

# Resultados 4T23/2023

Energia para um futuro  
mais sustentável



**VIDEOCONFERÊNCIA**  
22 de março de 2024

Português  
11:00 (BRT) | 10:00 (EST)  
Tradução simultânea para inglês

[Acesse aqui](#) ou pelo QR Code





## Mensagem do Presidente

O último trimestre de 2023 trouxe uma forte recuperação do consumo de energia nas nossas áreas de concessão, impulsionado pelas altas temperaturas observadas no período. Destaco aqui as classes residencial e comercial, que apresentaram taxas de crescimento de dois dígitos, a despeito do impacto da geração distribuída. Assim, fechamos o ano com o consumo total em terreno positivo, em 1,0%, com o crescimento da baixa tensão compensando a performance da indústria.

Outro ponto importante que gostaria de destacar aqui é o volume de investimentos realizado pelo grupo CPFL Energia, que alcançou R\$ 5,1 bilhões em 2023, um ano após os grandes esforços realizados para os processos de revisão tarifária das três maiores distribuidoras. 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. 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.

Ainda em relação aos investimentos, é importante destacar a entrada em operação dos empreendimentos de transmissão Sul I, Sul II e Cachoeirinha 3, compostos por subestações de energia e aproximadamente 382 km de linhas de transmissão, localizados no Estado do Rio Grande do Sul, com RAP de R\$ 87 milhões para o ciclo 2023-2024.

Nossa expansão também alcançou os outros negócios do Grupo CPFL, como no segmento de Comercialização, com destaque para o lançamento do nosso e-commerce, onde a CPFL Soluções agora conta com uma plataforma digital para que os clientes possam adquirir diretamente pelo atendimento virtual os 4 principais produtos oferecidos: contratação de energia de curto prazo, compra de crédito de carbono, compra de certificados I-REC, além de realizar o processo de migração para o mercado livre.

Avançamos também com a Alesta, fintech do grupo, que agora oferece crédito a clientes das áreas de concessão de todas as nossas distribuidoras: CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE e CPFL Santa Cruz.

E as perspectivas para os próximos anos continuam muito positivas. No final de 2023, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou o novo Plano de Investimentos 2024-2028 do Grupo, que prevê a destinação de R\$ 28,4 bilhões para os negócios já existentes, com destaque para R\$ 23,4 bilhões no segmento de distribuição e R\$ 3,5 bilhões na transmissão.

No âmbito ESG, as ações da Companhia se mantiveram na carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial – ISE da B3. Ainda nesse tema, o Plano ESG 2030 começou a ser executado em 2023. Com 23 compromissos organizados em 4 pilares, o Plano ESG 2030 dá continuidade ao trabalho de gestão estratégica iniciado em 2019 agora com maior abrangência e visão de longo prazo, o Plano ESG 2030 impulsiona os negócios para ampliar a contribuição à Agenda 2030 e aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODSs), propostos pela ONU. Destacam-se o compromisso de neutralidade de carbono já a partir de 2025 e a redução de 35% nas emissões totais até 2030.

Ainda em ESG, destaco que a CPFL Energia alcançou, pela primeira vez, a pontuação "A" em Mudanças Climáticas no CDP *Climate Change*, nível mais alto concedido pelo CDP. Esse score nos proporciona a entrada na conceituada *A List* do CDP, sendo adicionado a um grupo muito seletivo de companhias globais.

Já a disciplina financeira, que sempre foi característica marcante da CPFL Energia, mais uma vez direciona nossas decisões de alocação de capital. Em 2023, pagamos R\$ 3,3 bilhões em dividendos aos acionistas, e para este ano, estamos propondo à Assembleia o pagamento de R\$ 3,2 bilhões, o que equivale a R\$ 2,75/ação.

Por fim, encerro essa mensagem destacando o compromisso, respeito e confiança com os acionistas, clientes, parceiros, sociedade e demais stakeholders e agradeço a todos os colaboradores do Grupo CPFL pelos resultados alcançados. Ressalto também que a CPFL Energia continuará em 2024 olhando para o futuro, reforçando os pilares estratégicos, com foco no cliente, inovação e digitalização, buscando sempre alcançar melhores resultados, com alta performance, gestão de custos e segurança para nossos colaboradores e para nossos ativos. Seguimos também na busca por oportunidades de crescimento e participando ativamente nas discussões que proporcionarão avanços do setor elétrico, para assim seguirmos em uma trajetória de sucesso.

Muito obrigado!

**Gustavo Estrella**

Presidente da CPFL Energia

## Resumo dos Principais Indicadores

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Carga na Área de Concessão - GWh	18.425	17.391	1.033	5,9%	70.554	69.271	1.283	1,9%
Vendas na Área de Concessão - GWh	18.309	17.369	940	5,4%	69.968	69.301	668	1,0%
<i>Mercado Cativo</i>	10.813	10.175	638	6,3%	40.704	40.690	14	0,0%
<i>Cliente Livre</i>	7.496	7.194	302	4,2%	29.265	28.611	654	2,3%
Receita Operacional Bruta	15.294	14.029	1.265	9,0%	56.722	54.651	2.072	3,8%
Receita Operacional Líquida	10.540	10.737	(196)	-1,8%	39.743	39.354	389	1,0%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup> Consolidado</b>	<b>3.111</b>	<b>3.805</b>	<b>(694)</b>	<b>-18,2%</b>	<b>12.830</b>	<b>12.263</b>	<b>567</b>	<b>4,6%</b>
<i>Distribuição</i>	2.061	1.813	248	13,7%	7.904	6.998	906	12,9%
<i>Geração</i>	761	1.736	(974)	-56,1%	3.726	4.245	(519)	-12,2%
<i>Transmissão</i>	230	248	(18)	-7,3%	981	962	19	1,9%
<i>Comercialização, Serviços &amp; Outros</i>	59	8	51	609,3%	219	58	161	279,9%
<b>Lucro Líquido Consolidado</b>	<b>1.327</b>	<b>1.375</b>	<b>(48)</b>	<b>-3,5%</b>	<b>5.537</b>	<b>5.219</b>	<b>318</b>	<b>6,1%</b>
<i>Distribuição</i>	880	122	758	621,4%	3.304	2.378	926	38,9%
<i>Geração</i>	302	1.322	(1.020)	-77,2%	1.774	2.599	(825)	-31,8%
<i>Transmissão</i>	141	46	95	207,0%	532	560	(28)	-5,0%
<i>Comercialização, Serviços &amp; Outros</i>	4	(115)	119	-	(73)	(319)	246	-77,0%
<b>Dívida Líquida Consolidado</b>	<b>23.921</b>	<b>23.418</b>	<b>502</b>	<b>2,1%</b>	<b>23.921</b>	<b>23.418</b>	<b>502</b>	<b>2,1%</b>
Dívida Líquida / EBITDA <sup>(2)</sup>	1,87	1,88	(0,00)	-0,2%	1,87	1,88	(0,00)	-0,2%
Investimentos <sup>(3)</sup>	1.556	1.642	(86)	-5,2%	5.073	5.805	(732)	-12,6%
<b>Preço da Ação (R\$/ação)</b>	<b>38,51</b>	<b>33,20</b>	<b>5,31</b>	<b>16,0%</b>	<b>38,51</b>	<b>33,20</b>	<b>5,31</b>	<b>16,0%</b>
<b>Volume Médio Diário</b>	<b>56</b>	<b>73</b>	<b>(17)</b>	<b>-23,4%</b>	<b>63</b>	<b>93</b>	<b>(30)</b>	<b>-32,2%</b>

Notas:

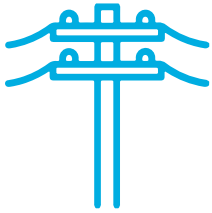
- (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Resolução CVM 156/22. Vide cálculo no item 2.1 deste relatório;
- (2) No critério dos *covenants* financeiros, que considera a participação da CPFL Energia nos projetos de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



Carga na Área de  
Concessão<sup>1</sup>  
**+5,9%**



EBITDA

**R\$ 3.111**

milhões (-18,2%)



Lucro Líquido  
**R\$ 1.327**  
milhões (-3,5%)



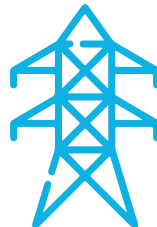
Dívida Líquida

**R\$ 24,2**

bilhões e alavancagem  
de **1,87x** (Dívida  
Líquida/ EBITDA<sup>2</sup>)



Proposta de dividendos  
no valor de  
**R\$ 3.173**  
milhões, R\$ 2,75/ação



Entrada em Operação  
Comercial do **projeto**  
**Cachoeirinha 3** com RAP  
prevista de **R\$ 11,5**  
**MM** (2023-2024)



**Plano ESG 2030** foi  
atualizado em Janeiro de  
2024, com **23**  
**compromissos**  
**públicos**



Obteve nota "A" pela primeira  
vez no **CDP Mudanças**  
**Climáticas** e agora faz parte  
da **A List**

1) Carga líquida de perdas; 2) No critério dos *covenants* financeiros.

