada negativamente pelo maior saldo da dívida marcado e pela redução da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado em 2024, em comparação com 2023.

Receita Operacional Líquida por Segmento

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Distribuição	9.048	8.447	601	7,1%	34.224	32.414	1.811	5,6%
Geração	1.482	1.392	90	6,5%	5.020	4.997	23	0,5%
Transmissão	679	542	137	25,3%	2.198	1.954	244	12,5%
Comercialização	1.277	651	626	96,1%	3.078	2.310	768	33,3%
Serviços	315	277	38	13,6%	1.254	1.011	242	23,9%
Eliminações e Outros	(855)	(769)	(86)	11,1%	(3.146)	(2.943)	(202)	6,9%
Receita Operacional Líquida	11.946	10.540	1.406	13,3%	42.628	39.743	2.885	7,3%

No segmento de Distribuição, a atualização do ativo financeiro da concessão compensou a redução da receita de fornecimento (Cativo + TUSD) no trimestre, impactada pelas altas temperaturas do período anterior. No ano, o efeito de temperatura foi positivo para a receita, sendo parcialmente compensada pela menor atualização do ativo financeiro da concessão.

Para mais detalhes sobre a variação da receita operacional líquida por segmento, vide **Capítulo 3 – Performance dos Negócios**.

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Itaipu	612	546	66	12,2%	2.260	2.134	126	5,9%
PROINFA	90	107	(17)	-16,1%	367	420	(54)	-12,8%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	4.182	2.754	1.428	51,8%	13.115	11.253	1.862	16,5%
Crédito de PIS e COFINS	(428)	(296)	(132)	44,6%	(1.374)	(1.223)	(150)	12,3%
Energia Comprada para Revenda	4.455	3.111	1.345	43,2%	14.368	12.583	1.784	14,2%
Encargos da Rede Básica	968	1.030	(62)	-6,0%	4.079	3.889	190	4,9%
Encargos de Transporte de Itaipu	72	103	(31)	-30,4%	362	363	(1)	-0,2%
Encargos de Conexão	27	27	(0)	-0,1%	117	108	9	7,9%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	9	23	(13)	-58,2%	42	85	(44)	-51,2%
ESS / EER	182	369	(188)	-50,8%	1.099	1.191	(92)	-7,7%
Crédito de PIS e COFINS	(115)	(151)	35	-23,4%	(547)	(551)	3	-0,6%
Encargo	1.143	1.401	(258)	-18,4%	5.152	5.085	66	1,3%
Custo com Energia Elétrica	5.598	4.512	1.086	24,1%	19.519	17.669	1.851	10,5%

Houve um crescimento nos **Custos com Energia Comprada para Revenda**, no trimestre e no ano, principalmente por conta do crescimento dos custos com **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**.

O aumento percebido nos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, no ano, decorre principalmente da variação nos encargos da Rede Básica, devido aos reajustes na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) implementados pela Resolução ANEEL nº 3.217/2023, que determinaram novas tarifas a partir de jul/23, parcialmente compensada pelos reajustes na TUST implementados pela Resolução ANEEL nº 3.349/2024, que determinaram novas tarifas a partir de jul/24.

¹ A REN ANEEL nº 1.092/24 estabeleceu, entre outras medidas, que ações de cobrança por atraso e a aplicação de multas e juros ficariam suspensas por 90 dias para os municípios do estado do Rio Grande do Sul onde foi decretado "estado de calamidade" e 30 dias para os demais municípios do estado.

Em relação aos **encargos setoriais (ESS/EER)**, a variação percebida no trimestre decorre do ESS - Encargos de Serviço do Sistema, devido ao menor nível de despachos termelétricos fora da ordem de mérito de preço ocorridos no período, e do EER (Encargo de Energia de Reserva) em função do maior PLD aplicado nas liquidações dos contratos. No ano, a variação concentra-se no EER, em decorrência do PLD.

Para mais detalhes sobre a variação do Custo com Energia Elétrica, vide **Capítulo 3 – Performance dos Negócios**.

PMSO

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Pessoal	607	604	3	0,4%	2.261	2.160	101	4,7%
Material ¹	122	110	12	10,9%	516	486	30	6,2%
Serviços de Terceiros	303	292	11	3,8%	1.068	991	77	7,8%
<i>Serviços de Terceiros</i>	318	292	26	8,8%	1.028	991	37	3,8%
<i>Serviços de Terceiros - Enchente Rio Grande do Sul</i>	(15)	-	(15)	-	40	-	40	-
Outros Custos/Despesas Operacionais	415	774	(359)	-46,4%	1.177	1.483	(307)	-20,7%
<i>PDD</i>	91	87	5	5,7%	417	277	139	50,2%
<i>Baixa de Ativos</i>	64	52	12	23,2%	176	164	12	7,6%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	141	137	4	2,8%	315	362	(47)	-13,0%
<i>Antecipação de Final de Consórcio - Grupo Pedra</i>	191	-	191	-	191	-	191	-
<i>Baixa de Ativos - Enchente Rio Grande do Sul</i>	(15)	-	(15)	-	29	-	29	-
<i>Ajustes TESB (efeito não caixa)</i>	(26)	-	(26)	-	(52)	-	(52)	-
<i>Acordo com fornecedor da CPFL Transmissão</i>	-	47	(47)	-	-	47	(47)	-
<i>Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)</i>	(40)	50	(90)	-	(103)	50	(152)	-
<i>Ajuste a Valor Justo Enercan (efeito não caixa)</i>	(56)	334	(390)	-	(56)	334	(390)	-
<i>Outros</i>	65	68	(3)	-4,1%	260	250	10	4,0%
PMSO	1.447	1.780	(334)	-18,7%	5.022	5.120	(98)	-1,9%

Nota: (1) Foi realizada uma reclassificação gerencial de R\$ 90 milhões entre as linhas de Custos com construção de infraestrutura e Material no 4T23 devido a mudanças de critérios de eliminações entre linhas.

O PMSO foi impactado por itens extraordinários que geraram um efeito positivo de R\$ 392 milhões no trimestre e de R\$ 382 milhões no ano (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo).

Expurgando esses itens, o PMSO teria apresentado um aumento no trimestre e no ano, respectivamente, de 4,3% (R\$ 59 milhões) e 6,1% (R\$ 284 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- { **MSO não ligado à inflação (aumentos de R\$ 21 milhões no trimestre e de R\$ 109 milhões no ano):** aumento na provisão para devedores duvidosos (PDD) foi o principal impacto do trimestre e do ano;
- { **MSO ligado à inflação (aumentos de R\$ 35 milhões no trimestre e de R\$ 73 milhões no ano) - principais impactos:** maiores despesas com manutenção de hardware/software (R\$ 3 milhões no trimestre e R\$ 32 milhões no ano) e ações de cobrança (R\$ 9 milhões no trimestre e no ano);
- { **Pessoal (aumentos de R\$ 3 milhões no trimestre e de R\$ 101 milhões no ano):** o crescimento no ano reflete os reajustes salariais decorrentes dos acordos coletivos aplicados em 2023 e 2024, além de aumento de *headcount* de 13,0% no segmento de Serviços (que representa 33% do quadro de colaboradores do grupo CPFL); cabe mencionar que esse aumento de custos no segmento de Serviços tem receita atrelada. Esse crescimento reflete também o maior *headcount* no segmento de Distribuição (+2,4%).

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	1.671	1.178	493	41,8%	5.162	4.280	882	20,6%
Entidade de Previdência Privada	27	25	3	10,7%	128	163	(35)	-21,7%
Depreciação e Amortização	580	597	(17)	-2,9%	2.303	2.250	53	2,4%
Demais Custos e Despesas Operacionais	2.279	1.800	478	26,6%	7.593	6.694	899	13,4%

EBITDA

O **EBITDA**, tanto no trimestre quanto no ano, foi impactado por efeitos extraordinários de 2023 e 2024. Expurgando esses efeitos, o desempenho seria negativo, explicado principalmente pelo aumento das restrições de geração eólica, compensado parcialmente pelo PMSO abaixo da inflação e pelo aumento da margem do segmento de Transmissão.

O EBITDA é calculado de acordo com a Resolução CVM nº 156/2022, conforme demonstrado na tabela abaixo:

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	1.574	1.327	247	18,7%	5.762	5.537	224	4,1%
Depreciação e Amortização	580	597	(17)	-2,9%	2.303	2.250	53	2,4%
Resultado Financeiro	467	637	(170)	-26,7%	2.741	2.557	184	7,2%
Imposto de Renda / Contribuição Social	655	550	105	19,1%	2.327	2.486	(158)	-6,4%
EBITDA	3.276	3.111	165	5,3%	13.134	12.830	304	2,4%

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receitas	390	440	(49)	-11,2%	1.602	1.935	(333)	-17,2%
Despesas	(857)	(1.077)	220	-20,4%	(4.343)	(4.492)	149	-3,3%
Resultado Financeiro	(467)	(637)	170	-26,7%	(2.741)	(2.557)	(184)	7,2%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(729)	(762)	33	-4,3%	(2.955)	(3.111)	156	-5,0%
Acréscimos e multas moratórias	119	103	16	15,8%	423	382	41	10,8%
Marcação a mercado	188	154	35	22,5%	(90)	168	(258)	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	(4)	3	(8)	-	(82)	66	(149)	-
Outras receitas e despesas	(40)	(135)	95	-70,0%	(36)	(62)	26	-41,7%
Resultado Financeiro	(467)	(637)	170	-26,7%	(2.741)	(2.557)	(184)	7,2%

As **despesas financeiras líquidas** diminuíram no trimestre por conta principalmente do efeito positivo da **Marcação a mercado** (aumento da curva de *spread* de risco) e menores **despesas com a dívida líquida** (menor CDI).

No ano, o aumento foi reflexo principalmente da **Marcação a mercado**, devido à redução da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado, em comparação ao que era praticado em 2023, e da **Atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, justificada principalmente pelo registro de saldo atualizável ativo em 2023 e passivo em 2024. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução das **despesas com a dívida líquida**, reflexo principalmente do menor CDI no período.

Lucro Líquido

O aumento de 18,7% do **Lucro Líquido** reflete principalmente o desempenho do **EBITDA** do trimestre, influenciado por itens extraordinários, e menores **despesas financeiras líquidas**. No ano, os efeitos positivo no EBITDA, compensados parcialmente pelas maiores **despesas financeiras líquidas**, resultam em um crescimento de 4,1% do **Lucro Líquido**.

Destinação do Lucro Líquido do Exercício

A política de dividendos da CPFL Energia estabelece que seja distribuído no mínimo 50% do lucro líquido, ajustado de acordo com a Lei das Sociedades por Ações, aos titulares de suas ações. A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

R\$ mil	2024
Luro Líquido Controladora	5.457.652
Realização de Reserva de Lucros a Realizar	3.234
Realização de Resultado Abrangente	12.050
Dividendos Prescritos	16.928
Lucro Líquido Base para Destinação	5.489.864
Reserva Legal	-
Reserva de Lucros a Realizar	874.241
Reserva de Capital de Giro	1.396.020
Dividendos Mínimos Obrigatórios	1.364.413
Dividendos Adicionais Propostos	1.855.190
Dividendo Total Proposto	3.219.603

Dividendo

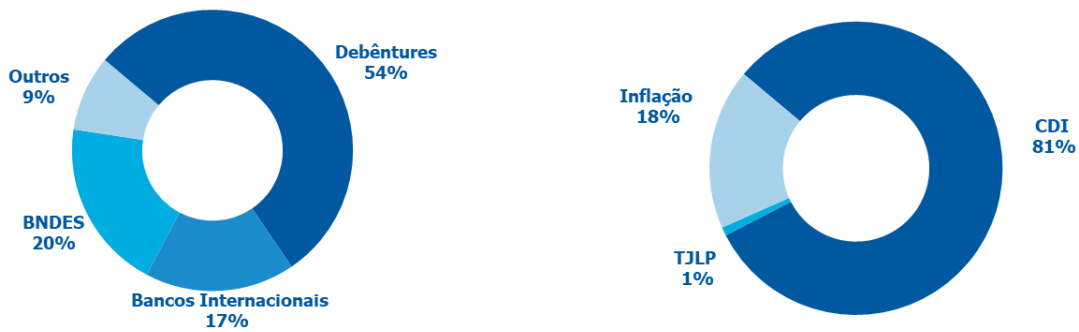
O Conselho de Administração propõe a distribuição de R\$ 3.220 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias, negociadas na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). O valor proposto corresponde a R\$ 2,794176750 por ação e será distribuído após a aprovação em AGO.

1.2) Endividamento

1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS

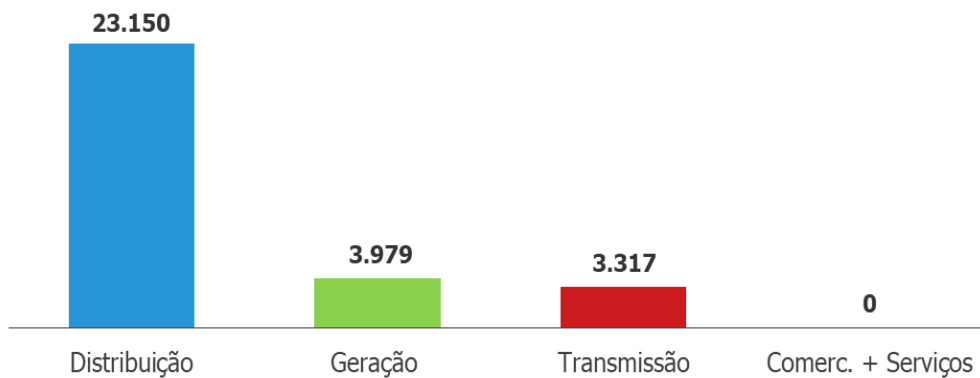
R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	30.445	29.455	(991)	3,4%
Disponibilidades	(3.547)	(5.533)	(1.986)	-35,9%
Dívida Líquida	26.898	23.922	2.976	12,4%
Custo da Dívida	12,2%	11,9%	-	2,9%

Breakdown por Fonte e por Indexação | Pós-Hedge



Para mitigar possíveis exposições ao risco de flutuações do mercado, cerca de R\$ 5,4 bilhões em dívida possuem operações de **hedge**. Visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato, para as dívidas em moeda estrangeira (17,8% do total das dívidas em IFRS) foram contratadas operações de **swap**.