## Índice

<b>1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA .....</b>	<b>6</b>
1.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	6
1.2) Endividamento .....	13
1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS .....	13
1.2.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros.....	14
1.3) Investimentos .....	15
1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento .....	15
1.3.2) Investimentos Previstos .....	15
<b>2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG.....</b>	<b>16</b>
2.1) Plano ESG 2030.....	16
2.2) Principais Indicadores .....	17
<b>3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS .....</b>	<b>18</b>
<b>3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>19</b>
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
<b>3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO .....</b>	<b>29</b>
3.2.1) Desempenho Operacional .....	30
3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro .....	30
<b>3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO .....</b>	<b>35</b>
3.3.1) Portfólio.....	35
3.3.2) Desempenho Operacional .....	35
3.3.3) Temas Regulatórios.....	36
3.3.4) Desempenho Econômico-Financeiro   Regulatório.....	38
3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro   IFRS .....	40
<b>3.4) SEGMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS .....</b>	<b>41</b>
3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	41
<b>4) ANEXO .....</b>	<b>42</b>

# 1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA

## 1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	15.294	14.029	1.265	9,0%	56.722	54.651	2.072	3,8%
Receita Operacional Líquida	10.540	10.737	(196)	-1,8%	39.743	39.354	389	1,0%
<b>Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)</b>	<b>9.185</b>	<b>9.248</b>	<b>(63)</b>	<b>-0,7%</b>	<b>35.072</b>	<b>33.998</b>	<b>1.075</b>	<b>3,2%</b>
Custo com Energia Elétrica	(4.512)	(4.603)	91	-2,0%	(17.669)	(18.070)	401	-2,2%
PMSO, Previdência e PDD	(1.715)	(912)	(803)	88,1%	(5.193)	(4.127)	(1.066)	25,8%
Custos com construção de infraestrutura	(1.269)	(1.523)	254	-16,7%	(4.371)	(5.386)	1.015	-18,8%
Equivalência Patrimonial	67	106	(39)	-37,1%	319	491	(172)	-35,0%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>3.111</b>	<b>3.805</b>	<b>(694)</b>	<b>-18,2%</b>	<b>12.830</b>	<b>12.263</b>	<b>567</b>	<b>4,6%</b>
Depreciação e Amortização	(597)	(570)	(27)	4,8%	(2.250)	(2.032)	(218)	10,7%
Resultado Financeiro	(637)	(1.351)	714	-52,8%	(2.557)	(2.911)	354	-12,2%
<i>Receitas Financeiras</i>	440	451	(11)	-2,4%	1.935	2.154	(219)	-10,2%
<i>Despesas Financeiras</i>	(1.077)	(1.802)	725	-40,2%	(4.492)	(5.065)	573	-11,3%
Lucro Antes da Tributação	1.877	1.884	(8)	-0,4%	8.023	7.320	703	9,6%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(549,857)	(509)	(41)	8,0%	(2.486)	(2.101)	(385)	18,3%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>1.327</b>	<b>1.375</b>	<b>(48)</b>	<b>-3,5%</b>	<b>5.537</b>	<b>5.219</b>	<b>318</b>	<b>6,1%</b>

Nota: (1) 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	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
<b>Efeitos não Caixa (recorrentes)</b>								
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	147	103	44	42,7%	818	779	39	5,0%
Despesas legais e judiciais	(137)	(137)	(0)	0,2%	(409)	(323)	(86)	26,7%
Baixa de ativos	(52)	(75)	23	-30,6%	(164)	(178)	14	-8,0%
<b>Itens extraordinários</b>								
Ajustes Enercan (efeito não caixa)	(334)	670	(1.004)	-	(334)	670	(1.004)	-
Laudos de avaliações da BRR	(9)	622	(631)	-	187	622	(435)	-70,0%
Acordo com fornecedor da CPFL Transmissão	36	-	36	-	36	-	36	-
Negociação do Plano de Pensão da CPFL Paulista	-	(275)	275	-	-	(275)	275	-
Efeitos das mudanças da Previdência Privada	-	(125)	125	-	-	(50)	50	-

## Explicação dos itens extraordinários

Na análise trimestral:

### Ajustes Enercan (efeitos não caixa):

- Efeito positivo de R\$ 670 milhões no 4T22, por conta da remensuração a valor justo no investimento em Enercan após a aquisição de participação adicional de 3,4%, em 17 de novembro de 2022;
- Efeito negativo de R\$ 334 milhões no 4T23, referente a provisão para perdas resultante de teste do valor recuperável do ativo;

### Laudos de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória ("BRR"):

- Lançamento de valores dos ativos elétricos, conforme versão preliminar do laudo de avaliação dos ativos para as Revisões Tarifárias Periódicas (RTPs) da CPFL Paulista (R\$ 429 milhões) e da RGE (R\$ 193 milhões), em dezembro de 2022;

- b. Ajuste relativo à versão final do laudo de avaliação da RTP da CPFL Piratininga (R\$ 9 milhões);
- ↳ Acordo com fornecedor da CPFL Transmissão: 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;
- ↳ Despesas com a negociação para extinção dos processos fiscais relacionados ao Plano de Pensão da CPFL Paulista: negociação com a PGFN (Procuradoria Geral da Fazenda Nacional) para encerramento da discussão judicial levou ao reconhecimento dos impactos relativos ao pagamento a ser efetuado no prazo de 5 anos, contados a partir de 2023. Foi reconhecido um efeito negativo de R\$ 275 milhões no 4T22, sendo de R\$ 209 milhões nas despesas legais e judiciais, R\$ 60 milhões em deduções da receita (PIS/COFINS) e de R\$ 6 milhões em serviços de terceiros;
- ↳ Migração de colaboradores no Plano de Previdência Privada: no 4T22, os colaboradores puderam optar pela migração para nova modalidade (de renda vitalícia para renda financeira). A diferença na mensuração do passivo dos colaboradores migrados, entre os critérios IFRS e PREVIC, gerou a necessidade do registro de uma despesa: R\$ 73 milhões na CPFL Paulista e R\$ 53 milhões na CPFL Piratininga. Em contrapartida, essa migração trouxe uma importante redução do risco atuarial, reduzindo a volatilidade dos resultados da Companhia no futuro.

Para a análise acumulada, além dos efeitos acima, o resultado também está impactado pelos seguintes itens extraordinários:

- ↳ Laudos de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória ("BRR"):
  - 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\$ 47 milhões): valor referente ao laudo de avaliação preliminar;
- ↳ Efeitos das mudanças da Previdência Privada: receita atuarial registrada no 3T22 (R\$ 75 milhões), decorrente do saldamento do Plano PSAP Piratininga, que foi descontinuado.

## Outros números relevantes para a análise do resultado

<b>Efeitos no EBITDA   Segmento de Transmissão</b>	<b>4T23</b>	<b>4T22</b>	<b>Δ R\$</b>	<b>Δ %</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>	<b>Δ R\$</b>	<b>Δ %</b>
EBITDA IFRS	230	248	(18)	-7,3%	981	962	19	1,9%
EBITDA Regulatório	263	162	101	62,5%	896	561	335	59,7%
<b>Diferença do IFRS (-) Regulatório</b>	<b>(33)</b>	<b>87</b>	<b>(119)</b>	<b>-</b>	<b>85</b>	<b>401</b>	<b>(316)</b>	<b>-78,8%</b>

<b>Efeitos no EBITDA   Enercan Consolidação</b>	<b>4T23</b>	<b>4T22</b>	<b>Δ R\$</b>	<b>Δ %</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>	<b>Δ R\$</b>	<b>Δ %</b>
Equivalência Patrimonial	-	24	(24)	-	-	194	(194)	-
Consolidação 100%	215	137	77	56,2%	778	137	641	466,3%
<b>Consolidação da Enercan</b>	<b>215</b>	<b>161</b>	<b>53</b>	<b>33,1%</b>	<b>778</b>	<b>332</b>	<b>447</b>	<b>134,6%</b>

<b>Efeitos no Resultado Financeiro   R\$ Milhões</b>	<b>4T23</b>	<b>4T22</b>	<b>Δ R\$</b>	<b>Δ %</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>	<b>Δ R\$</b>	<b>Δ %</b>
Acréscimos e multas moratórias	103	91	11	12,3%	382	462	(80)	-17,4%
Marcação a mercado (MTM)	154	3	150	4380,2%	170	38	132	349,5%
Outros itens extraordinários:								
Negociação do Plano de Pensão da CPFL Paulista	-	(911)	911	-	-	(911)	911	-

O resultado financeiro foi influenciado por um item extraordinário:

- L Negociação para extinção dos processos fiscais relacionados ao Plano de Pensão da CPFL Paulista: despesa financeira relativa à parcela de juros e multas do valor que estava em discussão no processo judicial já citado acima.



Nas explicações abaixo, a partir de novembro de 2022, a SPE Enercan (UHE Campos Novos) passou a ser 100% consolidada, linha a linha. Até outubro de 2022, ela era contabilizada por equivalência patrimonial. Esses efeitos **não foram expurgados** e contribuem para o crescimento dos indicadores apresentados abaixo. Mais detalhes sobre esse impacto podem ser vistos no Capítulo 3.2 – Segmento de Geração.

## Receita Operacional Líquida por Segmento

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Distribuição	8.447	8.793	(346)	-3,9%	32.414	32.399	14	0,0%
Geração	1.392	1.330	62	4,6%	4.997	4.251	746	17,5%
Transmissão	542	491	51	10,4%	1.954	1.964	(10)	-0,5%
Comercialização	651	618	33	5,4%	2.310	2.337	(28)	-1,2%
Serviços	277	260	17	6,5%	1.011	1.044	(32)	-3,1%
Eliminações e Outros	(769)	(756)	(13)	1,8%	(2.943)	(2.642)	(302)	11,4%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>10.540</b>	<b>10.737</b>	<b>(196)</b>	<b>-1,8%</b>	<b>39.743</b>	<b>39.354</b>	<b>389</b>	<b>1,0%</b>

No trimestre, no segmento de Distribuição, a expansão da receita de fornecimento, favorecida pelas altas temperaturas, foi compensada pela menor atualização do ativo financeiro da concessão (principalmente em função dos efeitos extraordinários relacionados às RTPs, já citados acima) e pela menor receita de construção. Efeitos semelhantes podem ser observados no acumulado.