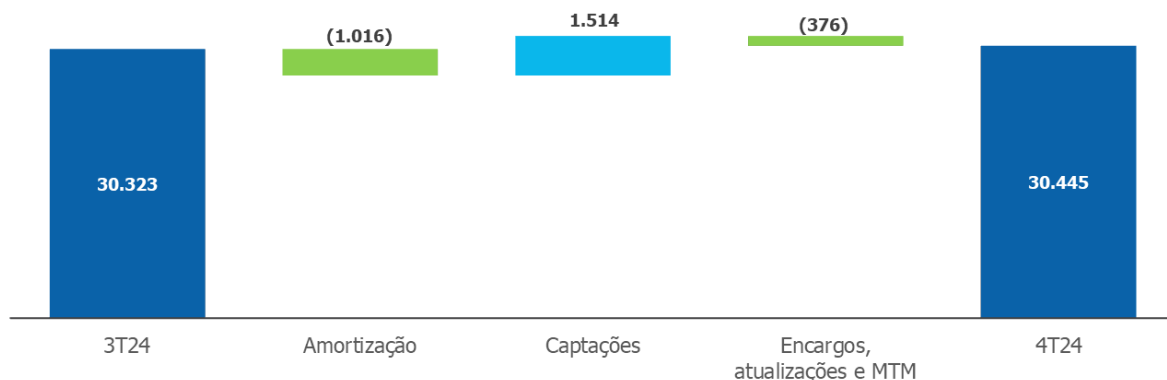
Dívida por Segmento – IFRS | R\$ milhões



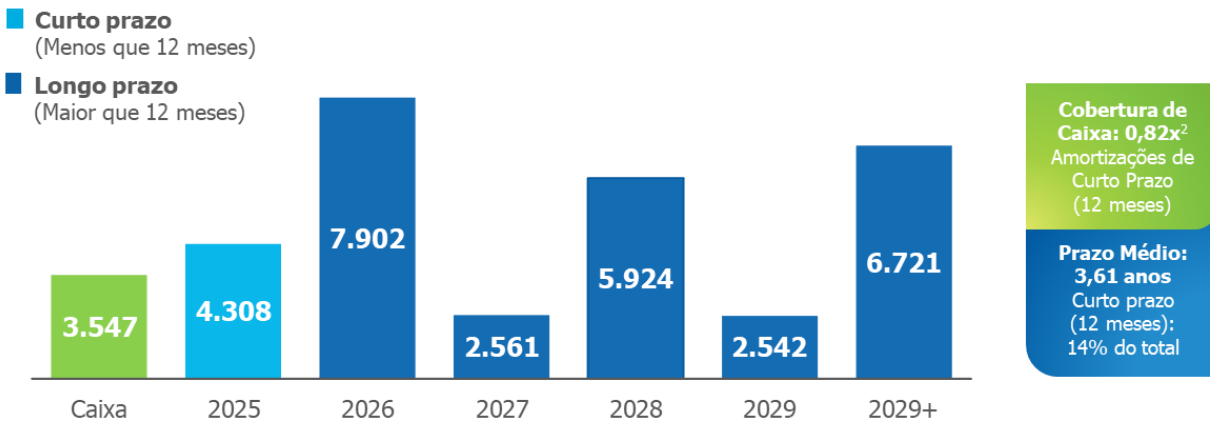
Notas:

- (1) O segmento de Geração considera CPFL Renováveis, CPFL Geração, Ceran e Enercan; o segmento de Serviços considera a CPFL Serviços;
- (2) Considera o principal da dívida, juros, derivativos e os mútuos com a SGBP.

Evolução do Saldo da Dívida – IFRS | 4T24



Cronograma de Amortização da Dívida¹ – IFRS | Dezembro de 2024



Notas:

- (1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos. Para se chegar ao total da dívida financeira de R\$ 30.445 milhões, faz-se a inclusão dos encargos, do efeito de Marcação a Mercado (MTM), do custo de captação e do mútuo;
 (2) Caixa está considerando o saldo de TVM de R\$ 1.574 milhões.

1.2.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	30.782	29.906	876	2,9%
(-) Disponibilidades ²	(3.827)	(5.673)	1.846	-32,5%
(=) Dívida Líquida	26.955	24.233	2.722	11,2%
EBITDA <i>Proforma</i> ³	13.006	12.933	73	0,6%
Dívida Líquida / EBITDA	2,07	1,87	-	10,6%

Notas:

- (1) Considera a consolidação proporcional dos ativos de Geração e da CPFL Transmissão, além do mútuo com a SGBP;
 (2) Inclui Títulos e Valores Mobiliários (TVM);
 (3) EBITDA *Pro forma* no critério de apuração dos *covenants* financeiros, ajustado de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de suas controladas.

A reconciliação do indicador Dívida Líquida/EBITDA *Pro Forma* está disponível na Base Histórica de Informações da CPFL Energia; para acessá-la, [clique aqui](#).

1.3) Investimentos

1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Distribuição	1.433	1.092	342	31,3%	4.544	3.793	751	19,8%
Geração	137	173	(37)	-21,0%	411	446	(36)	-8,0%
Transmissão ¹	300	257	42	16,4%	758	735	23	3,1%
Comercialização	1	2	(1)	-60,7%	3	5	(2)	-31,8%
Serviços e Outros ²	23	32	(8)	-26,5%	80	94	(15)	-15,6%
Investimentos Realizados	1.894	1.556	338	21,7%	5.795	5.073	722	14,2%

Notas:

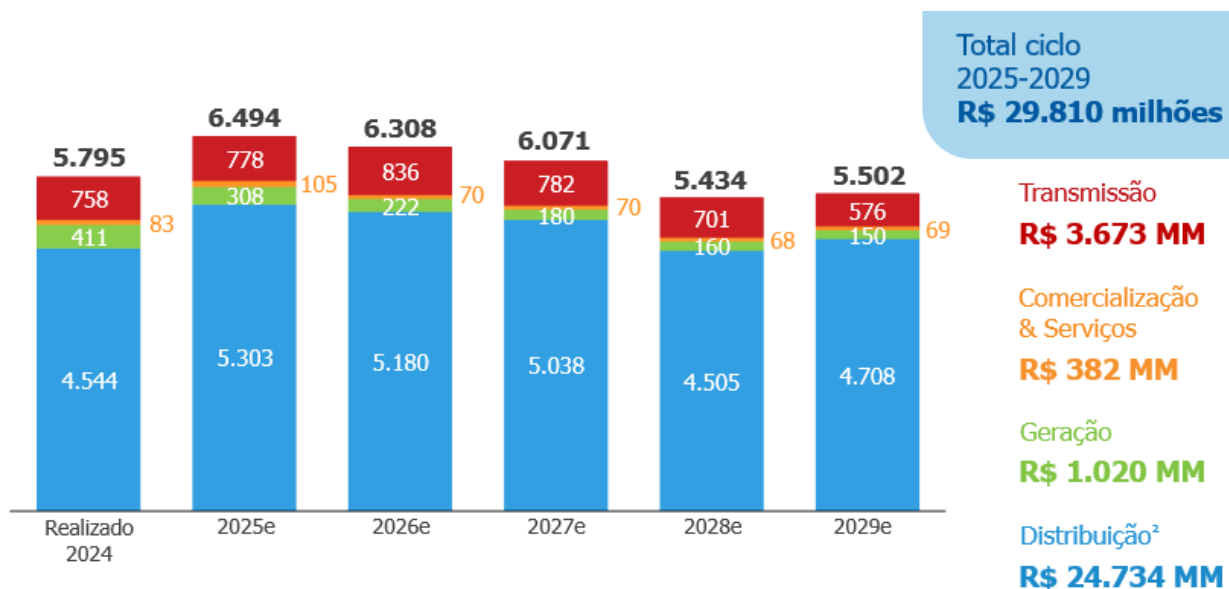
- (1) Transmissoras não possuem ativos imobilizados, assim, considera-se a adição de ativos contratuais;
 (2) Outros: refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

O aumento observado entre os períodos está relacionado principalmente à realização no segmento de Distribuição, com foco em obras de atendimento a clientes e plano de expansão do sistema elétrico, somado à manutenção e modernização da rede e no segmento de Transmissão, com investimentos para melhorias nas linhas. Além disso, temos uma redução no segmento de Geração em função do término da construção da PCH Cherobim.

Em 2024, os investimentos totalizaram R\$ 5.795 milhões (98% do nosso Plano de CAPEX), um aumento de 14,2% em relação a 2023, em que foram atingidos R\$ 5.073 milhões, o crescimento é explicado pelo aumento de investimentos nos segmentos de Distribuição e Transmissão, como relatados anteriormente.

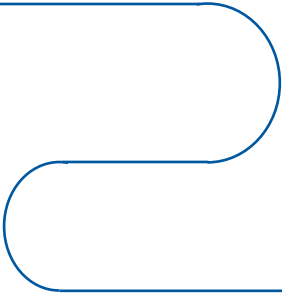
1.3.2) Investimentos Previstos

Em 12 de dezembro de 2024, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a proposta da Diretoria Executiva para as Projeções Plurianuais 2025-2029¹ da Companhia, a qual foi previamente debatida com o Comitê de Finanças e Gestão de Riscos.



Notas:

- (1) Moeda constante;
- (2) Desconsiderando investimentos em Obrigações Especiais no segmento de Distribuição (entre outros financiados por consumidores).



2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG

2.1) Plano ESG 2030

O Plano ESG 2030 traz diretrizes e estratégias para que possamos fornecer energia sustentável, acessível e confiável em todos os momentos, tornando a vida das pessoas mais segura, saudável e próspera nas regiões onde operamos. Nosso objetivo corporativo é impulsionar a transição para um modelo mais sustentável de produzir e consumir energia, potencializando os impactos positivos do nosso modelo de negócio na comunidade e cadeia de valor.

Para isso, identificamos quatro pilares que sustentam a maneira como conduzimos nossos negócios e executamos nossa estratégia: Soluções renováveis e inteligentes, Operações sustentáveis, Valor compartilhado com a sociedade e Atuação segura e confiável.



Dentro dos pilares, assumimos 24 compromissos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODSs) das Nações Unidas. Os compromissos estão disponíveis no [site de RI](#) da CPFL Energia.



2.2) Principais Indicadores

Abaixo listamos alguns indicadores alinhados ao Plano ESG 2030:

Soluções Renováveis e Inteligentes								
Tema	Indicador	Unidade	4T24	4T23	Δ %	2024	2023	Δ %
Energia renovável	Energia gerada por fontes renováveis	GWh	4.229	5.204	-18,7%	16.699	14.889	12,2%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	2.483	3.237	-23,3%	10.393	7.938	30,9%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	431	484	-10,9%	1.686	1.854	-9,1%
	↳ Solar	GWh	0,3	0,3	13,2%	1,2	1,2	-3,4%
	↳ Eólica	GWh	1.132	1.211	-6,6%	3.631	4.054	-10,5%
	↳ Biomassa	GWh	183	272	-32,8%	988	1.041	-5,1%
Smart Grid	Religadores automáticos instalados	unidade	19.876	17.909	11,0%	19.876	17.909	11,0%
	Carga de energia teledividida	%	56,2%	54,6%	2,9%	56,0%	56,4%	-0,8%
Inovação	Investimento em inovação P&D ANEEL	R\$ MM	31,8	20,6	54,6%	73,7	55,2	33,5%
Descarbonização	Projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável	unidade	53	67	-20,9%	53	67	-20,9%
	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ MM	1,4	0,0	0,0%	3,1	3,3	-6,1%

Operações Sustentáveis								
Tema	Indicador	Unidade	4T24	4T23	Δ %	2024	2023	Δ %
Economia circular	Transformadores reformados	unidade	2.402	2.942	-18,4%	9.876	11.611	-14,9%
	Alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa	toneladas	23.715	25.542	-7,2%	93.725	80.471	16,5%
Ecoeficiência	Consumo de água prédios administrativos	mil m ³	9	29	-68,8%	37	82	-54,6%
	Consumo de energia prédios administrativos	MWh	2.459	9.871	-75,1%	10.405	36.409	-71,4%

Valor Compartilhado com a Sociedade								
Tema	Indicador	Unidade	4T24	4T23	Δ %	2024	2023	Δ %
Digitalização	Atendimentos digitais	%	91,0%	90,0%	1,1%	90,5%	90,8%	-0,2%
	Pagamento de faturas por meio digital	%	75,2%	73,8%	1,9%	75,4%	72,2%	4,4%
	Contas digitais	MM de unidades	5,0	4,6	7,6%	5,0	4,6	7,6%
Comunidade	Investimentos de eficiência energética em hospitais públicos CPFL e RGE nos Hospitais	R\$ milhões	14,7	12,3	19,8%	31,2	61,8	-49,5%
	Investimento em projetos socioambientais em comunidades Instituto CPFL, Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda e Meio Ambiente	R\$ milhões	14,5	31,3	-53,8%	43,7	87,9	-50,3%
	Pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil	99,0	732,8	-86,5%	876,4	2.472,1	-64,5%
	Unidades consumidoras de baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética PEE ANEEL	mil	11,374	8,5	33,8%	13,574	30,5	-55,5%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Horas de treinamento ¹	mil	131,1	179,4	-26,9%	524,2	771,5	-32,1%
Diversidade ²	Negros na companhia	%	34,8%	31,1%	11,7%	34,8%	31,1%	11,7%
	Mulheres na companhia	%	21,1%	21,0%	0,6%	21,1%	21,0%	0,6%
	PcD na companhia	%	4,4%	4,0%	9,5%	4,4%	4,0%	9,5%
	Grupos Minoritários em cargos de liderança	%	39,6%	-	-	39,6%	-	-
Compras sustentáveis	Fornecedores críticos avaliados em critérios de sustentabilidade	%	92,1%	94,0%	-2,0%	92,1%	94,0%	-2,0%

Nota: (1) Considera o programa de requalificação profissional.