Na Geração, tanto no trimestre quanto no acumulado, o efeito mais relevante foi a consolidação de Enercan.

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

## Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Itaipu	546	741	(196)	-26,4%	2.134	2.972	(838)	-28,2%
PROINFA	107	136	(28)	-20,9%	420	595	(175)	-29,3%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	2.754	2.892	(138)	-4,8%	11.253	11.463	(211)	-1,8%
Crédito de PIS e COFINS	(296)	(335)	39	-11,6%	(1.223)	(1.333)	109	-8,2%
<b>Energia Comprada para Revenda</b>	<b>3.111</b>	<b>3.434</b>	<b>(323)</b>	<b>-9,4%</b>	<b>12.583</b>	<b>13.697</b>	<b>(1.113)</b>	<b>-8,1%</b>
Encargos da Rede Básica	1.030	906	124	13,7%	3.889	3.128	761	24,3%
Encargos de Transporte de Itaipu	103	76	27	35,9%	363	284	79	27,9%
Encargos de Conexão	27	27	(0)	-0,4%	108	103	5	4,9%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	23	21	2	7,2%	85	77	8	10,2%
ESS / EER	369	266	103	38,6%	1.191	1.259	(68)	-5,4%
Crédito de PIS e COFINS	(151)	(127)	(24)	18,6%	(551)	(477)	(73)	15,3%
<b>Encargo</b>	<b>1.401</b>	<b>1.169</b>	<b>232</b>	<b>19,8%</b>	<b>5.085</b>	<b>4.374</b>	<b>712</b>	<b>16,3%</b>
<b>Custo com Energia Elétrica</b>	<b>4.512</b>	<b>4.603</b>	<b>(91)</b>	<b>-2,0%</b>	<b>17.669</b>	<b>18.070</b>	<b>(402)</b>	<b>-2,2%</b>

A redução dos **custos com energia comprada para revenda**, percebida no trimestre e no acumulado, decorre principalmente da redução de **tarifas de Itaipu** (redução da tarifa e redução do dólar entre os períodos) e do menor preço médio (R\$/MWh) da energia adquirida em **Leilão**,



### Contratos Bilaterais e Curto Prazo e Proinfa (redução dos valores das quotas de custeio).

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição** (Rede Básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição), o aumento percebido no trimestre e no acumulado, decorre principalmente da variação nos encargos de conexão e transmissão, devido ao reajuste na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), a partir de julho de 2022, de acordo com a Resolução ANEEL nº 3.066/22, e a partir de julho de 2023, de acordo com a Resolução ANEEL nº 3.217/23.

Em relação aos **encargos setoriais (ESS/EER)**, no trimestre o aumento percebido é devido ao ESS – Encargos de Serviços do Sistema, principalmente em consequência de recontabilizações realizadas pela CCEE. No acumulado, cabe destacar que em função do melhor cenário energético que prevaleceu durante o ano de 2023 e da menor necessidade de acionamento de usinas térmicas, tivemos uma redução do ESS.

GWh	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Itaipu	2.499	2.591	-92	-3,6%	9.885	10.198	-313	-3,1%
PROINFA	248	262	-14	-5,4%	937	968	-32	-3,3%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	15.181	14.929	251	1,7%	57.117	58.883	-1767	-3,0%
<b>Quantidade Física</b>	<b>17.927</b>	<b>17.782</b>	<b>145</b>	<b>0,8%</b>	<b>67.938</b>	<b>70.049</b>	<b>(2.111)</b>	<b>-3,0%</b>

R\$/MWh	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Itaipu	218	286	-67,75	-23,7%	216	291	-75,51	-25,9%
PROINFA	434	520	-85,57	-16,5%	449	615	-165,68	-27,0%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	181	194	-12,28	-6,3%	197	195	2,34	1,2%
<b>Preço Médio</b>	<b>190</b>	<b>212</b>	<b>-21,90</b>	<b>-10,3%</b>	<b>203</b>	<b>215</b>	<b>-11,33</b>	<b>-5,3%</b>

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

### PMSO

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Pessoal	604	549	55	10,0%	2.160	2.038	122	6,0%
Material	19	99	(80)	-80,4%	396	465	(70)	-14,9%
Serviços de Terceiros	292	251	42	16,6%	991	735	256	34,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	774	(180)	955	-	1.483	551	933	169,3%
<i>Ajustes da Enercan</i>	<i>334</i>	<i>(670)</i>	<i>1.004</i>	<i>-</i>	<i>334</i>	<i>(670)</i>	<i>1.004</i>	<i>-</i>
<i>Acordo com fornecedor da CPFL Transmissão</i>	<i>47</i>	<i>-</i>	<i>47</i>	<i>-</i>	<i>47</i>	<i>-</i>	<i>47</i>	<i>-</i>
<i>Extinção dos processos fiscais do Plano de Pensão</i>	<i>-</i>	<i>209</i>	<i>(209)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>209</i>	<i>(209)</i>	<i>-</i>
<i>PDD</i>	<i>87</i>	<i>73</i>	<i>13</i>	<i>18,3%</i>	<i>277</i>	<i>319</i>	<i>(41)</i>	<i>-12,9%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>52</i>	<i>75</i>	<i>(23)</i>	<i>-30,9%</i>	<i>165</i>	<i>180</i>	<i>(15)</i>	<i>-8,1%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>137</i>	<i>137</i>	<i>0</i>	<i>0,2%</i>	<i>362</i>	<i>323</i>	<i>39</i>	<i>12,0%</i>
<i>Outros</i>	<i>117</i>	<i>(4)</i>	<i>121</i>	<i>-</i>	<i>298</i>	<i>191</i>	<i>107</i>	<i>55,9%</i>
<b>PMSO</b>	<b>1.690</b>	<b>719</b>	<b>971</b>	<b>135,2%</b>	<b>5.030</b>	<b>3.789</b>	<b>1.241</b>	<b>32,8%</b>

O PMSO no trimestre e no acumulado foi impactado por itens extraordinários que ocorreram em 2023 e no ano anterior (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo):

- ┌ Ajustes Enercan (efeitos não caixa): +R\$ 670 milhões no 4T22 e -R\$ 334 milhões no 4T23, totalizando uma variação negativa de R\$ 1.004 milhões;
- ┌ Despesas com a negociação para extinção dos processos fiscais relacionados ao Plano de Pensão da CPFL Paulista: R\$ 209 milhões nas despesas legais e judiciais no 4T22;
- ┌ Acordo com o fornecedor da CPFL Transmissão: ganho de R\$ 47 milhões no 4T23.

No trimestre, expurgando esses itens, o PMSO teria apresentado um aumento de 11,5% (R\$ 135 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- { **Pessoal (+R\$ 55 milhões):** aumento por conta dos reajustes salariais decorrentes dos acordos coletivos aplicados em 2023 e do aumento de headcount de 3,6%<sup>1</sup> no segmento de Distribuição (que representa 62% do quadro de colaboradores do grupo CPFL). Além disso, tivemos o impacto de despesas com horas extras na Distribuição, devido ao maior volume de atendimentos a emergências;
- { **MSO ligado à inflação (+R\$ 72 milhões) - principais impactos:** despesas com arrendamento e aluguéis (R\$ 24 milhões), manutenção de frota (R\$ 18 milhões), uniformes e equipamentos (R\$ 7 milhões), auditoria e consultoria (R\$ 6 milhões), leitura e entrega de contas (R\$ 3 milhões), publicidade e propaganda (R\$ 3 milhões) e seguros (R\$ 1 milhão);
- { **MSO não ligado à inflação (+R\$ 8 milhões):** aumentos (i) nas despesas com hardware e software, devido à mudança da regra de contabilização (em 2022 era contabilizado como Capex), e (ii) na provisão para devedores duvidosos (PDD), parcialmente compensados pela (iii) redução em baixa de ativos.

No acumulado, expurgando os efeitos extraordinários, o PMSO teria apresentado um aumento de 9,5% (R\$ 405 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- { **Pessoal (+R\$ 122 milhões):** aumento decorrente dos efeitos dos acordos coletivos aplicados em 2022 e 2023 e do aumento de *headcount* de 4,6%<sup>2</sup> no segmento de Distribuição, parcialmente compensados pela redução de *headcount* na CPFL Transmissão, em função do *turnaround* dessa subsidiária;
- { **MSO ligado à inflação (+R\$ 240 milhões) - principais impactos:** despesas com auditoria e consultoria (R\$ 37 milhões), manutenção de frota (R\$ 14 milhões), arrendamento e aluguéis (R\$ 9 milhões), uniformes e equipamentos (R\$ 5 milhões), leitura e entrega de contas (R\$ 5 milhões), seguros (R\$ 4 milhões), publicidade e propaganda (R\$ 3 milhões), poda de árvores (R\$ 3 milhões), tributos (R\$ 2 milhões);
- { **MSO não ligado à inflação (+R\$ 43 milhões):** aumentos (i) nas despesas com hardware e software, devido à mudança da regra de contabilização e (ii) nas despesas legais e judiciais, parcialmente compensados pela (iii) redução na provisão para devedores duvidosos (PDD).

## Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	1.269	1.523	(254)	-16,7%	4.371	5.386	(1.015)	-18,8%
Entidade de Previdência Privada	25	193	(168)	-87,2%	163	338	(175)	-51,7%
Depreciação e Amortização	597	570	27	4,8%	2.250	2.032	218	10,7%
<b>Demais Custos e Despesas Operacionais</b>	<b>1.891</b>	<b>2.285</b>	<b>(395)</b>	<b>-17,3%</b>	<b>6.784</b>	<b>7.756</b>	<b>(971)</b>	<b>-12,5%</b>

## EBITDA

O **EBITDA** foi impactado por efeitos extraordinários de 2022 e 2023. Expurgando esses efeitos, destaca-se o bom desempenho segmento de Distribuição, em função dos ganhos de parcela B e das elevadas temperaturas observadas no 4T23.

<sup>1</sup> Média de outubro a dezembro

<sup>2</sup> Média de janeiro a dezembro.

O EBITDA é calculado de acordo com a Resolução CVM 156/22 conforme demonstrado na tabela abaixo:

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
<b>Lucro Líquido</b>	<b>1.327</b>	<b>1.375</b>	<b>(48)</b>	<b>-3,5%</b>	<b>5.537</b>	<b>5.219</b>	<b>318</b>	<b>6,1%</b>
Depreciação e Amortização	597	570	27	4,8%	2.250	2.032	218	10,7%
Resultado Financeiro	637	1.351	(714)	-52,8%	2.557	2.911	(354)	-12,2%
Imposto de Renda / Contribuição Social	550	509	41	8,0%	2.486	2.101	385	18,3%
<b>EBITDA</b>	<b>3.111</b>	<b>3.805</b>	<b>(694)</b>	<b>-18,2%</b>	<b>12.830</b>	<b>12.263</b>	<b>567</b>	<b>4,6%</b>

## Resultado Financeiro

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Receitas	440	451	(11)	-2,4%	1.935	2.154	(219)	-10,2%
Despesas	(1.077)	(1.802)	725	-40,2%	(4.492)	(5.065)	573	-11,3%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(637)</b>	<b>(1.351)</b>	<b>714</b>	<b>-52,8%</b>	<b>(2.557)</b>	<b>(2.911)</b>	<b>354</b>	<b>-12,2%</b>

## Análise Gerencial

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(726)	(634)	(92)	14,5%	(2.975)	(2.765)	(210)	7,6%
Acréscimos e multas moratórias	103	91	11	12,3%	382	462	(80)	-17,4%
Marcação a mercado	154	4	150	4172,3%	168	36	132	362,5%
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	3	39	(35)	-91,5%	66	337	(270)	-80,3%
Outras receitas e despesas	(171)	60	(231)	-	(199)	(70)	(128)	183,2%
Negociação do Plano de Pensão da CPFL Paulista	-	(911)	911	-	-	(911)	911	-
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(637)</b>	<b>(1.351)</b>	<b>714</b>	<b>-52,8%</b>	<b>(2.557)</b>	<b>(2.911)</b>	<b>354</b>	<b>-12,2%</b>

A redução nas **despesas financeiras líquidas** no trimestre e acumulado se deve essencialmente ao efeito extraordinário que afetou o ano anterior (negociação para extinção dos processos fiscais relativos a Plano de Pensão da CPFL Paulista, no valor de R\$ 911 milhões).

Expurgado esse efeito, as despesas financeiras líquidas aumentaram no trimestre em função do maior saldo de dívida líquida, e maior gasto com captações decorrentes das debentures de infraestrutura efetuadas no 4T23.

No acumulado, a alta das despesas decorre principalmente (i) da menor atualização do ativo financeiro setorial, em função do menor saldo atualizável e do menor CDI e (ii) do aumento do saldo de dívida, resultante das novas captações efetuadas ao longo de 2023.

## Imposto de Renda e Contribuição Social

No trimestre, a alíquota efetiva do **Imposto de Renda e Contribuição Social** foi de 29,3%, ante 27,0% no 4T22. No acumulado, a **alíquota efetiva** foi 31,0%, ante 28,7% em 2022.

Os aumentos registrados são explicados principalmente pelo melhor resultado em subsidiárias com regime de lucro presumido, parcialmente compensados pelo menor resultado de equivalência patrimonial, após a consolidação da Enercan em nov/22.

## Lucro Líquido

No trimestre, a redução do EBITDA foi compensada pela melhora do resultado financeiro, ambos influenciados por itens extraordinários, de tal forma que o **lucro líquido** apresentou redução de

3,5%.

No acumulado, o **lucro líquido** apresentou um aumento de 6,1%, reflexo do crescimento do **EBITDA** e de uma menor **despesa financeira líquida**.

### 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	2023
<b>Lucro líquido do exercício - controladora</b>	<b>5.527.101</b>
Realização de reserva de lucros a realizar	207.652
Realização do resultado abrangente	26.612
Dividendos prescritos	6.491
<b>Lucro líquido base para destinação</b>	<b>5.767.856</b>
Reserva legal	166.949
Reserva de lucros a realizar	728.098
Reserva de capital de giro	1.699.527
Dividendo mínimo obrigatório <sup>1</sup>	437.410
Dividendo adicional proposto	2.735.872
<b>Dividendo total proposto</b>	<b>3.173.282</b>

Nota: (1) Em 2023, a CPFL Energia realizou o pagamento de dividendos correspondentes à reserva de lucros, no montante de R\$ 902.628 mil, os quais foram imputados ao dividendo mínimo obrigatório.

### Dividendo

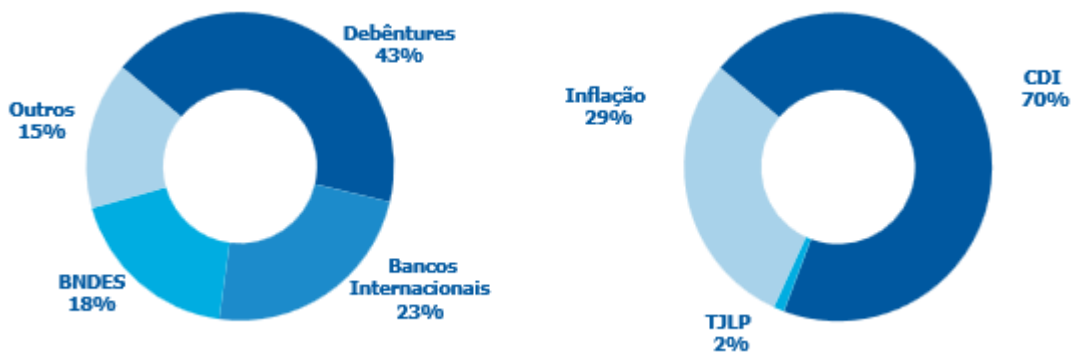
O Conselho de Administração propõe a distribuição de R\$ 3.173 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias, negociadas na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). O valor proposto corresponde a R\$ 2,753976596 por ação e será distribuído após a aprovação em AGO.

## 1.2) Endividamento

### 1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> )	29.455	28.021	(1.434)	5,1%
Disponibilidades	(5.533)	(4.602)	930	20,2%
<b>Dívida Líquida</b>	<b>23.922</b>	<b>23.418</b>	<b>504</b>	<b>2,2%</b>
Custo da Dívida	11,9%	13,6%	-	-1,7 p.p

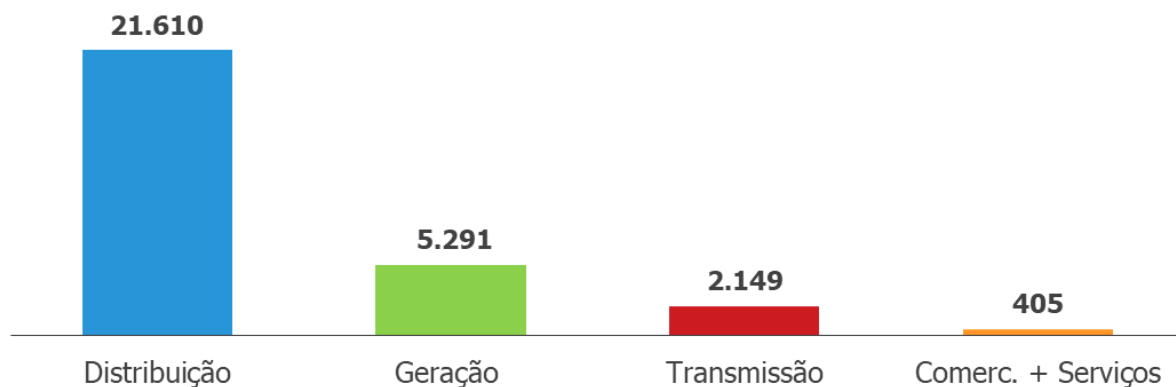
### Breakdown por Fonte e por Indexação | Pós-Hedge



Para mitigar possíveis exposições ao risco de flutuações do mercado, cerca de R\$ 7,0 bilhões em dívida possui operações de *hedge*.

Visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato, para as dívidas em moeda estrangeira (23,5% do total das dívidas em IFRS) foram contratadas operações de *swap*.