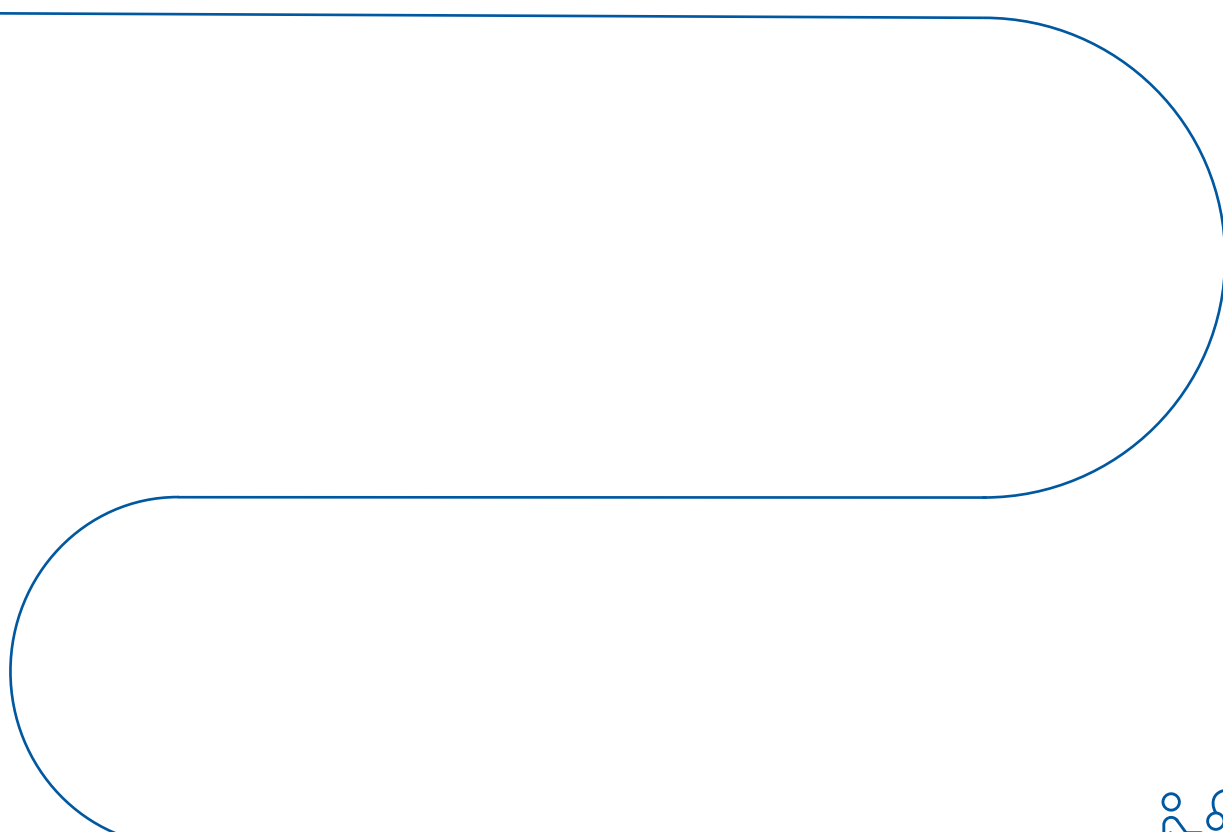
(2) Em 2024, atualizamos nossos compromissos e substituímos o indicador "Mulheres em cargos de liderança" por Grupos Minoritários em cargos de liderança



Atuação Segura e Confiável

Tema	Indicador	Unidade	4T24	4T23	Δ %	2024	2023	Δ %
Saúde e Segurança	Taxa de frequência de acidentes Próprios	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ¹	0,9	0,8	18,7%	0,8	0,6	19,5%
	Taxa de frequência de acidentes Terceiros	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ¹	2,5	2,8	-9,0%	4,7	2,8	68,4%
	Acidentes fatais com a população	unidade	4,0	4,0	0,0%	10,0	10,0	0,0%
Ética	Colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	100%	100,0%	0,0%	100%	100,0%	0,0%
Transparência	Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	unidade	2	2	0,0%	2	2	0,0%
	Mulheres no Conselho de Administração	unidade	3	1	200,0%	3	1	200,0%

Nota: (1) Horas trabalhadas com exposição ao risco até o período.



3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS

3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO

3.1.1) Desempenho Operacional

3.1.1.1) Carga Líquida de Perdas | Área de Concessão

GWh	4T24	4T23	Δ GWh	Δ %	Part.	2024	2023	Δ GWh	Δ %	Part.
Mercado Cativo	9.490	10.978	(1.488)	-13,6%	52,8%	40.140	41.201	(1.061)	-2,6%	55,1%
Cliente Livre	8.489	7.437	1.052	14,1%	47,2%	32.652	29.465	3.187	10,8%	44,9%
Carga Líquida de Perdas	17.979	18.415	(436)	-2,4%	100,0%	72.792	70.666	2.126	3,0%	100,0%

3.1.1.2) Venda de Energia | Área de Concessão

GWh	4T24	4T23	Δ GWh	Δ %	Part.	2024	2023	Δ GWh	Δ %	Part.
Residencial	5.923	6.025	(103)	-1,7%	31,9%	23.306	21.980	1.325	6,0%	32,0%
Industrial	6.842	6.561	281	4,3%	36,9%	26.577	25.799	778	3,0%	36,5%
Comercial	3.183	3.183	0	0,0%	17,2%	12.587	11.845	742	6,3%	17,3%
Rural	691	655	37	5,6%	3,7%	2.879	2.755	124	4,5%	3,9%
Outros	1.919	1.885	34	1,8%	10,3%	7.549	7.590	(41)	-0,5%	10,4%
Venda de Energia	18.559	18.309	250	1,4%	100,0%	72.897	69.968	2.929	4,2%	100,0%
Cativo										
Residencial	5.922	6.025	(103)	-1,7%	59,3%	23.304	21.980	1.324	6,0%	57,4%
Industrial	585	902	(317)	-35,1%	5,9%	2.769	3.604	(836)	-23,2%	6,8%
Comercial	1.598	1.882	(285)	-15,1%	16,0%	6.713	7.103	(390)	-5,5%	16,5%
Rural	610	607	3	0,5%	6,1%	2.605	2.569	36	1,4%	6,4%
Outros	1.275	1.396	(121)	-8,7%	12,8%	5.209	5.447	(239)	-4,4%	12,8%
Total Cativo	9.990	10.813	(823)	-7,6%	100,0%	40.599	40.704	(105)	-0,3%	100,0%
TUSD										
Residencial	1	0	1	0,0%	0,0%	2	0	2	0,0%	0,0%
Industrial	6.257	5.659	598	10,6%	73,0%	23.808	22.195	1.614	7,3%	73,7%
Comercial	1.585	1.301	285	21,9%	18,5%	5.874	4.741	1.133	23,9%	18,2%
Rural	81	48	33	69,5%	0,9%	275	186	88	47,4%	0,9%
Outros	644	489	155	31,8%	7,5%	2.340	2.142	198	9,2%	7,2%
Total TUSD	8.569	7.496	1.072	14,3%	100,0%	32.299	29.265	3.034	10,4%	100,0%

Destacam-se no trimestre:

- Classe Residencial:** redução de 1,7%, principalmente em função da menor necessidade de resfriamento, devido a temperaturas mais amenas no estado de São Paulo, além do impacto referente ao incremento de geração distribuída (GD). Compensando parcialmente esses efeitos, houve o impacto positivo da massa de renda e do nível de emprego;
- Classe Industrial:** crescimento de 4,3%, refletindo a retomada do desempenho econômico do setor, o que se pode observar pelo dado divulgado para a produção industrial nacional, que registrou crescimento de 3,1% no trimestre, refletindo o predomínio de taxas positivas no consumo de 7 dos 10 maiores setores em nossa área de concessão;
- Classe Comercial:** a classe manteve-se no mesmo patamar na comparação com o mesmo período no ano anterior, carregado pelo resultado positivo de renda, redução na taxa de desemprego e o impacto positivo referente ao crescimento vegetativo das unidades consumidoras, que foi compensado pelo efeito negativo da GD e por menores temperaturas

registradas no estado de São Paulo;

- Classe Rural:** crescimento de 5,6%, explicado principalmente pela baixa pluviometria registrada nas nossas áreas de concessão, efeito que contribuiu para a utilização da irrigação nas concessionárias localizadas no estado de São Paulo e do Rio Grande do Sul. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo efeito negativo associado ao incremento de GD;
- Classe Outros:** crescimento de 1,8%, impulsionado pelo melhor desempenho econômico do país, que foi parcialmente compensado pela menor temperatura no estado de São Paulo e pelo incremento de clientes que utilizam GD.

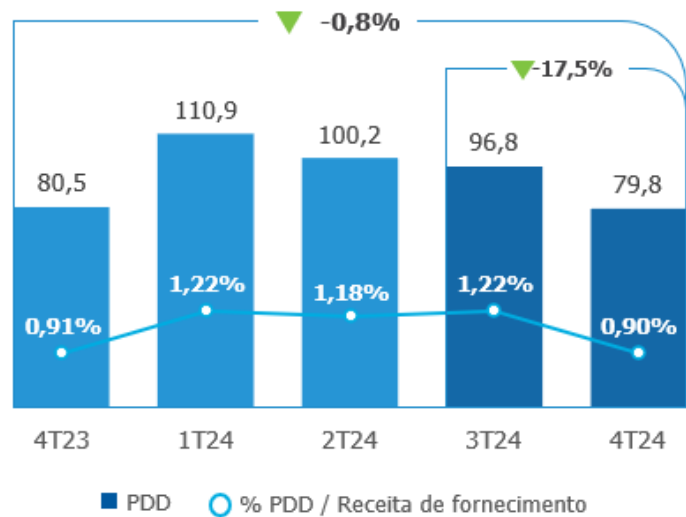
De forma geral, os mesmos efeitos também afetaram o resultado no ano, com exceção de:

- Classe Residencial:** crescimento de 6,0%, resultante de uma temperatura mais elevada no ano de 2024 no estado de São Paulo, além de impacto positivo da massa de renda e do nível de emprego. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento do número de clientes que utilizam GD;
- Classe Comercial:** crescimento de 6,3%, impulsionado pelos resultados positivos de renda, redução na taxa de desemprego, que é possível ver no crescimento em todos os 10 principais setores na nossa área de concessão, além do crescimento vegetativo e efeito positivo de temperatura. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de usuários de GD;
- Classe Outros:** redução de 0,5%, relacionada sobretudo à migração de permissionárias para a Rede Básica, especificamente na RGE, além do incremento de geração distribuída (GD). Esse resultado foi parcialmente compensado pelo efeito positivo de emprego, renda e temperatura.

3.1.1.3) Inadimplência

A PDD apresentou uma redução de R\$ 0,7 milhão em relação ao mesmo período de 2023 e uma redução de R\$ 17 milhões em relação ao 3T24. Com isso, o índice de PDD/Receita bruta de fornecimento alcançou 0,90% no trimestre.

O resultado do trimestre, pode ser explicado por uma maior realização de cortes de energia, favorecida pela menor incidência de eventos climáticos extremos no estado de São Paulo e pela retomada dos cortes no estado do Rio Grande do Sul, após o fim do período de proibição determinado pela Aneel. Dessa forma, terminamos o trimestre com mais de 725 mil cortes, o que contribuiu para a queda do indicador.

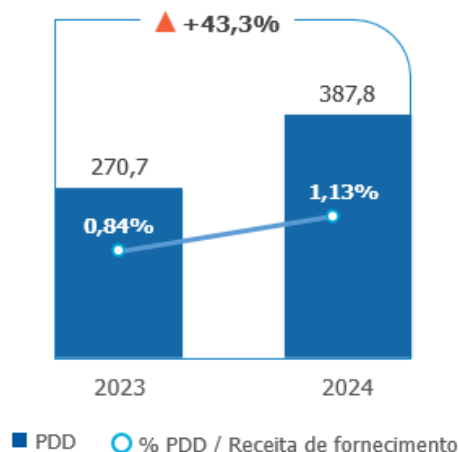


No ano, tivemos um aumento da PDD em R\$ 117 milhões em relação com o ano de 2023, impactado pelas altas temperaturas e elevação do *ticket* médio.

Um outro fator que impactou o ano diz respeito à enchente que acometeu o estado do Rio Grande do Sul em maio de 2024 e impossibilitou a execução de cortes, em virtude da severidade do evento e, em seguida, por força da REN ANEEL nº 1.092/2024, que proibiu a suspensão do fornecimento por inadimplência nos municípios atingidos.

Em relação ao percentual de PDD/Receita de fornecimento, fechamos o ano com o indicador em 1,13%.

A CPFL continua a realizar constantes alterações em seus modelos de gestão da inadimplência, priorizando a otimização e automação dos processos de cobrança. Essa abordagem dinâmica permite que a empresa se adapte às mudanças no comportamento dos clientes, buscando sempre soluções mais eficazes e inovadoras.



3.1.1.4) Perdas

Acumulado 12 Meses ¹	Dez-23	Mar-24	Jun-24	Set-24	Dez-24	ANEEL ²
CPFL Energia	8,76%	8,84%	8,92%	8,93%	8,28%	7,92%
CPFL Paulista	9,14%	9,20%	9,21%	9,12%	8,37%	8,00%
CPFL Piratininga	7,75%	7,90%	7,59%	7,54%	7,59%	6,03%
RGE	9,03%	9,18%	9,80%	10,05%	8,95%	9,28%
CPFL Santa Cruz	7,75%	7,58%	7,33%	7,19%	6,82%	8,50%

Notas:

(1) De acordo com os critérios definidos pela ANEEL, exceto pela não consideração dos efeitos de GD. Para a RGE, clientes de alta tensão (A1) são expurgados da conta;

(2) Limite ANEEL referente a 31/12/2024.

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia no período apresentou uma redução de 0,48 p.p., na comparação com o ano anterior, devido ao efeito temperatura, em que apurou-se uma menor temperatura no estado de São Paulo no final do ano, o que contribui para menores perdas. Além desse efeito, tivemos uma maior recuperação de carga e mercado na RGE, com a troca de medidores danificados pela enchente.

Desconsiderando o efeito do calendário de faturamento em ambos os períodos, teríamos um aumento de perdas de 0,31 p.p. (8,52% em dez/23 vs. 8,83% em dez/24).

As principais realizações no combate às perdas foram:

- (i) Blindagem das fronteiras elétricas e subestações internas;
- (ii) Mapeamento das perdas de energia por meio de microbalanços;
- (iii) Realização de 65,1 mil inspeções em unidades consumidoras;
- (iv) Substituição de mais de 5,0 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos equipamentos eletrônicos;

- (v) Visita a 4,4 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à revelia;
- (vi) Regularização de 15,0 mil unidades consumidoras, com avanço de consumo e sem contrato;
- (vii) Regularização de 817 unidades consumidoras clandestinas, tendo em sua maioria, necessidade de obras de construção de rede da CPFL Energia;
- (viii) Disciplina de mercado através da publicação de 100 notícias relacionadas aos operativos de combate à fraude e furtos pela CPFL.

3.1.1.5) DEC e FEC

O DEC mede a duração média, em horas, de interrupção por consumidor e o FEC indica o número médio de interrupções por consumidor. Tais indicadores medem a qualidade e a confiabilidade anuais do fornecimento de energia elétrica.

No resultado do ano das distribuidoras, os valores de DEC apresentaram uma redução no consolidado do Grupo e nas distribuidoras de São Paulo. Já na RGE, ocorreu um aumento, principalmente devido ao impacto das enchentes ocorridas no Rio Grande do Sul, entre maio e junho de 2024. Quanto ao FEC, observamos uma pequena variação no consolidado, também impactada pelas enchentes na RGE.

Apesar disso, todas as distribuidoras estão enquadradas nos limites ANEEL, resultado que pode ser atribuído à contínua busca da CPFL por melhoria em sua operação, maturação do sistema de operação *ADMS*, incremento logístico e intensificação, tanto através de novos investimentos, como na operação e manutenção da rede.

DEC Horas	4T24	4T23	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	5,98	6,07	-1,5%	n.d
CPFL Paulista	4,78	5,14	-7,0%	6,42
CPFL Piratininga	4,39	4,57	-3,9%	6,05
RGE	9,09	8,63	5,3%	10,50
CPFL Santa Cruz	4,84	5,04	-4,0%	7,35

FEC Interrupções	4T24	4T23	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	3,47	3,45	0,6%	n.d
CPFL Paulista	3,01	3,26	-7,7%	5,09
CPFL Piratininga	3,25	3,14	3,5%	5,09
RGE	4,42	3,98	11,1%	7,19
CPFL Santa Cruz	3,05	3,22	-5,3%	6,11

Nota: (1) Limite ANEEL referente a 2024.

3.1.2) Eventos Tarifários

Descrição	RTAs			
	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista	RGE ¹	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	3.311	3.314	3.372	3.409
Reajuste	7,02%	3,91%	-5,63%	1,33%
Parcela A	6,72%	3,96%	3,62%	-1,97%
Parcela B	1,50%	-1,93%	-0,31%	0,49%
Componentes Financeiros	-1,20%	1,88%	-8,94%	2,81%
Efeito para o consumidor²	5,63%	1,46%	0,00%	3,03%
Data de entrada em vigor	22/03/2024	08/04/2024	19/08/2024	23/10/2024

Notas:

(1) Em decorrência da enchente ocorrida no Rio Grande do Sul em maio de 2024, a RGE solicitou à ANEEL a prorrogação do seu Reajuste Tarifário Anual (RTA) até 18/08/2024, pois se entendeu não ser prudente a aplicação de reajuste positivo significativo naquele

momento. Em agosto, a Companhia acordou com a Aneel uma postergação tarifária, que levou a criação de um ativo regulatório a ser recomposto nos RTAs de 2026 e 2027, atualizado por SELIC, repercutindo em um impacto zero aos consumidores no ano de 2024 e menor oscilação tarifária nos anos seguintes;

(2) O efeito para o consumidor também é impactado pelo componente financeiro retirado na última revisão ou reajuste tarifário.

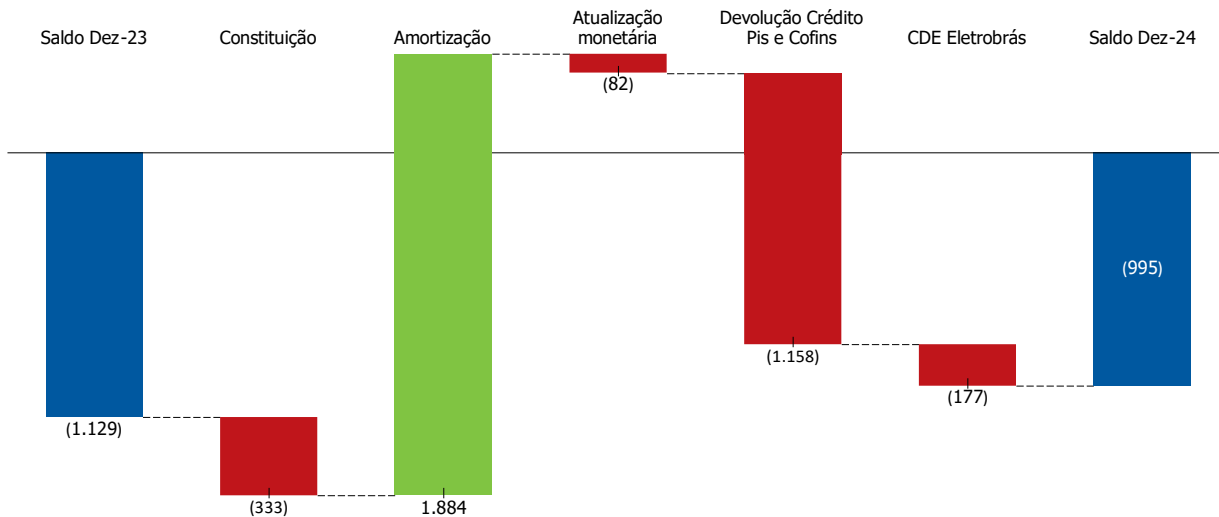
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	13.257	12.913	344	2,7%	51.578	48.329	3.249	6,7%
Receita Operacional Líquida	9.048	8.447	601	7,1%	34.224	32.414	1.811	5,6%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	7.618	7.409	209	2,8%	29.667	28.623	1.045	3,6%
Custo com Energia Elétrica	(4.706)	(4.293)	(413)	9,6%	(18.033)	(17.017)	(1.016)	6,0%
PMSO, Previdência e PDD	(1.029)	(1.055)	25	-2,4%	(3.875)	(3.702)	(173)	4,7%
Custos com construção de infraestrutura	(1.431)	(1.038)	(392)	37,8%	(4.557)	(3.791)	(766)	20,2%
EBITDA¹	1.882	2.061	(179)	-8,7%	7.760	7.904	(144)	-1,8%
Depreciação e Amortização	(319)	(300)	(19)	6,3%	(1.253)	(1.171)	(82)	7,0%
Resultado Financeiro	(385)	(427)	42	-9,8%	(2.099)	(1.742)	(356)	20,5%
<i>Receitas Financeiras</i>	312	348	(37)	-10,5%	1.265	1.561	(296)	-19,0%
<i>Despesas Financeiras</i>	(697)	(775)	79	-10,2%	(3.364)	(3.303)	(61)	1,8%
Lucro Antes da Tributação	1.178	1.334	(155)	-11,6%	4.407	4.990	(583)	-11,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(428)	(454)	26	-5,7%	(1.411)	(1.686)	275	-16,3%
Lucro Líquido	750	880	(130)	-14,7%	2.997	3.304	(308)	-9,3%

Nota: (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era negativo (passivo) em R\$ 995 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2023, houve uma variação de R\$ 133 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo se deu pela constituição líquida de um passivo de R\$ 333 milhões, principalmente nas linhas:

- (i) Custos com energia elétrica (R\$ 520 milhões);
- (ii) Devolução para os consumidores do crédito de PIS/COFINS (R\$ 446 milhões);

Parcialmente compensado por ativos constituídos nas linhas de:

- (iii) Rede Básica (R\$ 322 milhões);
- (iv) Sobrecontratação (R\$ 236 milhões);

(v) Demais itens (R\$ 75 milhões).

A amortização foi de R\$ 1.884 milhões no período e a atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 82 milhões. Houve ainda, nesse período, a homologação da devolução para os consumidores do crédito de PIS/COFINS, no montante de R\$ 1.158 milhões. Além disso, houve o repasse de recursos da CDE da Eletrobrás, no montante de R\$ 177 milhões.

Receita Operacional

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	10.443	10.604	(162)	-1,5%	41.074	38.977	2.097	5,4%
Energia Elétrica de Curto Prazo	139	58	81	140,9%	414	421	(7)	-1,7%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	1.431	1.038	392	37,8%	4.557	3.791	766	20,2%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	82	365	(283)	-77,4%	1.551	1.525	26	1,7%
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	696	578	118	20,4%	2.394	2.030	364	18,0%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	312	138	174	126,7%	1.008	1.005	3	0,3%
Outras Receitas e Rendas	181	174	7	4,0%	703	698	6	0,8%
Multas Compensatórias (DIC e FIC)	(26)	(42)	15	-36,9%	(123)	(118)	(6)	4,8%
Receita Operacional Bruta - Total	13.257	12.913	344	2,7%	51.578	48.329	3.249	6,7%
ICMS	(1.844)	(1.765)	(79)	4,5%	(6.969)	(5.795)	(1.174)	20,3%
PIS e COFINS	(883)	(905)	22	-2,4%	(3.559)	(3.425)	(135)	3,9%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.252)	(1.490)	238	-16,0%	(5.865)	(5.747)	(119)	2,1%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(73)	(73)	0	0,0%	(288)	(277)	(11)	3,8%
PROINFA	(81)	(81)	(1)	0,7%	(320)	(332)	12	-3,5%
Outros	(33)	(152)	118	-78,1%	(311)	(335)	24	-7,2%
Deduções da Receita Operacional Bruta - Total	(4.209)	(4.466)	258	-5,8%	(17.354)	(15.915)	(1.438)	9,0%
Receita Operacional Líquida	9.048	8.447	601	7,1%	34.224	32.414	1.811	5,6%

Receita Operacional Bruta

O aumento na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão** no trimestre é explicado pelo aumento do IPCA (0,78% no 4T23 e 1,40% no 4T24) e pelo aumento médio de 16% na base de ativos. No ano, a **atualização do Ativo Financeiro da Concessão** foi impactada por efeitos extraordinários relacionados aos laudos de avaliação das RTPs, que geraram ganho de R\$ 187 milhões em 2023, e pelo impacto da enchente no Rio Grande do Sul, que gerou uma baixa do ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 9 milhões (para mais detalhes, vide explicações no início do Capítulo 1). Expurgando esses efeitos, no ano, essa linha apresentaria um aumento de 24,3%, explicada pelo aumento de 18% na base de ativos e pelo aumento do IPCA (4,68% em 2023 para 4,87% em 2024).

Os aumentos no **Aporte CDE**, percebidos no trimestre e no ano, são decorrentes do aumento do número de clientes que tem direito aos subsídios tarifários e as distribuidoras estão recebendo a receita via Aporte CDE, principalmente os subsídios de baixa renda e geração distribuída (GD).

A redução do **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**, percebida no trimestre, decorre principalmente das seguintes movimentações dos saldos de constituição e amortização: (i) menor amortização na linha da devolução do crédito de PIS/COFINS, em comparação com o 4T23; (ii) constituição de um ativo referente aos encargos setoriais (ESS/ERR) no 4T24, contra um passivo no 4T23; (iii) um ativo referente à Rede Básica no 4T24 contra um passivo no 4T23; parcialmente compensado por (iv) um passivo referente ao Repasse de Itaipu no 4T24, contra um ativo no 4T23; e (v) um ativo de bandeira de escassez hídrica no 4T23.

A **Receita com Venda de Energia (cativo + clientes livres)** no trimestre apresentou uma redução, em decorrência da queda de 2,4% da carga na área de concessão. No ano, a **Receita com Venda de Energia (cativo + clientes livres)** apresentou um aumento em decorrência do crescimento de 3,0% da carga na área de concessão, principalmente em função do aumento de temperatura. No ano, houve ainda os efeitos das revisões tarifárias de 2023 e dos reajustes

tarifários aplicados em 2024.

Deduções da Receita Operacional Bruta

Em relação às deduções da receita operacional bruta, no trimestre, tivemos uma redução das despesas na CDE, decorrente do término da CDE Covid e CDE Escassez Hídrica.

No ano, apresentaram um aumento, devido principalmente ao aumento nos impostos (ICMS e PIS/COFINS) e o impacto de um aumento nas despesas na CDE, decorrente da inclusão da CDE Escassez Hídrica e da CDE GD, na RGE (em jun/23) e na CPFL Piratininga (out/23).

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Itaipu	612	546	66	12,2%	2.260	2.134	126	5,9%
PROINFA	90	107	(17)	-16,1%	367	420	(54)	-12,8%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	3.159	2.473	686	27,7%	11.290	10.365	926	8,9%
Crédito de PIS e COFINS	(339)	(274)	(65)	23,9%	(1.219)	(1.154)	(66)	5,7%
Energia Comprada para Revenda	3.521	2.852	670	23,5%	12.698	11.765	933	7,9%
Encargos da Rede Básica	979	1.039	(61)	-5,8%	4.134	3.925	209	5,3%
Encargos de Transporte de Itaipu	72	103	(31)	-30,4%	362	363	(1)	-0,2%
Encargos de Conexão	71	63	8	12,1%	275	259	16	6,3%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	3	14	(11)	-79,3%	12	52	(40)	-76,9%
ESS / EER	181	368	(188)	-50,9%	1.095	1.187	(93)	-7,8%
Crédito de PIS e COFINS	(121)	(147)	26	-17,8%	(544)	(535)	(9)	1,6%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	1.185	1.441	(257)	-17,8%	5.335	5.252	83	1,6%
Custo com Energia Elétrica	4.706	4.293	413	9,6%	18.033	17.017	1.016	6,0%

O aumento dos **Custos com Energia Comprada para Revenda**, tanto no trimestre quanto no ano, decorre principalmente do aumento do preço de energia comprada em **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**, e do aumento do preço da energia comprada de **Itaipu**, decorrente do aumento do dólar em 2024. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução de **PROINFA** (redução dos valores das quotas de custeio e volume).

Com relação aos encargos setoriais (ESS/EER), a variação percebida no trimestre é em decorrência do **ESS - Encargos de Serviço do Sistema**, em função do menor nível de despachos termelétricos fora da ordem de mérito no período e da redução do **EER - Encargos de Energia de Reserva**, decorrentes do PLD aplicado às liquidações de energia dos Contratos de Energia de Reserva na CCEE no trimestre. No acumulado, a variação percebida é em decorrência do **EER - Encargos de Energia de Reserva**, também em função do PLD.

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, a principal variação se deu nos encargos da Rede Básica devido aos reajustes na TUST implementados pela Resolução ANEEL nº 3.349/2024, que determinou novas tarifas a partir de jul/24. Tais tarifas apresentaram uma redução em relação ao ciclo 2023-2024, implementado pela Resolução ANEEL nº 3.217/2023. No ano, os **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição** ficaram acima do ano anterior, decorrente de um aumento de penalidade e ultrapassagem em função das temperaturas mais elevadas além do efeito extraordinário das enchentes na RGE (para mais detalhes, vide explicação no início do Capítulo 1).