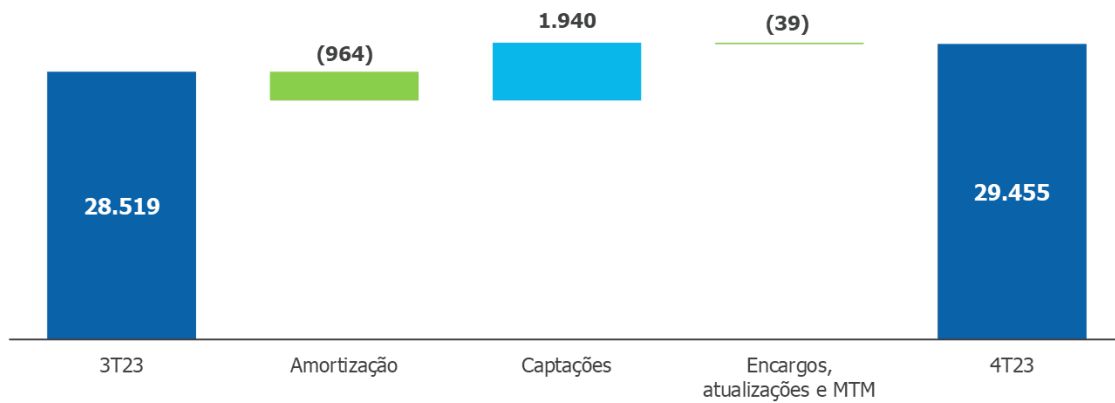
### Dívida por Segmento – IFRS | R\$ Milhões



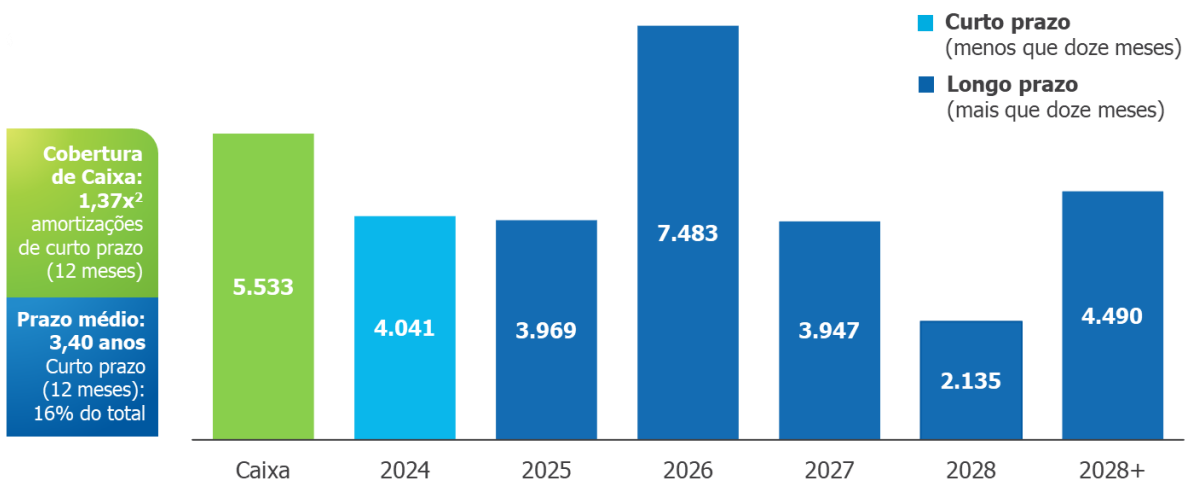
Notas:

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

## Evolução do Saldo da Dívida – IFRS | Dezembro de 2023



## Cronograma de Amortização da Dívida – IFRS | Dezembro de 2023'



### Notas:

- (1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos. Para se chegar ao total da dívida financeira de R\$ 29.455 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\$ 1.097 milhões.

### 1.2.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> ) <sup>1</sup>	29.906	28.588	1.318	4,6%
(-) Disponibilidades <sup>2</sup>	(5.673)	(4.899)	(774)	15,8%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>24.233</b>	<b>23.689</b>	<b>544</b>	<b>2,3%</b>
EBITDA <i>Pro forma</i> <sup>3</sup>	12.933	12.633	300	2,4%
<b>Dívida Líquida / EBITDA</b>	<b>1,87</b>	<b>1,88</b>	<b>-</b>	<b>-0,1%</b>

### 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	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Distribuição	1.092	1.304	(212)	-16,3%	3.793	4.791	(998)	-20,8%
Geração	173	96	78	81,0%	446	258	188	72,9%
Comercialização	2	2	1	42,7%	5	6	(1)	-17,6%
Serviços e Outros <sup>1</sup>	32	23	8	35,5%	94	54	40	74,8%
Transmissão <sup>2</sup>	257	218	40	18,3%	735	697	38	5,5%
<b>Investimentos Realizados</b>	<b>1.556</b>	<b>1.642</b>	<b>(86)</b>	<b>-5,2%</b>	<b>5.073</b>	<b>5.805</b>	<b>(732)</b>	<b>-12,6%</b>

Notas:

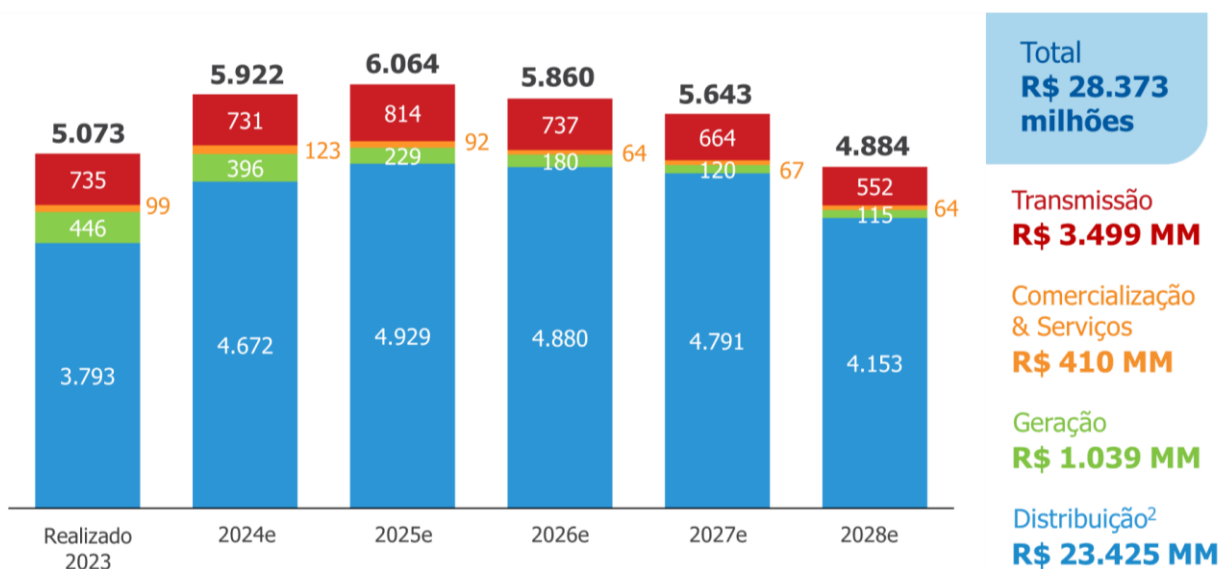
(1) Outros: refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados;

(2) Transmissoras não possuem ativos imobilizados, assim, considera-se a adição de ativos contratuais.

A redução observada entre os períodos é relacionada a uma desaceleração após o esforço realizado em 2022 para unitização de ativos na Distribuição, para as Revisões Tarifárias. Em contrapartida, destaca-se o segmento de Transmissão, em que a CPFL Energia vem direcionando mais recursos para reforços e melhorias em sua controlada CPFL Transmissão. Ademais, o resultado positivo no segmento de Geração, com ênfase para a manutenção de usinas e parques, além da construção da PCH Cherobim.

### 1.3.2) Investimentos Previstos

Em 14 de dezembro de 2023, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a proposta da Diretoria Executiva para as Projeções Plurianuais 2024-2028<sup>1</sup> da Companhia, a qual foi previamente debatida com o Comitê de Finanças e Gestão de Riscos.



## 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 23 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	4T23	4T22	Δ %	2023	2022	Δ %
Energia renovável	Energia gerada por fontes renováveis	GWh	5.204	3.496	48,9%	14.889	13.737	8,4%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	3.237	1.682	92,4%	7.938	7.247	9,5%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	484	415	16,7%	1.854	1.596	16,2%
	↳ Solar	GWh	0,3	0,1	113,8%	1,2	0,3	284,9%
	↳ Eólica	GWh	1.211	1.229	-1,4%	4.054	4.064	-0,2%
	↳ Biomassa	GWh	272	169	60,3%	1.041	830	25,5%
Smart Grid	Religadores automáticos instalados	unidade	17.909	16.515	8,4%	17.909	16.515	8,4%
	Carga de energia telemedida	%	54,6%	56,0%	-2,5%	54,6%	56,0%	-2,5%
Inovação	Investimento em inovação   P&D ANEEL	R\$ MM	20,6	12,4	66,1%	55,2	48,9	13,0%
Descarbonização	Projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável	unidade	67	42	59,5%	67	42	59,5%
	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ MM	0,0	0,5	-100,0%	3,3	24,6	-86,7%

Operações Sustentáveis								
Tema	Indicador	Unidade	4T23	4T22	Δ %	2023	2022	Δ %
Economia circular	Transformadores reformados	unidade	2.942	3.318	-11,3%	11.611	11.565	0,4%
	Alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa	toneladas	25.542	2.574	892,3%	80.471	9.048	789,4%
Ecoeficiência	Consumo de água   prédios administrativos	mil m <sup>3</sup>	29	67	-56,8%	82	150	-45,5%
	Consumo de energia   prédios administrativos	MWh	9.871	9.088	8,6%	36.409	36.918	-1,4%

Valor Compartilhado com a Sociedade								
Tema	Indicador	Unidade	4T23	4T22	Δ %	2023	2022	Δ %
Digitalização	Atendimentos digitais	%	90,0%	91,0%	-1,1%	90,8%	90,3%	0,6%
	Pagamento de faturas por meio digital	%	73,8%	70,0%	5,4%	72,2%	68,3%	5,8%
	Contas digitais	MM de unidades	4,6	4,4	5,0%	4,6	4,4	5,0%
Comunidade	Investimentos de eficiência energética em hospitais públicos   CPFL e RGE nos Hospitais	R\$ milhões	12,3	22,7	-45,7%	61,8	48,2	28,1%
	Investimento em projetos socioambientais em comunidades   Instituto CPFL, Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda e Meio Ambiente	R\$ milhões	31,3	62,5	-49,9%	87,9	144,0	-39,0%
	Pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil	732,8	719,3	1,9%	2.472,1	1.789,7	38,1%
	Unidades consumidoras de baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética   PEE ANEEL	mil	8,5	3,0	183,3%	30,5	16,8	81,5%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Horas de treinamento <sup>1</sup>	mil	179,4	191,3	-6,2%	771,5	744,2	3,7%
Diversidade	Negros na companhia	%	31,1%	27,9%	11,5%	31,1%	27,9%	11,5%
	Mulheres em cargos de liderança	%	21,8%	21,5%	1,3%	21,8%	21,5%	1,3%
Compras sustentáveis	Fornecedores críticos avaliados em critérios de sustentabilidade	%	94,0%	88,0%	6,8%	94,0%	88,0%	6,8%

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



## Atuação Segura e Confiável

Tema	Indicador	Unidade	4T23	4T22	Δ %	2023	2022	Δ %
Saúde e Segurança	Taxa de frequência de acidentes   Próprios	nº feridos *1MM/HH trabalhadas <sup>1</sup>	0,8	0,9	-19,4%	0,8	0,9	-19,4%
	Taxa de frequência de acidentes   Terceiros	nº feridos *1MM/HH trabalhadas <sup>1</sup>	2,8	4,8	-41,6%	2,8	4,8	-41,6%
	Acidentes fatais com a população	unidade	4,0	6,0	-33,3%	10,0	18,0	-44,4%
Ética	Colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	100%	91,0%	9,9%	100%	91,0%	9,9%
Transparência	Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	unidade	2	2	-	2	2	-
	Mulheres no Conselho de Administração	unidade	1	1	-	1	1	-

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	4T23	4T22	Δ GWh	Δ %	Part.	2023	2022	Δ GWh	Δ %	Part.
Mercado Cativo	10.964	10.156	808	8,0%	59,5%	41.069	40.362	708	1,8%	58,2%
Cliente Livre	7.461	7.236	225	3,1%	40,5%	29.485	28.910	575	2,0%	41,8%
<b>Carga Líquida de Perdas</b>	<b>18.425</b>	<b>17.391</b>	<b>1.033</b>	<b>5,9%</b>	<b>100,0%</b>	<b>70.554</b>	<b>69.271</b>	<b>1.283</b>	<b>1,9%</b>	<b>100,0%</b>

###### 3.1.1.2) Venda de Energia | Área de Concessão

GWh	4T23	4T22	Δ GWh	Δ %	Part.	2023	2022	Δ GWh	Δ %	Part.
Residencial	6.025	5.371	654	12,2%	32,9%	21.980	20.922	1.058	5,1%	31,4%
Industrial	6.561	6.554	8	0,1%	35,8%	25.799	26.110	(312)	-1,2%	36,9%
Comercial	3.183	2.820	363	12,9%	17,4%	11.845	11.362	483	4,2%	16,9%
Rural	655	703	(48)	-6,8%	3,6%	2.755	3.014	(259)	-8,6%	3,9%
Outros	1.885	1.922	(37)	-1,9%	10,3%	7.590	7.892	(302)	-3,8%	10,8%
<b>Venda de Energia</b>	<b>18.309</b>	<b>17.369</b>	<b>940</b>	<b>5,4%</b>	<b>100,0%</b>	<b>69.968</b>	<b>69.301</b>	<b>668</b>	<b>1,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Cativo</b>										
Residencial	6.025	5.371	654	12,2%	55,7%	21.980	20.922	1.058	5,1%	54,0%
Industrial	902	996	(94)	-9,5%	8,3%	3.604	4.031	(427)	-10,6%	8,9%
Comercial	1.882	1.778	104	5,8%	17,4%	7.103	7.287	(184)	-2,5%	17,5%
Rural	607	666	(58)	-8,8%	5,6%	2.569	2.860	(292)	-10,2%	6,3%
Outros	1.396	1.363	33	2,4%	12,9%	5.447	5.589	(142)	-2,5%	13,4%
<b>Total Cativo</b>	<b>10.813</b>	<b>10.175</b>	<b>638</b>	<b>6,3%</b>	<b>100,0%</b>	<b>40.704</b>	<b>40.690</b>	<b>14</b>	<b>0,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>TUSD</b>										
Industrial	5.659	5.557	102	1,8%	75,5%	22.195	22.079	115	0,5%	75,8%
Comercial	1.301	1.042	259	24,8%	17,4%	4.741	4.075	666	16,4%	16,2%
Rural	48	37	11	28,8%	0,6%	186	154	32	21,1%	0,6%
Outros	489	558	(70)	-12,5%	6,5%	2.142	2.303	(160)	-7,0%	7,3%
<b>Total TUSD</b>	<b>7.496</b>	<b>7.194</b>	<b>302</b>	<b>4,2%</b>	<b>100,0%</b>	<b>29.265</b>	<b>28.611</b>	<b>654</b>	<b>2,3%</b>	<b>100,0%</b>

Nota: (1) A partir do 1T22, as vendas na área de concessão passaram a incluir também os montantes distribuídos a outras concessionárias e permissionárias, que fazem uso da rede das distribuidoras da CPFL Energia ("Uso D"), de tal forma que os montantes do mercado livre foram alterados em todo o histórico.

Destacam-se no trimestre:

- Classe Residencial:** crescimento de 12,2%, favorecido sobretudo pelas altas temperaturas registradas no período, especialmente no estado de São Paulo; somado ao resultado positivo da massa de renda real e ao crescimento vegetativo das unidades consumidoras. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo impacto negativo de geração distribuída (GD);
- Classe Industrial:** crescimento de 0,1%, apresentando uma leve melhora, influenciada pelo resultado positivo nos setores de alimentos, borracha e plástico, além de papel e celulose. No entanto, ainda vemos o reflexo da desaceleração neste segmento, que se pode observar pelo dado divulgado para a produção industrial nacional, que fechou o trimestre com um desempenho de +0,2% no período, refletindo o predomínio de taxas negativas na produção de 7 entre os 10 setores com maior participação em nossa área de concessão, sendo eles: químico, veículos, produtos de metal, metalurgia, produtos têxteis, minerais não metálicos,

além de máquinas e equipamentos;

- | **Classe Comercial:** crescimento de 12,9%, motivado principalmente pelo aumento de temperatura, que elevou a demanda por refrigeração, acrescido ainda da melhora no volume de vendas de 9 entre as 10 atividades mais relevantes na área de concessão. Além disso, houve efeito positivo referente à Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 1.000/2021, que determinou a revisão cadastral das unidades consumidoras, especialmente consumidores rurais e públicos, que recebem benefícios tarifários, recadastrando-os como comerciais em caso de não comprovação do atendimento dos critérios para receber o benefício. Apesar do desempenho positivo, houve impacto negativo de GD;
- | **Classe Rural:** redução de 6,8%, motivada essencialmente pelo incremento relevante de GD, com ênfase para as unidades consumidoras situadas no estado do Rio Grande do Sul, seguido dos impactos negativos gerados pela REN ANEEL nº 1.000/2021 – conforme detalhado no item acima, e pelo efeito calendário;
- | **Classe Outros:** redução de 1,9%, atribuída sobretudo ao incremento de GD, especialmente nas permissionárias localizadas nas áreas de concessão da RGE e da CPFL Santa Cruz. Além disso, houve efeito negativo da REN ANEEL nº 1.000/2021 – conforme detalhado acima.

De forma geral, os mesmos efeitos também afetaram o resultado acumulado, com exceção de:

- | **Classe Industrial:** redução de 1,2%, pressionada sobretudo pelo baixo desempenho econômico no setor, visto que a produção industrial regional, no acumulado do ano, registrou queda de 4,7% para o estado do Rio Grande do Sul e de 1,5% para o estado de São Paulo, refletindo assim o predomínio de taxas negativas no consumo de 8 entre os 10 setores com maior participação em nossa área de concessão;
- | **Classe Outros:** redução de 3,8%, explicada principalmente pelo impacto de migração das permissionárias para a Rede Básica, não observada no trimestre, seguido do incremento de GD e do efeito da REN ANEEL nº 1.000/2021.

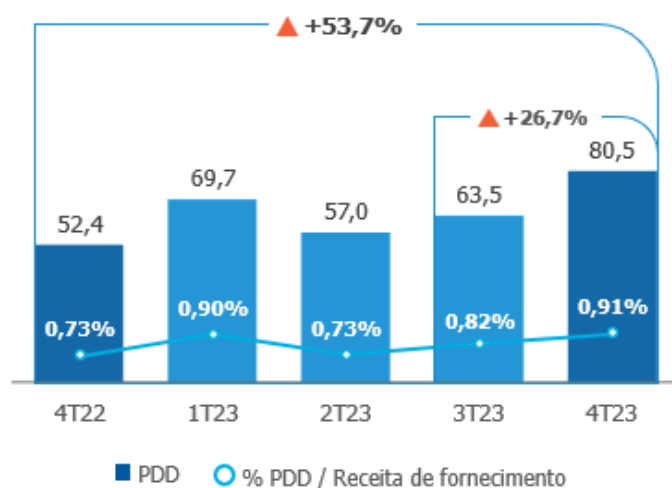
### 3.1.1.3) Inadimplência

A PDD no trimestre apresentou um aumento de R\$ 28 milhões em relação ao mesmo período de 2022 e um aumento de R\$ 17 milhões em relação ao 3T23.

O índice de PDD/Receita bruta de fornecimento alcançou 0,91% no trimestre, situando-se um pouco acima do patamar da **média histórica** de **0,7% a 0,8%**.

Esse resultado se deve à redução no número de cortes, em função do deslocamento das equipes para o atendimento de emergências, devido às severas tempestades ocorridas no trimestre na área de concessão.

Além disso, o aumento da carga gerado pelas altas temperaturas, elevou o ticket médio dos clientes, bem como a inadimplência de curto prazo.