PMSO

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Pessoal	350	354	(4)	-1,3%	1.316	1.295	22	1,7%
Material	63	67	(4)	-6,0%	275	287	(12)	-4,2%
Serviços de Terceiros	331	314	17	5,4%	1.221	1.133	88	7,8%
<i>Serviços de Terceiros</i>	<i>330</i>	<i>314</i>	<i>15</i>	<i>4,8%</i>	<i>1.197</i>	<i>1.133</i>	<i>64</i>	<i>5,7%</i>
<i>Serviços de Terceiros Enchentes Rio Grande do Sul</i>	<i>2</i>	<i>-</i>	<i>2</i>	<i>-</i>	<i>24</i>	<i>-</i>	<i>24</i>	<i>-</i>
Outros Custos/Despesas Operacionais	277	303	(27)	-8,8%	1.010	880	130	14,7%
<i>PDD</i>	<i>80</i>	<i>80</i>	<i>(1)</i>	<i>-0,8%</i>	<i>388</i>	<i>271</i>	<i>117</i>	<i>43,3%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>46</i>	<i>55</i>	<i>(9)</i>	<i>-15,8%</i>	<i>163</i>	<i>171</i>	<i>(8)</i>	<i>-4,7%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>112</i>	<i>110</i>	<i>2</i>	<i>2,0%</i>	<i>256</i>	<i>248</i>	<i>8</i>	<i>3,3%</i>
<i>Baixa de Ativos Enchente Rio Grande do Sul</i>	<i>(12)</i>	<i>-</i>	<i>(12)</i>	<i>-</i>	<i>26</i>	<i>-</i>	<i>26</i>	<i>-</i>
<i>Outros</i>	<i>50</i>	<i>58</i>	<i>(8)</i>	<i>-13,2%</i>	<i>177</i>	<i>191</i>	<i>(14)</i>	<i>-7,3%</i>
PMSO	1.021	1.039	(18)	-1,7%	3.822	3.595	227	6,3%

O PMSO foi impactado por um item extraordinário – enchente no Rio Grande do Sul, que gerou um efeito de positivo de R\$ 10 milhões no trimestre e um efeito negativo de R\$ 50 milhões no ano (para mais detalhes, vide explicação no início do Capítulo 1). Expurgando esse item, o PMSO teria redução de 0,8% (R\$ 8 milhões) no trimestre e aumento de 4,9% (R\$ 177 milhões) no ano, decorrente dos seguintes fatores:

- MSO não ligado à inflação (redução de R\$ 7 milhões no trimestre e aumento de R\$ 122 milhões no ano):** o aumento, no ano, é explicado pela provisão para devedores duvidosos (PDD), conforme explicado no item 3.1.1.4; as despesas legais e judiciais e o aumento do Opex relacionado ao Capex, parcialmente compensados pela redução de baixa de ativos;
- MSO ligado à inflação (aumento de R\$ 4 milhão no trimestre e aumento de R\$ 34 milhões no ano):** o aumento, no ano, é explicado por *hardware* e *software* (R\$ 22 milhões); ações de cobrança (R\$ 10 milhões); manutenção e conservação de edificações (R\$ 4 milhões) *call center* (R\$ 3 milhões); manutenção de frota (R\$ 3 milhões); limpeza e faixa de servidão (R\$ 2 milhões); transporte (R\$ 1 milhão); entre outros;
- Pessoal (redução de R\$ 4 milhões no trimestre e aumento de R\$ 22 milhões no ano):** o aumento, no ano, é explicado principalmente pelo crescimento de 2,4%² no *headcount* e pelos acordos coletivos homologados ao longo de 2024.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	(1.431)	(1.038)	(392)	37,8%	(4.557)	(3.791)	(766)	20,2%
Entidade de Previdência Privada	(8)	(15)	7	-45,9%	(53)	(107)	54	-50,4%
Depreciação e Amortização	(319)	(300)	(19)	6,3%	(1.253)	(1.171)	(82)	7,0%
Demais Custos/Despesas Operacionais	(1.758)	(1.354)	(404)	29,8%	(5.864)	(5.069)	(794)	15,7%

EBITDA

O **EBITDA** do segmento de Distribuição foi impactado por efeitos extraordinários de 2023 e 2024 (para mais detalhes, vide explicação no início do Capítulo 1). O resultado menos expressivo no trimestre foi em decorrência da redução de 2,4% na carga na área de concessão, impulsionado pelo menor efeito da temperatura em comparação com o 4T23, e dos reajustes tarifários entre o 4T23 e 4T24.

No ano, expurgando os efeitos extraordinários, o **EBITDA** teria apresentado um aumento,

² Média anual.

explicado principalmente pelo crescimento da carga na área de concessão, impulsionado pelo efeito da temperatura.

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	750	880	(130)	-14,7%	2.997	3.304	(308)	-9,3%
Depreciação e Amortização	319	300	19	6,3%	1.253	1.171	82	7,0%
Resultado Financeiro	385	427	(42)	-9,8%	2.099	1.742	356	20,5%
Imposto de Renda / Contribuição Social	428	454	(26)	-5,7%	1.411	1.686	(275)	-16,3%
EBITDA	1.882	2.061	(179)	-8,7%	7.760	7.904	(144)	-1,8%

EBITDA por Distribuidora

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
CPFL Paulista	874	972	(97)	-10,0%	3.434	3.475	(41)	-1,2%
CPFL Piratininga	324	269	54	20,1%	1.256	1.259	(3)	-0,3%
RGE	601	737	(137)	-18,5%	2.717	2.862	(144)	-5,0%
CPFL Santa Cruz	84	83	1	1,4%	353	308	44	14,3%
EBITDA	1.882	2.061	(179)	-8,7%	7.760	7.904	(144)	-1,8%

CPFL Paulista:

O resultado menos expressivo no trimestre é devido ao reajuste negativo da Parcela B³ (-6,60%), que entrou em vigor em abr/24 e de uma redução de 4,5% da carga, em comparação com o 4T23.

No ano, a CPFL Paulista teve a base de comparação de 2023 elevada em R\$ 72 milhões, em função do registro de laudos de avaliação dos ativos para a RTP (efeito extraordinário). Desconsiderando esse efeito, a variação do EBITDA teria sido positiva em 0,9%, explicada pelo mercado positivo na análise anual, compensado pelo reajuste negativo da Parcela B.

CPFL Piratininga:

O resultado positivo no trimestre é devido ao reajuste tarifário positivo da Parcela B (+1,88%) que afetou esse trimestre, em comparação com uma revisão tarifária negativa da Parcela B (-5,00%) que afetou o resultado do 4T23.

No ano, o EBITDA foi impactado pelo efeito extraordinário contabilizado em 2023, relativo aos laudos de avaliação dos ativos para a RTP (+R\$ 38 milhões). Desconsiderando esse efeito, a variação do EBITDA teria sido um aumento de 2,8%; tal resultado se deve ao aumento da carga de 4,0%, principalmente nas classes industrial, residencial e comercial, parcialmente compensado pela revisão tarifária negativa da Parcela B (-5,00%), que ficou em vigência até out/24.

RGE:

O EBITDA no trimestre apresentou um resultado negativo, decorrente do reajuste negativo da Parcela B (-0,87%), de um mix de mercado menos favorável no 4T24, e do fato de a carga ter apresentado uma redução de 0,5% nesse trimestre, em comparação com o 4T23. Além disso, no 4T24, a RGE apresentou um aumento no PMSO, decorrente do aumento do volume de processos legais e judiciais.

O EBITDA no ano foi impactado pelo efeito extraordinário contabilizado em 2023, relativo ao laudo final de avaliação da BRR (+R\$ 77 milhões) e pelos efeitos decorrentes da enchente no Rio Grande

³ O valor da Parcela B é a variação do indexador (IGPM ou IPCA) menos o Fator X, conhecido também como IVI.

do Sul, ao longo de 2024 (para mais detalhes, vide explicação no Capítulo 1). Desconsiderando esses efeitos, a variação do EBITDA teria sido um aumento de 0,9% no ano.

CPFL Santa Cruz:

As variações positivas do EBITDA, tanto no trimestre como no ano, são reflexo do incremento da Parcela B (+5,26%). O melhor mix de mercado ao longo de 2024 também contribuiu para a variação positiva do EBITDA no ano.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receitas	312	348	(37)	-10,5%	1.265	1.561	(296)	-19,0%
Despesas	(697)	(775)	79	-10,2%	(3.364)	(3.303)	(61)	1,8%
Resultado Financeiro	(385)	(427)	42	-9,8%	(2.099)	(1.742)	(356)	20,5%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(623)	(578)	(45)	7,8%	(2.355)	(2.273)	(82)	3,6%
Acréscimos e multas moratórias	118	101	16	16,1%	421	378	43	11,4%
Marcação a mercado	149	120	29	24,5%	(75)	122	(198)	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	(4)	3	(8)	-	(82)	66	(149)	-
Outras receitas e despesas	(25)	(74)	49	-66,2%	(8)	(36)	29	-79,2%
Resultado Financeiro	(385)	(427)	42	-9,8%	(2.099)	(1.742)	(356)	20,5%

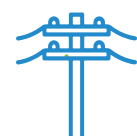
No trimestre, a redução das despesas líquidas decorreu principalmente: (i) do crescimento da **Marcação a mercado (MTM)**, devido à mudança do comportamento da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado, que aumentou 0,30% no 4T24, em comparação com o aumento de 0,07% no 4T23; (ii) do ganho de R\$ 21 milhões decorrente da **atualização do ativo do processo de exclusão do ICMS da base do PIS/COFINS**, decorrente da baixa do passivo atualizável devido às homologações nos processos tarifários das distribuidoras; e (iii) do aumento de **Acréscimos e multas moratórias** nas faturas de energia, efeito do aumento do volume de contas pagas em atraso nas distribuidoras. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento das **Despesas com a dívida líquida**.

No ano, a alta das despesas decorreu principalmente: (i) da piora na **Marcação a mercado (MTM)**, devido à mudança do comportamento da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado em 2024, que apresentou redução, em contrapartida ao aumento do *spread* de risco em 2023; (ii) da menor **Atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, pelo registro de saldo atualizável ativo em 2023 e passivo em 2024, e (iii) do aumento das **Despesas com a dívida líquida**. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de **Acréscimos e multas moratórias** nas faturas de energia.

Lucro Líquido

No trimestre, a redução do **Lucro Líquido** ocorreu devido à redução do EBITDA, efeito que foi parcialmente compensado pela melhora no resultado financeiro.

No ano, a redução do EBITDA e a piora no resultado financeiro resultaram em uma redução de 9,3% do **Lucro Líquido**. Vale ressaltar que esse resultado foi impactado por efeitos extraordinários de 2023 e 2024 (para mais detalhes, vide explicação no início do Capítulo 1).



3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO

3.2.1) Desempenho Operacional

Energia Gerada

GWh	4T24	4T23	Δ GWh	Δ %	2024	2023	Δ GWh	Δ %
Eólica	1.132	1.211	(80)	-6,6%	3.631	4.054	(424)	-10,4%
PCH	431	484	(53)	-10,9%	1.686	1.855	(169)	-9,1%
UHE	2.483	3.237	(754)	-23,3%	10.393	7.938	2.455	30,9%
Biomassa	183	272	(89)	-32,8%	988	1.041	(53)	-5,1%
Solar	0,3	0,3	0,0	13,2%	1,2	1,2	(0,0)	-1,3%
UTE	1,5	26	(25)	-94,2%	14,8	27	(12)	-44,2%
Total	4.231	5.231	(1.000)	-19,1%	16.715	14.916	1.799	12,1%

Disponibilidade

%	4T24	4T23	Δ p.p.	Δ %	2024	2023	Δ p.p.	Δ %
Eólica	93,9%	96,3%	-2,4	-2,5%	94,7%	95,8%	-1,0	-1,1%
PCH	95,7%	95,6%	0,0	0,0%	96,4%	94,4%	2,0	2,2%
UHE	96,0%	98,9%	-2,9	-3,0%	95,6%	98,8%	-3,3	-3,3%
Biomassa	100,0%	98,6%	1,4	1,4%	99,6%	96,3%	3,2	3,4%
Solar	100,0%	100,0%	0,0	0,0%	100,0%	100,0%	0,0	0,0%
UTE	99,3%	98,0%	1,3	1,3%	98,8%	99,4%	-0,6	-0,6%

3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	1.613	1.523	90	5,9%	5.486	5.458	28	0,5%
Receita Operacional Líquida	1.482	1.392	90	6,5%	5.020	4.997	23	0,5%
Custo com Energia Elétrica	(205)	(143)	(63)	44,0%	(656)	(547)	(109)	20,0%
PMSO e Previdência	(242)	(554)	312	-56,3%	(669)	(1.039)	370	-35,6%
Equivalência Patrimonial	73	66	7	10,3%	331	315	16	5,0%
EBITDA¹	1.107	761	346	45,4%	4.026	3.726	299	8,0%
Depreciação e Amortização	(222)	(252)	29	-11,7%	(879)	(897)	17	-1,9%
Resultado Financeiro	(69)	(162)	93	-57,6%	(315)	(565)	250	-44,3%
<i>Receitas Financeiras</i>	48	55	(8)	-13,7%	215	220	(5)	-2,2%
<i>Despesas Financeiras</i>	(116)	(217)	101	-46,4%	(531)	(785)	255	-32,5%
Lucro Antes da Tributação	816	348	468	134,5%	2.831	2.264	567	25,0%
Lucro Líquido	652	302	350	116,0%	2.231	1.774	458	25,8%

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

Receita Operacional Líquida

No trimestre e no ano, a receita foi favorecida pelo item extraordinário Reversão de Provisão – Portaria MME nº 30 (para mais detalhes, vide explicação no Capítulo 1). Além disso, houve um efeito positivo referente aos preços de energia reajustados por inflação (IPCA ou IGP-M), conforme previsto em contrato. Tais efeitos foram parcialmente compensados pela geração das usinas eólicas, afetadas pelo *curtailment* imposto pelo ONS.

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Energia de Curto Prazo	30	25	5	20,9%	130	92	39	42,2%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	122	54	68	126,6%	293	202	91	44,9%
Crédito de PIS e COFINS	(11)	(3)	(8)	236,8%	(26)	(13)	(13)	102,9%
Energia Comprada para Revenda	141	76	66	86,9%	398	282	117	41,4%
Encargos da Rede Básica	54	55	(1)	-2,3%	218	220	(2)	-0,8%
Encargos de Conexão	3	5	(1)	-24,4%	16	17	(1)	-4,3%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	9	11	(2)	-21,5%	39	44	(4)	-10,1%
ESS/EER	(0)	0	(0)	-	(0)	0	(1)	-
Crédito de PIS e COFINS	(4)	(4)	(0)	1,4%	(15)	(15)	(0)	1,1%
Encargos	62	67	(5)	-7,9%	258	266	(7)	-2,8%
Custo com Energia Elétrica	203	143	60	42,4%	656	547	109	20,0%

No trimestre, a principal variação ocorreu na linha de energia adquirida em **contratos bilaterais, ACR e ACL**, devido a preços mais elevados. No ano, além deste item, houve uma alta na compra de **energia de curto prazo**.