No acumulado do ano, registramos uma redução de R\$ 21 milhões e, entre os componentes que impulsionaram esse resultado, destacam-se:

- (i) o aumento da massa de renda real;
- (ii) um melhor cenário hidrológico, favorecendo a tarifa de energia com a manutenção da bandeira verde ao longo de 2023; e
- (iii) a redução da alíquota de ICMS.

Em relação ao percentual de PDD/Receita de fornecimento, fechamos o indicador em 0,84%, próximo do patamar histórico.

Concluimos o período abaixo dos 0,91% registrados em 2022.

A CPFL vem realizando suas ações de cobrança como forma de garantir o controle dos indicadores de inadimplência, com foco na manutenção da volumetria e inteligência do processo. Encerramos o trimestre com a realização de 492 mil cortes, totalizando 2.440 mil cortes executados no acumulado do ano. Além disso, registramos negociações estratégicas de clientes do grupo CPFL, principalmente na RGE, resultando na reversão de inadimplência.

### 3.1.1.4) Perdas

<b>Acumulado 12 Meses<sup>1</sup></b>	<b>Dez-22</b>	<b>Mar-23</b>	<b>Jun-23</b>	<b>Set-23</b>	<b>Dez-23</b>	<b>ANEEL<sup>2</sup></b>
CPFL Energia	8,39%	8,44%	8,19%	8,64%	8,76%	<b>7,85%</b>
CPFL Paulista	8,70%	8,49%	8,48%	9,10%	9,14%	<b>7,90%</b>
CPFL Piratininga	7,36%	7,43%	7,39%	7,65%	7,75%	<b>5,97%</b>
RGE	8,86%	9,34%	8,38%	8,73%	9,03%	<b>9,16%</b>
CPFL Santa Cruz	7,08%	7,23%	7,27%	7,62%	7,75%	<b>8,30%</b>

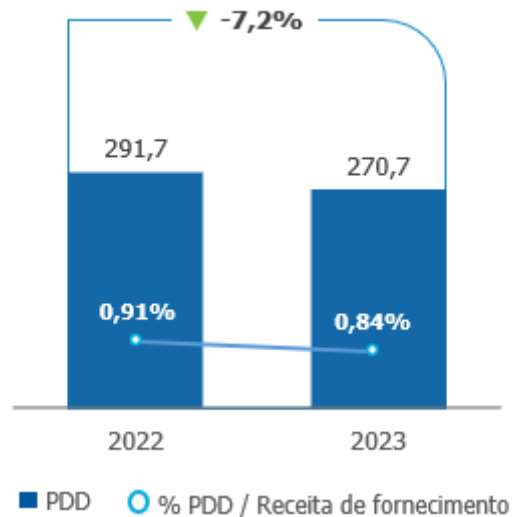
Notas:

- (1) De acordo com os critérios definidos pela Agência Reguladora (ANEEL), exceto pela não consideração dos efeitos de geração distribuída (GD). Para a CPFL Piratininga e RGE, clientes de alta tensão (A1) são expurgados da conta;
- (2) Limite ANEEL referente a 31/12/2023.

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia no período apresentou um aumento de 0,37 p.p., na comparação com o ano anterior, explicado essencialmente pelo aumento da carga, gerado pelas altas temperaturas observadas em toda a área de concessão. Desconsiderando o efeito do calendário de faturamento em ambos os períodos, o crescimento de perdas seria de 0,25 p.p. (8,27% em dez/22 vs. 8,52% em dez/23).

As principais realizações do trimestre para a redução das perdas foram:

- (i) Blindagem das fronteiras elétricas e subestações internas;
- (ii) Mapeamento das perdas de energia através de microbalanços;
- (iii) Realização de 108,7 mil inspeções em unidades consumidoras;



- (iv) Substituição de mais de 22,0 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos equipamentos eletrônicos;
- (v) Visita a 1,2 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à revelia;
- (vi) Regularização de 1,9 mil unidades consumidoras, com avanço de consumo e sem contrato;
- (vii) Regularização de 1,1 mil 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 59 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 consolidado das distribuidoras, os valores anualizados do DEC e do FEC em dez/23 estão abaixo dos limites regulatórios e do mesmo período de 2022, resultados que podem ser atribuídos à contínua busca por melhoria por parte da CPFL na 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	2022	2023	Δ %	ANEEL <sup>1</sup>
CPFL Energia	6,76	6,07	-10,2%	n.d
CPFL Paulista	5,25	5,14	-2,1%	6,41
CPFL Piratininga	4,95	4,57	-7,7%	6,02
RGE	10,55	8,63	-18,2%	10,56
CPFL Santa Cruz	4,74	5,04	6,3%	7,98

FEC Interrupções	2022	2023	Δ %	ANEEL <sup>1</sup>
CPFL Energia	3,88	3,45	-11,1%	n.d
CPFL Paulista	3,56	3,26	-8,4%	5,09
CPFL Piratininga	3,65	3,14	-14,0%	4,97
RGE	4,63	3,98	-14,0%	7,22
CPFL Santa Cruz	3,22	3,22	0,0%	6,55

Nota: (1) Limite ANEEL referente a 2023.

### 3.1.2) Eventos Tarifários

Descrição	RTAs <sup>1</sup>		RTPs <sup>1</sup>	
	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista	RGE	CPFL Piratininga
<b>Resolução Homologatória</b>	<b>3.178</b>	<b>3.183</b>	<b>3.206</b>	<b>3.277</b>
<b>Reajuste</b>	<b>5,65%</b>	<b>3,36%</b>	<b>1,67%</b>	<b>-0,73%</b>
Parcela A	3,24%	0,89%	6,79%	1,97%
Parcela B	1,17%	0,19%	0,43%	-1,08%
Componentes Financeiros	1,23%	2,28%	-5,55%	-1,62%
<b>Efeito para o consumidor<sup>2</sup></b>	<b>9,02%</b>	<b>4,89%</b>	<b>1,10%</b>	<b>-4,37%</b>
Data de entrada em vigor	21/03/2023	08/04/2023	19/06/2023	23/10/2023

Notas:

- (1) Os RTAs correspondem aos Reajustes Tarifários Anuais, enquanto as RTPs correspondem às Revisões Tarifárias Periódicas;
- (2) O efeito para o consumidor também é impactado pelo componente financeiro retirado na última revisão ou reajuste tarifário.

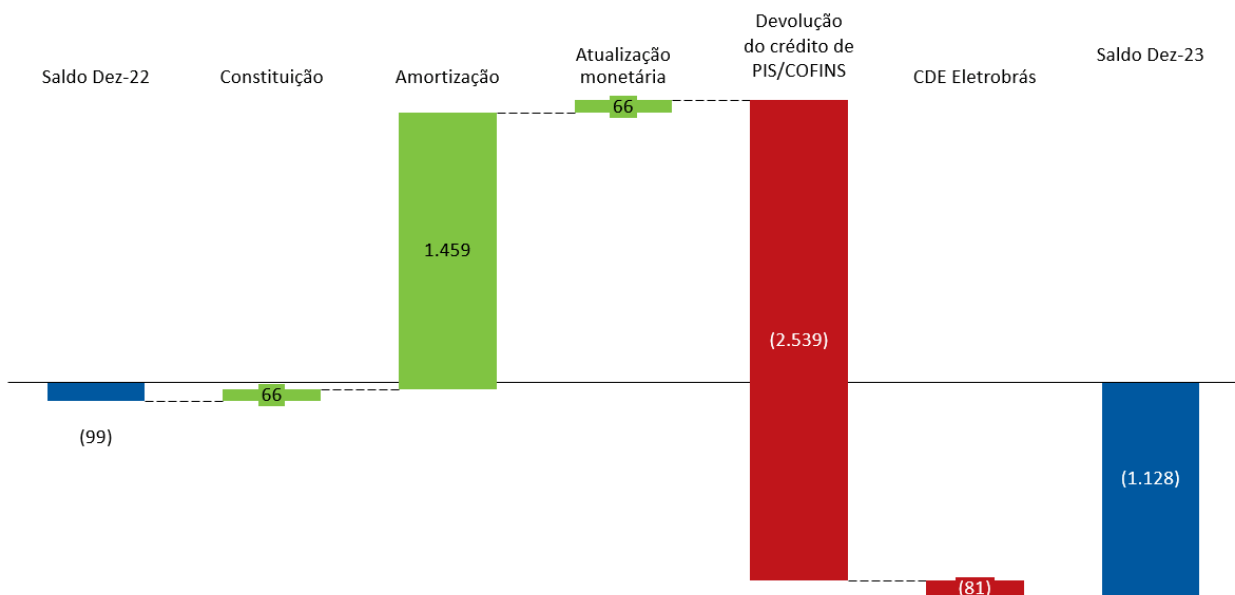
### 3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	12.913	11.794	1.119	9,5%	48.329	46.700	1.629	3,5%
Receita Operacional Líquida	8.447	8.793	(346)	-3,9%	32.414	32.399	14	0,0%
<b>Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)</b>	<b>7.409</b>	<b>7.462</b>	<b>(53)</b>	<b>-0,7%</b>	<b>28.623</b>	<b>27.663</b>	<b>960</b>	<b>3,5%</b>
Custo com Energia Elétrica	(4.293)	(4.354)	61	-1,4%	(17.017)	(16.903)	(114)	0,7%
PMSO, Previdência e PDD	(1.055)	(1.295)	241	-18,6%	(3.702)	(3.761)	60	-1,6%
Custos com construção de infraestrutura	(1.038)	(1.331)	293	-22,0%	(3.791)	(4.737)	946	-20,0%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>2.061</b>	<b>1.813</b>	<b>248</b>	<b>13,7%</b>	<b>7.904</b>	<b>6.998</b>	<b>906</b>	<b>12,9%</b>
Depreciação e Amortização	(300)	(294)	(6)	1,9%	(1.171)	(1.071)	(101)	9,4%
Resultado Financeiro	(427)	(1.134)	707	-62,4%	(1.742)	(2.047)	305	-14,9%
<i>Receitas Financeiras</i>	348	372	(24)	-6,4%	1.561	1.744	(183)	-10,5%
<i>Despesas Financeiras</i>	(775)	(1.506)	731	-48,5%	(3.303)	(3.791)	488	-12,9%
Lucro Antes da Tributação	1.334	385	949	246,9%	4.990	3.881	1.110	28,6%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(454)	(263)	(191)	72,8%	(1.686)	(1.502)	(184)	12,2%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>880</b>	<b>122</b>	<b>758</b>	<b>621,4%</b>	<b>3.304</b>	<b>2.378</b>	<b>926</b>	<b>38,9%</b>