PMSO

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Pessoal	46	47	(1)	-2,4%	171	172	(0)	-0,3%
Material	5	4	1	34,2%	44	48	(4)	-8,2%
Serviços de Terceiros	95	85	10	12,1%	326	287	38	13,4%
<i>Serviços de Terceiros</i>	<i>111</i>	<i>85</i>	<i>26</i>	<i>30,9%</i>	<i>318</i>	<i>287</i>	<i>30</i>	<i>10,6%</i>
<i>Serviços de Terceiros Enchente Rio Grande do Sul</i>	<i>(16)</i>	<i>-</i>	<i>(16)</i>	<i>-</i>	<i>8</i>	<i>-</i>	<i>8</i>	<i>-</i>
Outros	96	416	(320)	-77,0%	127	530	(403)	-76,1%
<i>Legais, Judiciais e Indenizações</i>	<i>(8)</i>	<i>3</i>	<i>(11)</i>	<i>-</i>	<i>(6)</i>	<i>47</i>	<i>(53)</i>	<i>-</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>7</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>146,8%</i>	<i>3</i>	<i>(1)</i>	<i>4</i>	<i>-</i>
<i>Prêmio do Risco do GSF</i>	<i>(0)</i>	<i>5</i>	<i>(6)</i>	<i>-</i>	<i>23</i>	<i>22</i>	<i>2</i>	<i>8,1%</i>
<i>Antecipação de Final de Consórcio – Grupo Pedra</i>	<i>191</i>	<i>-</i>	<i>191</i>	<i>-</i>	<i>191</i>	<i>-</i>	<i>191</i>	<i>-</i>
<i>Baixa de Ativos Enchente Rio Grande do Sul</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>3</i>	<i>-</i>	<i>3</i>	<i>-</i>
<i>Ajuste a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)</i>	<i>(40)</i>	<i>50</i>	<i>(90)</i>	<i>-</i>	<i>(103)</i>	<i>50</i>	<i>(152)</i>	<i>-</i>
<i>Ajuste a Valor Justo de Enercan (efeito não caixa)</i>	<i>(56)</i>	<i>334</i>	<i>(390)</i>	<i>-</i>	<i>(56)</i>	<i>334</i>	<i>(390)</i>	<i>-</i>
<i>Outros</i>	<i>3</i>	<i>21</i>	<i>(18)</i>	<i>-87,4%</i>	<i>72</i>	<i>79</i>	<i>(7)</i>	<i>-9,4%</i>
PMSO	242	552	(310)	-56,2%	668	1.037	(369)	-35,6%

O PMSO foi impactado por **itens extraordinários** – ajuste a valor justo de Enercan e Paulista Lajeado, além da antecipação de final de consórcio (Grupo Pedra) e o impacto da enchente no Rio Grande do Sul (para mais detalhes, vide explicação no do Capítulo 1), que geraram um efeito de positivo de R\$ 305 milhões no trimestre e um efeito positivo de R\$ 340 milhões no ano.

Expurgando esses itens:

- | O **PMSO não ligado à inflação** registrou queda de R\$ 7 milhões no trimestre e de R\$ 49 milhões no ano, em função do aumento em despesas **Legais, Judiciais e Indenizações**;
- | O **PMSO ligado à inflação** teria apresentado aumento de 1,7% (R\$ 3 milhões) no trimestre, explicado principalmente pelo aumento de despesas com Manutenção de Máquinas e Equipamentos e Transportes em **Serviços de Terceiros**. No ano, registramos um aumento de 3,4% (R\$ 21 milhões), especialmente por maiores despesas com **Serviços de Terceiros**.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Entidade de Previdência Privada	0	2	(2)	-77,6%	2	2	(1)	-25,4%
Depreciação e Amortização	173	175	(2)	-1,3%	690	694	(4)	-0,6%
Amortização do Intangível da Concessão	49	76	(27)	-35,6%	189	202	(13)	-6,4%
Demais Custos/Despesas Operacionais	223	254	(31)	-12,2%	881	899	(18)	-2,0%

Equivalência Patrimonial

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Baesa	(12)	(6)	(6)	107,8%	(11)	(3)	(8)	302,9%
Foz do Chapecó	64	52	12	22,8%	255	241	14	5,7%
Epasa	21	20	2	7,9%	87	77	10	13,5%
Equivalência Patrimonial¹	73	66	7	10,7%	331	315	16	5,1%

Nota: (1) A divulgação da participação em controladas é realizada de acordo com a IFRS 12 e CPC 45.

Baesa

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	11	8	3	38,1%	57	49	8	16,7%
Custos/Desp. Operacionais	(10)	(10)	1	-6,3%	(33)	(36)	3	-8,9%
Depreciação e Amortização	(4)	(4)	(0)	0,2%	(15)	(14)	(0)	1,1%
Resultado Financeiro	(5)	(3)	(2)	59,4%	(15)	(3)	(12)	402,9%
IR/CS	(5)	3	(8)	-	(5)	2	(7)	-
Lucro Líquido	(12)	(6)	(6)	107,8%	(11)	(3)	(8)	302,9%

Houve um aumento na **Receita Líquida** no trimestre e no ano, enquanto os **Custos e Despesas Operacionais** permaneceram em linha. A **Despesa Financeira Líquida** aumentou tanto no trimestre quanto no ano, por conta de maiores despesas com UBP, em função da variação de IGP-M. Além disso, o **Imposto de Renda e Contribuição Social** registaram aumento.

Foz do Chapecó

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	167	166	1	0,6%	652	649	4	0,6%
Custos/Desp. Operacionais	(35)	(34)	(0)	1,4%	(133)	(140)	7	-4,7%
Depreciação e Amortização	(13)	(13)	(0)	2,6%	(53)	(53)	0	-0,2%
Resultado Financeiro	(25)	(22)	(3)	12,1%	(85)	(67)	(18)	26,6%
IR/CS	(30)	(44)	14	-31,9%	(127)	(143)	16	-11,2%
Lucro Líquido	64	52	12	22,8%	255	241	14	5,7%

A **Receita Líquida** aumentou no trimestre e no ano pelo maior preço da energia suprida. No ano, esse aumento foi parcialmente compensado por ajuste da CFURH. Os **Custos e Despesas Operacionais** no trimestre se mantiveram em linha, enquanto, no ano, houve uma redução, devido à menor quantidade de energia comprada. O aumento da **Despesa Financeira Líquida** é explicado por maiores despesas com UBP, principalmente por conta da variação dos índices (IGPM/IPCA). No resultado do ano, houve também redução nas rendas de aplicações financeiras, sendo parcialmente compensada por menores encargos de dívidas. Já o **Imposto de Renda e Contribuição Social** registaram redução.

Epasa

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	47	64	(16)	-25,6%	190	188	2	1,2%
Custos/Desp. Operacionais	(15)	(30)	15	-49,8%	(53)	(60)	7	-12,4%
Depreciação e Amortização	(12)	(12)	1	-5,0%	(49)	(49)	1	-1,2%
Resultado Financeiro	5	3	2	51,9%	18	17	1	6,2%
IR/CS	(0)	(4)	4	-99,5%	(15)	(18)	3	-17,1%
Lucro Líquido	21	20	2	7,9%	87	77	10	13,5%

No trimestre, houve uma redução tanto na **Receita Líquida** quanto nos **Custos e Despesas Operacionais** em função do menor despacho da geração. No ano, a **Receita Líquida** permaneceu em linha, enquanto os **Custos e Despesas Operacionais** tiveram uma leve redução. A **Despesa Financeira Líquida** aumentou tanto no trimestre quanto no ano, devido ao ganho com rendas de aplicações financeiras e a atualização de créditos fiscais. Além disso, o **Imposto de Renda e Contribuição Social** registraram redução.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receitas	48	55	(8)	-13,7%	215	220	(5)	-2,2%
Despesas	(116)	(217)	101	-46,4%	(531)	(785)	255	-32,5%
Resultado Financeiro	(69)	(162)	93	-57,6%	(315)	(565)	250	-44,3%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(62)	(86)	25	-28,4%	(310)	(444)	135	-30,3%
Marcação a mercado	2	(8)	10	-	(8)	6	(14)	-
Outras receitas e despesas	(9)	(67)	59	-87,3%	4	(128)	132	-
Resultado Financeiro	(69)	(162)	93	-57,6%	(315)	(565)	250	-44,3%

A redução do CDI no período reduziu as **Despesas com a dívida líquida** tanto no trimestre quanto no ano. Além disso, as debêntures que estavam na CPFL Geração passaram a integrar a base da CPFL Transmissão, fruto do processo de incorporação das 5 transmissoras pela CPFL Transmissão, ocorrido em abril de 2024, o que contribuiu para a redução das despesas nessa linha. Houve também um efeito de **Atualização de créditos fiscais** que trouxe um impacto positivo tanto no trimestre quanto no ano.

EBITDA e Lucro Líquido

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	652	302	350	116,0%	2.231	1.774	458	25,8%
Depreciação e Amortização	222	252	(29)	-11,7%	879	897	(17)	-1,9%
Resultado Financeiro	69	162	(93)	-57,6%	315	565	(250)	-44,3%
Imposto de Renda / Contribuição Social	164	46	118	254,7%	600	491	109	22,2%
EBITDA	1.107	761	346	45,4%	4.026	3.726	299	8,0%

As variações de PMSO causadas pelos efeitos extraordinários e o aumento na receita líquida foram os principais impactos no **EBITDA** no trimestre, parcialmente compensados pelo maior *curtailment*, que causou um efeito negativo de R\$ 49 milhões. No ano, tivemos os efeitos extraordinários já citados anteriormente, parcialmente compensados pelo efeito negativo das restrições do ONS, de R\$ 171 milhões.

Para além do efeito do EBITDA, a melhora do **Resultado Financeiro** resultou em um crescimento do **Lucro Líquido** no trimestre e no ano.



3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO

3.3.1) Portfólio

Contrato de Concessão	Início da Concessão	Final da Concessão	Participação CPFL-T	Índice de Reajuste	RAP 2024-2025 ¹ (R\$ milhões)	RAP Prevista 2024-2025 (R\$ milhões)	Km de Rede	Categoria dos Projetos	Revisão Tarifária	Próxima Revisão - Data
CONTRATO 055/01	31/12/2002	31/12/2042	100%	IPCA	856	212	5.829	Categoria 1	Sim - 1ª RTP - 2018 2ª RTP - 2023 ³	3ª RTP - 2028
SUL II	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	44	-	75	Categoria 3	Sim - 1ª RTP - 2024	2ª RTP - 2029
TESB	27/07/2011	27/07/2041	98%	IPCA	43	-	98	Categoria 3	Sim - 1ª RTP - 2017 2ª RTP - 2022	3ª RTP - 2027
SUL I	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	34	-	307	Categoria 3	Sim - 1ª RTP - 2024	2ª RTP - 2029
CONTRATO 080/02	18/12/2002	18/12/2032	100%	IGP-M	20	-	127	Categoria 2	Não tem	-
MORRO AGUDO	24/03/2015	24/03/2045	100%	IPCA	20	-	-	Categoria 3	Sim - 1ª RTP - 2020	2ª RTP - 2025
PIRACICABA	24/02/2013	24/02/2043	100%	IPCA	17	-	-	Categoria 3	Sim - 1ª RTP - 2018 2ª RTP - 2023	3ª RTP - 2028
CONTRATO 004/01 (CAC 3	31/03/2021	31/03/2051	100%	IPCA	12	-	-	Categoria 3	Sim	1ª RTP - 2026
MARACANAÚ	21/09/2018	21/09/2048	100%	IPCA	11	-	-	Categoria 3	Sim - 1ª RTP - 2024	2ª RTP - 2029
ETAU ²	18/12/2002	18/12/2032	10%	IGP-M	54	-	188	Categoria 2	-	-
TPAE ²	19/11/2009	19/11/2039	10%	IPCA	11	-	12	Categoria 3	-	-

Notas:

- (1) Valor homologado descontando a Parcela de Ajuste (PA);
 (2) Projetos consolidados por equivalência patrimonial;
 (3) Postergada para 2024.

3.3.2) Desempenho Operacional

ENS – Energia Não Suprida | MWh

O indicador de Energia Não Suprida (ENS) consiste na análise do quantitativo da energia interrompida por indisponibilidade de ativos de Transmissão e, portanto, constata o impacto efetivo da indisponibilidade para a sociedade.

MWh	4T24	4T23	Δ MWh	Δ %	2024	2023	Δ MWh	Δ %
ENS	327,1	157,6	169,5	107,5%	904,0	692,9	211,1	30,5%

O aumento tanto no trimestre quanto no ano se deu devido a eventos de desligamentos de ativos de transmissão.

PVd – Parcela Variável Descontada

A Parcela Variável Descontada (PVd) consiste na relação percentual dos descontos de Parcela Variável efetivados sobre a base do Faturamento Mensal da Transmissora. Tais dados são disponibilizados mensalmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

%	4T24	4T23	Δ %	2024	2023	Δ %
PVd	1,844%	1,875%	-1,7%	0,635%	1,223%	-48,1%

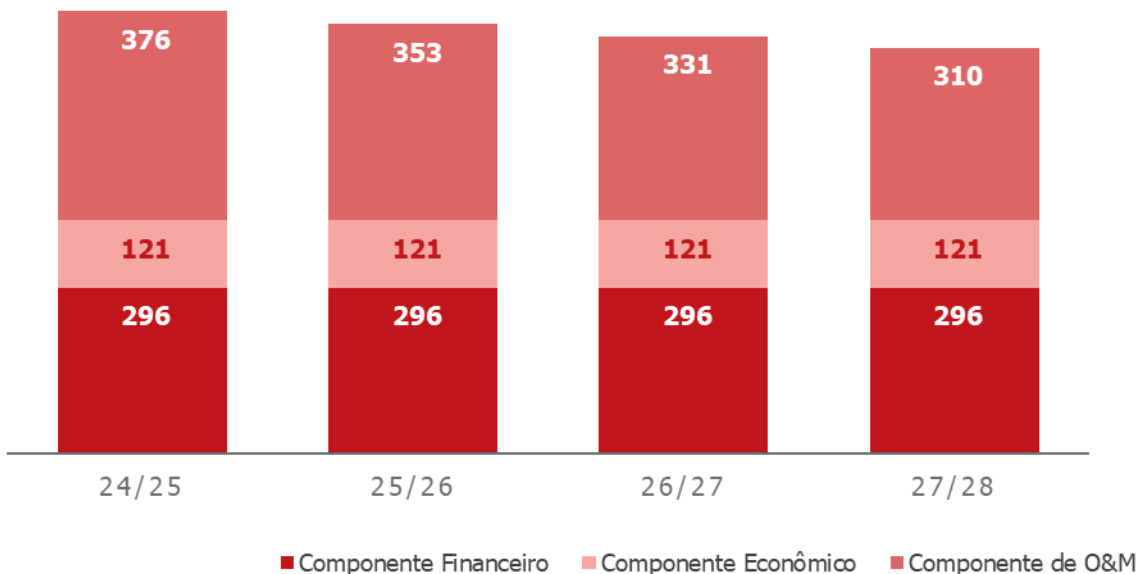
A PV do trimestre foi em linha com o mesmo trimestre do ano anterior. Em relação ao ano, a queda é fruto da devolução de descontos que haviam sido aplicados em 2023 relacionados a um evento climático excepcional ocorrido em 2022.

3.3.3) Temas Regulatórios

Fluxo de Recebimento da RBSE¹

A Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) correspondente aos ativos pertencentes à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE é a indenização dos ativos não amortizados, no contexto da renovação das concessões de Transmissão, nos termos da Lei nº 12.783/2013. O fluxo de recebimento para a receita desses ativos pertencentes ao Contrato de Concessão nº 055/2001 da CPFL Transmissão são demonstrados abaixo. Cabe destacar que o fluxo do componente financeiro foi considerado conforme reperfilamento estabelecido pela ANEEL a partir do ciclo 2021-2022, após a homologação do resultado da RTP das Transmissoras (REH nº 2.851/2021). Quanto ao fluxo do componente econômico e o valor de O&M, tratam-se de valores estabelecidos na REH nº 3.344/2024, que tratou da Revisão Tarifária Periódica (RTP) das transmissoras.

Fluxo de Recebimento^{1,2} | R\$ milhões



Nota: (1) Valores do gráfico estão na data base Junho/2024 e devem ser atualizados por IPCA anualmente. (2) Valores sem data definida para acabar (acaba somente na baixa ou substituição do ativo).

Revisão Tarifária Periódica (“RTP”)

O Contrato de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica nº 055/2001-ANEEL, celebrado entre a União e a CPFL Transmissão, foi prorrogado nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, definindo em sua cláusula oitava as regras de revisão suficientes para manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A segunda RTP estava prevista para ocorrer em 1º de julho de 2023, entretanto, assim como ocorreu com a 1ª RTP, houve a postergação, com o processo sendo concluído em 12/07/2024 com a publicação da REH ANEEL nº 3.344/2024, que homologou o resultado definitivo da RTP de

2023 da RAP, associada ao Contrato de Concessão nº 055/2001, sob responsabilidade da CPFL Transmissão, e que apresentou o índice de reposicionamento definitivo das receitas 14,7%⁴, inferior ao ciclo tarifário anterior.

Quanto ao componente econômico do RBSE, o qual refere-se à remuneração pelo custo de capital dos ativos ainda não depreciados, conforme é possível verificar na tabela abaixo, no item Baixas e Depreciação RTP 2023 RBSE, percebe-se a queda decorrente da depreciação dos ativos durante o período da atual revisão tarifária.

Em relação ao Componente Financeiro da RBSE, destaca-se que este não foi escopo da RTP de 2023. O processo encontra-se aguardando deliberação da Diretoria Colegiada da ANEEL, enquanto a CPFL Transmissão, em conjunto com outras Transmissoras afetadas, continua atuando proativamente neste processo.

Considerando as concessionárias licitadas, registra-se que as concessionárias Maracanaú, Sul I e Sul II também passaram por Revisão Tarifária, com índice de reposicionamento de aproximadamente 2,9%.

Revisão Tarifária do contrato de concessão prorrogado nos termos da Lei nº 12.783/2013:

Contratos	REH 3.216/2023	RBSE Financeiro (fora do escopo RTP)	Trajectoria CAOM	Baixas e Depreciação RTP 2023 RBSE	Baixas e Depreciação RTP 2023 RBNI	Incremental RTP 2023	Outros	REH 3.344/2024 Receita Homologada
055/2001	1.122,0	-284,2	-16,6	-85,7	-55,0	28,3	-4,1	704,7

* Valores expressos em R\$ milhões.

Revisão Tarifária dos contratos de concessão licitados:

Contratos	REH 3.216/2023	Índice de Reposicionamento	REH 3.344/2024 Receita Homologada
020/2018	10.658,8	2,96%	10.974,3
005/2019	34.856,1	2,93%	35.878,0
011/2019	44.776,5	2,93%	46.088,2

* Valores expressos em R\$ mil.

Reajuste Tarifário Anual ("RTA")

De acordo com a REH ANEEL nº 3.348/2024, para o ciclo de 2024-2025, de 01/07/2024 a 30/06/2025, a Receita (RAP) somada à Parcela de Ajuste (PA) do **Contrato de Concessão nº 055/2001**, totaliza cerca de R\$ 856 milhões, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- (i) Os dados contemplam os efeitos da RTP 2023, finalizada em julho/2024, incluindo trajetória da Receita (CAOM) estabelecida também no processo de RTP 2023;
- (ii) Correção monetária pelo IPCA, em relação ao ciclo 2023-2024;
- (iii) Desconto da Parcela de Ajuste (PA), cujo impacto negativo se deve principalmente (i) ao resultado da RTP 2023, o qual contempla os efeitos da receita recebida durante o ciclo 2023-2024, que ainda não havia sido revisada (PA Postergação), e (ii) à reversão das diferenças das parcelas de RAP em função da não aplicação, pela ANEEL, do laudo correto fiscalizado para fins de estabelecimento da RAP na RTP 2018 ("Erro Material").

⁴ O Índice de Reposicionamento corresponde à variação nominal em relação à receita vigente no ano anterior (2022-2023) ao da Revisão (2023-2024). Não considera o financeiro da RBSE.

Este último, em sede de autotutela administrativa;

- (iv) Reforços e Melhorias de “pequeno porte” que entraram em operação comercial ao longo do ciclo de RTP 2018-2023 e foram avaliados na RTP 2023;
- (v) Reforços e Melhorias que entraram em operação comercial durante o ciclo 2023-2024 e incrementaram a receita da transmissora (novos investimentos).

Destaca-se que, em relação ao Componente Financeiro da RBSE, este não sofreu alteração em seu valor, sendo somente aplicada a atualização pelo IPCA, já que seu processo se encontra em análise pela agência reguladora.

Reajuste Tarifário Anual do contrato de concessão prorrogado nos termos da Lei nº 12.783/2013:

Contratos	REH 3.344/2024 Resultado da RTP	RBSE Financeiro	Trajatória CAOM	Novos Investimentos	Indexador (IPCA)	REH 3.348/2024 Receita Homologada	PA RTA 2023	REH 3.348/2024
055/2001	704,7	284,2	-22,3	29,3	33,7	1.029,6	-173,6	856,0

* Valores expressos em R\$ milhões.

Quanto aos contratos licitados, de acordo com a REH ANEEL nº 3.348/2024, para o ciclo de 2024-2025, de 01/07/2024 a 30/06/2025 o valor da RAP total, somada à Parcela de Ajuste alcança aproximadamente R\$ 200 milhões.

Reajuste Tarifário Anual 2024:

Contratos	REH 3.216/2023	Entrada em operação	Indexador (IPCA ou IGP-M)	Impacto do Reposicionamento da RTP	REH 3.348/2024 Receita Homologada	PA RTA 2023	REH 3.348/2024
080/2002	21.435,2	-	-72,5	-	21.362,7	-925,9	20.436,8
001/2011	37.230,4	6.913,6	1.733,1	-	45.877,1	-2.654,5	43.222,6
003/2013	15.428,5	-	628,6	584,1	16.641,2	435,9	17.077,1
020/2018	10.658,8	-	315,5	-99,2	10.974,3	-85,5	10.888,8
006/2015	19.059,0	-	748,3	-	19.807,3	-195,0	19.612,3
005/2019	34.856,1	-	1.355,3	-333,4	35.878,0	-1.504,5	34.373,5
011/2019	43.186,5	1.590,0	1.311,7	-429,4	46.088,2	-2.316,5	43.771,7
004/2021	-	10.739,2	421,7	-	11.160,9	521,2	11.682,1

* Valores expressos em R\$ mil.

Em relação ao **Contrato de Concessão nº 004/2021 (Cachoeirinha 3)**, a transmissora concluiu as obras objeto do Contrato de Concessão, entretanto, para receber a totalidade da RAP, aguarda a Distribuidora se conectar na subestação, de acordo com a cláusula do Contrato de Conexão (CCT) firmado entre as concessionárias. No momento que as condições previstas no CCT forem atendidas, a Transmissora passará a perceber a RAP de aproximadamente R\$ 12,0 milhões.

3.3.4) Desempenho Econômico-Financeiro | Regulatório



Disclaimer: Este item contém os resultados regulatórios (Demonstrações Contábeis Regulatórias destinadas ao reporte para a ANEEL, agência reguladora do setor elétrico) e, portanto, possui apenas fins de análise do desempenho regulatório/gerencial, seguindo as práticas do mercado para negócios de transmissão.

Assim, este não serve como reporte oficial da Companhia para a Comissão de Valores Mobiliários (CVM), que segue estrita e rigidamente os padrões contábeis internacionais do IFRS.

Os valores não foram auditados e ainda estão sujeitos a alterações.

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	315	386	(71)	-18,5%	1.428	1.462	(34)	-2,3%
Receita Operacional Líquida	264	323	(59)	-18,4%	1.192	1.206	(15)	-1,2%
PMSO, Previdência e PDD	(73)	(61)	(11)	18,8%	(354)	(314)	(40)	12,6%
Equivalência Patrimonial	1	1	0	4,5%	6	4	3	68,2%
EBITDA	192	263	(71)	-27,0%	844	896	(52)	-5,8%
Depreciação e Amortização	(46)	(29)	(17)	59,8%	(134)	(116)	(18)	15,5%
Resultado Financeiro	(7)	(32)	25	-78,7%	(294)	(174)	(120)	69,2%
<i>Receitas Financeiras</i>	20	24	(4)	-17,6%	78	92	(14)	-15,6%
<i>Despesas Financeiras</i>	(26)	(55)	29	-52,5%	(371)	(265)	(106)	39,9%
Lucro Antes da Tributação	139	202	(63)	-31,1%	416	606	(190)	-31,4%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(26)	(7)	(19)	262,7%	(85)	(98)	13	-13,4%
Lucro Líquido	113	195	(82)	-42,1%	331	508	(177)	-34,8%

Receita Operacional

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Contrato de Concessão 055/2001	262	335	(73)	-21,8%	1.222	1.281	(58)	-4,5%
Sul II	12	12	(1)	-5,4%	47	43	4	9,6%
TESB	12	12	(0)	-2,7%	44	39	5	12,6%
Sul I	9	10	(1)	-13,7%	36	35	1	3,9%
Contrato de Concessão 080/2002	5	5	(0)	-7,1%	18	21	(3)	-13,1%
Morro Agudo	5	5	0	3,9%	20	17	3	17,2%
Piracicaba	6	4	2	53,8%	18	15	3	23,2%
Maracanaú	3	3	0	3,8%	11	10	1	9,3%
Contrato de Concessão 004/2001 (CAC 3)	3	1	2	235,0%	10	1	9	1116,9%
Encargos Regulatórios	(25)	(30)	5	-16,9%	(116)	(130)	15	-11,2%
Receita Bruta	315	386	(71)	-18,5%	1.428	1.462	(34)	-2,3%
Deduções da Receita	(26)	(33)	7	-20,9%	(121)	(125)	5	-3,6%
Receita Líquida	264	323	(59)	-18,4%	1.192	1.206	(15)	-1,2%

No trimestre, a redução percebida na **receita operacional** é devido aos efeitos da revisão tarifária para o ciclo 2024-2025, aplicada a partir de julho de 2024. Já para o ano, após dois trimestres com a nova RAP, vemos uma redução na receita. Já os encargos regulatórios, que fazem parte da receita faturada, junto às subvenções tarifárias, tiveram uma redução, tanto no trimestre quanto no ano.

Custos e Despesas de O&M | PMSO e Depreciação/Amortização

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Pessoal	36	41	(5)	-13,0%	137	143	(6)	-4,3%
Material	3	4	(1)	-28,1%	21	8	13	168,8%
Serviços de Terceiros	28	36	(8)	-22,0%	107	95	12	13,1%
Entidade de Previdência Privada	18	7	11	156,1%	73	54	19	35,8%
Outros	(12)	(27)	15	-54,0%	16	15	1	6,9%
<i>PDD</i>	<i>7</i>	<i>2</i>	<i>5</i>	<i>248,5%</i>	<i>10</i>	<i>(2)</i>	<i>12</i>	<i>-</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>32</i>	<i>20</i>	<i>12</i>	<i>58,3%</i>	<i>50</i>	<i>55</i>	<i>(5)</i>	<i>-8,7%</i>
<i>Outros Enchente - Rio Grande do Sul</i>	<i>1</i>	<i>-</i>	<i>1</i>	<i>-</i>	<i>8</i>	<i>-</i>	<i>8</i>	<i>-</i>
<i>Ajustes TESB (efeito não caixa)</i>	<i>(53)</i>	<i>-</i>	<i>(53)</i>	<i>-</i>	<i>(53)</i>	<i>-</i>	<i>(53)</i>	<i>-</i>
<i>Acordo com fornecedor da CPFL Transmissão</i>	<i>-</i>	<i>(36)</i>	<i>36</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(36)</i>	<i>36</i>	<i>-</i>
<i>Outros</i>	<i>1</i>	<i>(13)</i>	<i>14</i>	<i>-</i>	<i>1</i>	<i>(2)</i>	<i>3</i>	<i>-</i>
PMSO	73	61	11	18,8%	354	314	40	12,6%
Depreciação e Amortização	46	29	17	59,8%	134	116	18	15,5%
PMSO, depreciação e amortização	118	90	29	31,8%	488	430	58	13,4%

No trimestre, o **PMSO** foi afetado pelo efeito líquido dos itens extraordinários – ajustes TESB, acordo com fornecedor da CPFL Transmissão e enchentes no RS (para mais detalhes, vide explicação no item extraordinários do Capítulo 1) (+R\$ 16 MM).

Expurgando esses efeitos, o **PMSO** apresentou um aumento de 28,3% (R\$ 28 milhões), decorrente principalmente de:

- ┌ Aumento em despesas legais e judiciais (-R\$ 12 milhões);
- ┌ Aumento de Entidade de Previdência Privada – fruto de novo laudo atuarial (-R\$ 11 milhões);
- ┌ Aumento da Provisão para Devedores Duvidosos (PDD) (-R\$ 5 milhões).

No ano, também tivemos um aumento no **PMSO**. Expurgando os efeitos extraordinários, a variação seria de 14% (R\$ 49 milhões), fruto principalmente de:

- ┌ Aumento de Entidade de Previdência Privada – fruto de novo laudo atuarial (-R\$ 19 milhões);
- ┌ Aumento da Provisão para Devedores Duvidosos (PDD) (-R\$ 12 milhões);
- ┌ Gastos no projeto Sul II, ocorridos no 2T24 (-R\$ 10 milhões);
- ┌ Aumento de gastos com serviços de terceiros, como manutenção predial (-R\$ 9 milhões).

Em relação à depreciação, houve um aumento tanto no trimestre quanto no ano, fruto da revisão tarifária ocorrida em 2024, quando a ANEEL recalculou a taxa de depreciação dos ativos e reconheceu novos que entraram no ciclo.

EBITDA

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	113	195	(82)	-42,1%	331	508	(177)	-34,8%
Depreciação e Amortização	46	29	17	59,8%	134	116	18	15,5%
Resultado Financeiro	7	32	(25)	-78,7%	294	174	120	69,2%
Imposto de Renda / Contribuição Social	26	7	19	262,7%	85	98	(13)	-13,4%
EBITDA	192	263	(71)	-27,0%	844	896	(52)	-5,8%

No trimestre, a redução no **EBITDA** se deve principalmente a uma menor receita e maior PMSO, conforme explicado anteriormente. Já no ano, a redução no **EBITDA** é principalmente devido a uma piora no PMSO, conforme explicado anteriormente.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(45)	(81)	37	-45,2%	(290)	(237)	(52)	22,0%
Marcação a Mercado	36	41	(5)	-11,8%	(8)	41	(49)	-
Outras receitas e despesas	1	6	(4)	-77,1%	2	16	(14)	-88,9%
Resultado Financeiro	(7)	(34)	27	-80,0%	(296)	(181)	(115)	63,3%

No trimestre, houve uma melhora do **Resultado Financeiro**, em função da redução das despesas com a dívida líquida, devido principalmente: (i) à redução média do CDI no período, saindo de 0,94% no 4T23 para 0,88% no 4T24; (ii) ao gasto de R\$ 15 milhões para captação de debêntures, ocorrido no 4T23; e (iii) ao pré-pagamento de dívida, o que levou a uma emissão de outra dívida em condições mais favoráveis. Em relação ao ano, houve uma piora no **Resultado Financeiro** fruto das novas captações realizadas pela empresa no período.

Lucro Líquido

Tanto no trimestre quanto no ano, houve uma redução no **Lucro Líquido**, devido a uma menor receita (RAP) causada pela aplicação da revisão tarifária do ciclo 2024-2025 e de uma piora no resultado financeiro.

3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro | IFRS

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	731	605	126	20,8%	2.430	2.213	217	9,8%
Receita Operacional Líquida	679	542	137	25,3%	2.198	1.954	244	12,5%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	289	225	64	28,5%	1.160	1.075	85	7,9%
PMSO, Previdência e PDD	(127)	(148)	21	-14,1%	(368)	(398)	30	-7,6%
Custos com construção de infraestrutura	(284)	(164)	(120)	72,7%	(705)	(580)	(125)	21,5%
Equivalência Patrimonial	1	1	0	13,4%	5	4	2	42,3%
EBITDA¹	268	230	38	16,7%	1.131	981	151	15,3%
Depreciação e Amortização	(11)	(14)	3	-24,8%	(39)	(58)	19	-32,7%
Resultado Financeiro	(7)	(34)	27	-80,0%	(296)	(181)	(115)	63,3%
<i>Receitas Financeiras</i>	20	21	(2)	-7,8%	76	86	(10)	-11,8%
<i>Despesas Financeiras</i>	(26)	(55)	29	-52,5%	(372)	(267)	(104)	39,1%
Lucro Antes da Tributação	251	182	69	38,1%	797	742	55	7,4%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(83)	(41)	(42)	102,1%	(189)	(209)	21	-9,8%
Lucro Líquido	168	141	28	19,5%	608	532	75	14,2%

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.



3.4) SEGMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS

3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

Comercialização

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	1.454	765	689	90,1%	3.562	2.732	830	30,4%
Receita Operacional Líquida	1.277	651	626	96,1%	3.078	2.310	768	33,3%
Custo com Energia Elétrica	(1.273)	(611)	(662)	108,4%	(3.019)	(2.203)	(816)	37,1%
PMSO, Previdência e PDD	(19)	(21)	3	-12,4%	(72)	(67)	(4)	6,3%
EBITDA¹	(15)	19	(34)	-	(13)	39	(52)	-
Depreciação e Amortização	(2)	(1)	(0)	16,7%	(7)	(6)	(1)	14,4%
Resultado Financeiro	(7)	(11)	5	-41,1%	(23)	(78)	55	-70,8%
<i>Receitas Financeiras</i>	7	17	(10)	-59,2%	47	56	(9)	-16,4%
<i>Despesas Financeiras</i>	(13)	(28)	15	-52,1%	(69)	(134)	64	-48,1%
Lucro Antes da Tributação	(23)	7	(29)	-	(42)	(44)	2	-4,4%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(4)	(1)	(3)	339,6%	(10)	(2)	(9)	540,0%
Lucro (prejuízo) Líquido	(27)	6	(33)	-	(52)	(46)	(7)	14,5%

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

Serviços

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	342	301	41	13,6%	1.364	1.103	261	23,7%
Receita Operacional Líquida	315	277	38	13,6%	1.254	1.011	242	23,9%
PMSO, Previdência e PDD	(264)	(216)	(48)	22,2%	(974)	(783)	(191)	24,4%
EBITDA¹	52	62	(10)	-16,3%	279	228	51	22,4%
Depreciação e Amortização	(10)	(14)	4	-26,1%	(59)	(51)	(8)	16,2%
Resultado Financeiro	1	2	(1)	-33,4%	9	12	(3)	-24,4%
<i>Receitas Financeiras</i>	5	5	(0)	-3,0%	19	24	(4)	-17,8%
<i>Despesas Financeiras</i>	(3)	(3)	(1)	20,2%	(10)	(12)	1	-11,2%
Lucro Antes da Tributação	43	50	(7)	-14,4%	229	189	40	21,2%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(9)	(11)	2	-22,6%	(55)	(45)	(11)	23,7%
Lucro Líquido	34	39	(5)	-12,2%	174	144	29	20,4%

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.



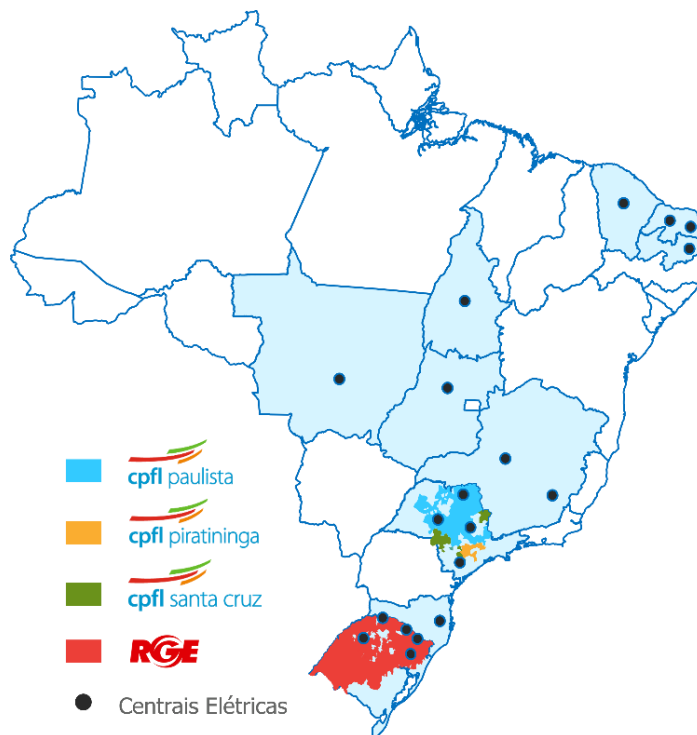
Perfil da Empresa e Estrutura Societária

Área de Atuação

A CPFL Energia atua nos segmentos de Geração, Transmissão, Distribuição, Comercialização e Serviços.

A CPFL é a maior distribuidora em volume de energia vendida, com 13% de participação no Brasil, atendendo cerca de 10,7 milhões de clientes em 687 municípios. Com 4.226 MW de capacidade instalada, está entre as maiores geradoras do país, com 96% do portfólio em geração proveniente de fontes renováveis.

O grupo atua de forma relevante também no segmento de transmissão, com potência instalada de 15,9 mil MVA e mais de 6 mil quilômetros de linhas de transmissão. Conta ainda com uma operação nacional por meio da CPFL Soluções, fornecendo soluções integradas em gestão e comercialização de energia, eficiência energética, geração distribuída, infraestrutura energética e serviços de consultoria. Para acessar o Mapa de Atuação detalhado, [clique aqui](#).



Estratégia de Crescimento

Cientes das incertezas que cercam os cenários macroeconômicos intrínsecos ao nosso negócio e das discussões regulatórias para modernização do setor, concentraremos nossos esforços estratégicos em medidas capazes de gerir custos, ampliar investimentos e alcançar o crescimento sustentável da CPFL Energia, tendo como premissa seguir a nossa disciplina financeira e garantir retorno aos nossos acionistas.

Estrutura Societária e Governança Corporativa

A CPFL Energia atua como holding, participando no capital de outras sociedades. A State Grid Corporation of China (SGCC) controla a CPFL Energia por meio de suas subsidiárias State Grid International Development Co. Ltd, State Grid International Development Limited (SGID), International Grid Holdings Limited, State Grid Brazil Power Participações S.A. (SGBP) e ESC Energia S.A.

As diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no [site de RI](#).

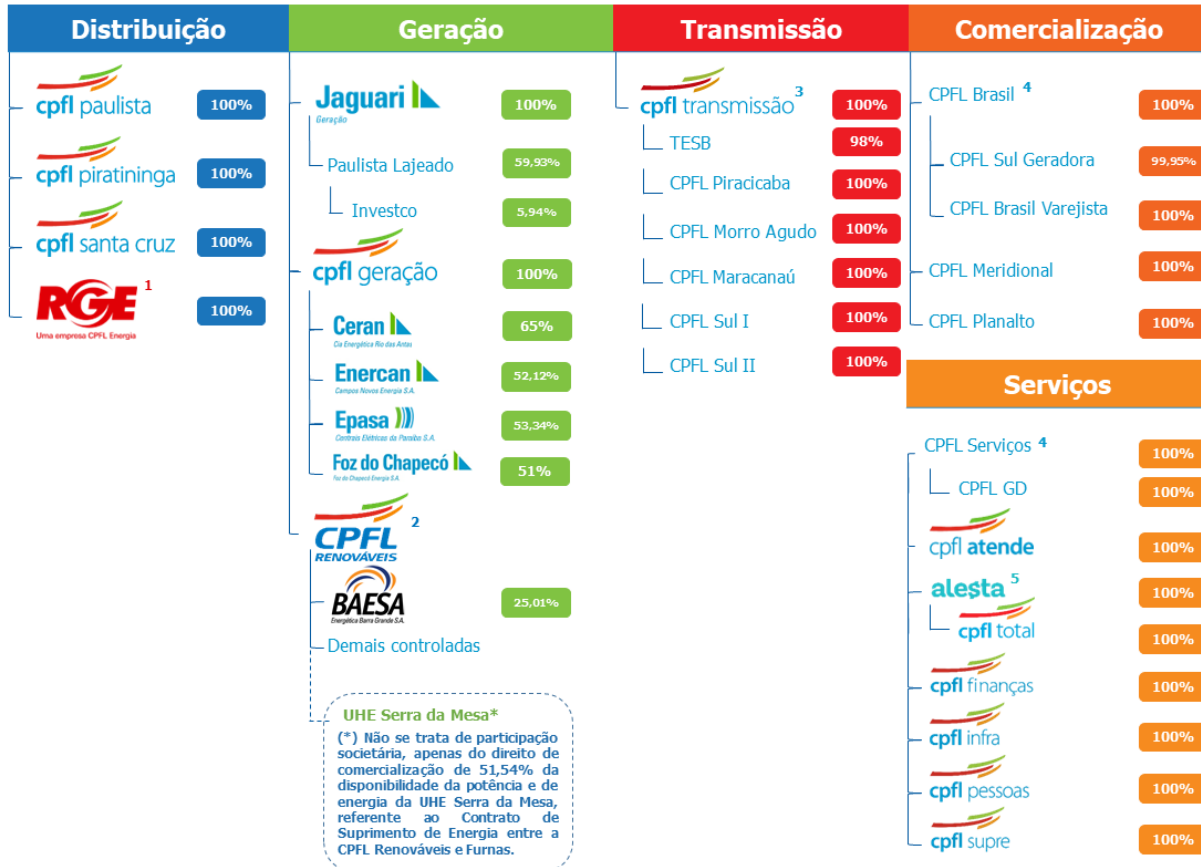


83,71%



Free Float

16,29%



Base: 31/12/2024

Notas:

- (1) A RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
- (2) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (49,1502%) e pela CPFL Geração (50,8498%);
- (3) A CPFL Transmissão é controlada pela CPFL Brasil (100%);
- (4) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços;
- (5) A Alesta é controlada pela CPFL Energia (99,99%) e pela CPFL Brasil (0,01%).

Política de Distribuição de Dividendos

A Política de Distribuição de Dividendos da CPFL Energia estabelece que seja distribuído anualmente como dividendo, no mínimo, 50% do lucro líquido, ajustado conforme a lei das S/A (Lei nº 6.404/76)⁵. Tal política possui natureza meramente indicativa, com o fim de sinalizar ao mercado o tratamento que a Companhia pretende dispensar à distribuição de dividendos aos seus acionistas, possuindo, portanto, caráter programático, não vinculativo à Companhia ou a seus órgãos sociais. A Política de Distribuição de Dividendos está disponível no [site de RI](#).

⁵ A Política também estabelece os fatores que influenciarão nos valores das distribuições, bem como demais fatores considerados relevantes pelo Conselho de Administração e pelos acionistas. Destaca ainda que, certas obrigações constantes dos contratos financeiros da Companhia podem limitar o valor dos dividendos e/ou dos juros sobre o capital próprio que poderão ser distribuídos.