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 2023, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era negativo (passivo) em R\$ 1.128 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2022, houve uma variação de R\$ 1.029 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo se deu pela constituição líquida de um ativo de R\$ 66 milhões, principalmente nas linhas:

- (i) Sobrecontratação (R\$ 872 milhões);
- (ii) Rede Básica (R\$ 722 milhões);
- (iii) Encargo do Serviço do Sistema ("ESS") e Encargo de Energia de Reserva ("EER") (R\$ 339 milhões);

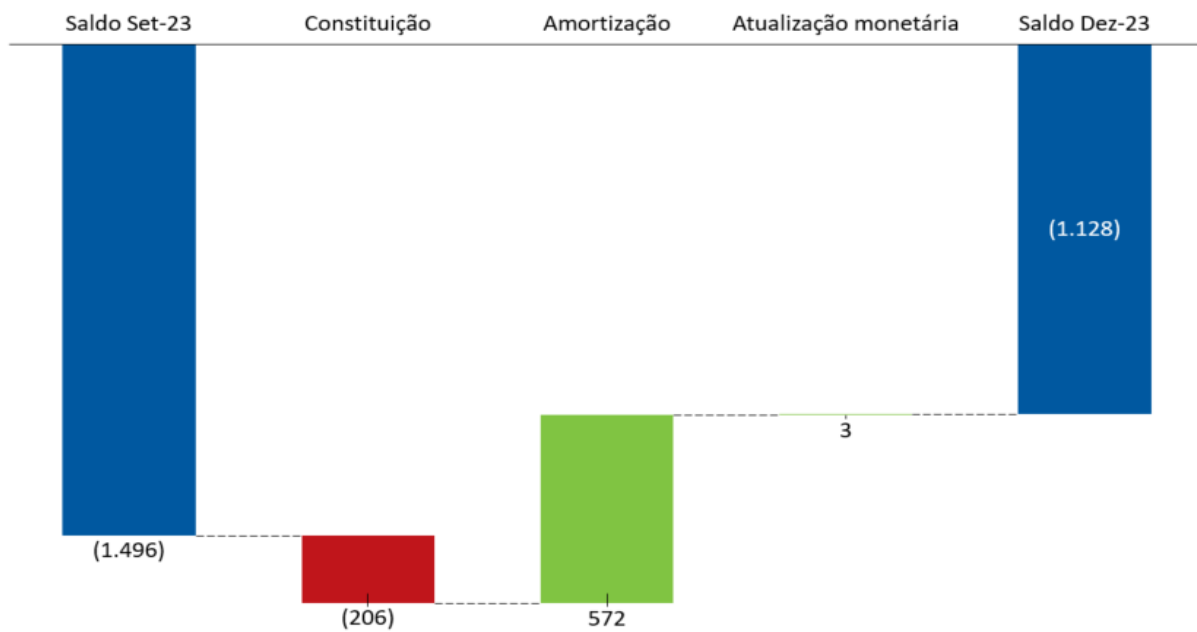
- (iv) Demais itens (R\$ 4 milhões);

Parcialmente compensado por passivos constituídos nas linhas de:

- (v) Custos com energia elétrica (R\$ 1.179 milhões);
- (vi) Repasse de Itaipu (R\$ 512 milhões);
- (vii) Neutralidade dos Encargos Setoriais (R\$ 181 milhões).

A amortização foi de R\$ 1.459 milhões e a atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 66 milhões. Houve ainda, nesse período, a homologação da devolução para os consumidores do crédito de PIS/COFINS, no valor de R\$ 2.539 milhões. Além disso, houve o repasse de recursos da CDE da Eletrobrás no montante de R\$ 81 milhões.

Para fins de análise, segue abaixo o gráfico que demonstra a movimentação dos saldos de ativo e passivo setorial, apenas no 4T23:





## Receita Operacional

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	10.604	8.494	2.111	24,8%	38.977	37.494	1.484	4,0%
Energia Elétrica de Curto Prazo	58	120	(62)	-52,0%	421	516	(95)	-18,4%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	1.038	1.331	(293)	-22,0%	3.791	4.737	(946)	-20,0%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	365	518	(153)	-29,5%	1.525	89	1.435	1607,7%
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	578	454	124	27,3%	2.030	1.926	104	5,4%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	138	725	(587)	-81,0%	1.005	1.401	(396)	-28,3%
Outras Receitas e Rendas	174	174	(0)	0,0%	698	647	50	7,7%
Multas DIC e FIC	(42)	(21)	(20)	94,4%	(118)	(111)	(7)	6,4%
<b>Receita Operacional Bruta - Total</b>	<b>12.913</b>	<b>11.794</b>	<b>1.119</b>	<b>9,5%</b>	<b>48.329</b>	<b>46.700</b>	<b>1.629</b>	<b>3,5%</b>
ICMS	(1.765)	(565)	(1.200)	212,3%	(5.795)	(5.200)	(595)	11,4%
PIS e COFINS	(905)	(880)	(25)	2,9%	(3.425)	(3.199)	(226)	7,1%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.490)	(1.390)	(100)	7,2%	(5.747)	(5.623)	(124)	2,2%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(73)	(68)	(6)	8,6%	(277)	(264)	(14)	5,2%
PROINFA	(81)	(86)	5	-6,0%	(332)	(297)	(34)	11,6%
Bandeiras Tarifárias	-	-	-	-	(5)	328	(332)	-
Outros	(152)	(12)	(140)	1196,5%	(335)	(46)	(289)	631,3%
<b>Deduções da Receita Operacional Bruta - Total</b>	<b>(4.466)</b>	<b>(3.001)</b>	<b>(1.465)</b>	<b>48,8%</b>	<b>(15.915)</b>	<b>(14.301)</b>	<b>(1.615)</b>	<b>11,3%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>8.447</b>	<b>8.793</b>	<b>(346)</b>	<b>-3,9%</b>	<b>32.414</b>	<b>32.399</b>	<b>14</b>	<b>0,0%</b>

## Receita Operacional Bruta

O aumento na **Receita com Venda de Energia (cativo + clientes livres)** ocorreu em decorrência (i) dos reajustes tarifários médios positivos das distribuidoras<sup>3</sup>, na percepção do consumidor; (ii) do aumento de 5,9% da carga na área de concessão, principalmente em função do aumento de temperatura; e (iii) do aumento do ICMS, decorrente do retorno da incidência na TUSD.

Por outro lado, houve uma queda na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão**, em função dos efeitos extraordinários relacionados aos laudos de avaliação da BRR da CPFL Paulista e da RGE no 4T22, no montante de R\$ 622 milhões. Na **Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão**, a redução se deve ao menor Capex realizado neste ano, após os esforços de 2022 por conta dos processos de revisão tarifária.

No acumulado, os efeitos foram semelhantes aos do trimestre, mas vale destacar ainda as variações positivas na contabilização do **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**, decorrente principalmente da amortização de um passivo de R\$ 1.459 milhões e constituição líquida de um ativo de R\$ 66 milhões comparadas à amortização de um ativo de R\$ 159 milhões e constituição de um ativo de R\$ 248 milhões.

## Deduções da Receita Operacional Bruta

As deduções da receita operacional bruta na análise trimestral apresentaram aumento, devido principalmente ao retorno da incidência do ICMS sobre a TUSD, e ao aumento na CDE, decorrente da inclusão da **CDE Escassez Hídrica** e **CDE GD**, e na linha Outros, decorrente da recomposição dos recursos à Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu.

Os mesmos efeitos também afetaram o resultado acumulado.

<sup>3</sup> Os reajustes tarifários podem ser consultados na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, [clique aqui](#).

## Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Itaipu	546	741	(196)	-26,4%	2.134	2.972	(838)	-28,2%
PROINFA	107	136	(28)	-20,9%	420	595	(175)	-29,3%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	2.473	2.568	(95)	-3,7%	10.365	9.932	433	4,4%
Crédito de PIS e COFINS	(274)	(308)	34	-11,0%	(1.154)	(1.201)	48	-4,0%
<b>Energia Comprada para Revenda</b>	<b>2.852</b>	<b>3.137</b>	<b>(285)</b>	<b>-9,1%</b>	<b>11.765</b>	<b>12.297</b>	<b>(532)</b>	<b>-4,3%</b>
Encargos da Rede Básica	1.039	921	119	12,9%	3.925	3.222	704	21,8%
Encargos de Transporte de Itaipu	103	76	27	35,9%	363	284	79	27,9%
Encargos de Conexão	63	66	(3)	-4,3%	259	268	(9)	-3,3%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	14	12	2	14,9%	52	46	6	13,6%
ESS / EER	368	266	103	38,6%	1.187	1.256	(69)	-5,5%
Crédito de PIS e COFINS	(147)	(124)	(23)	18,5%	(535)	(469)	(66)	14,0%
<b>Encargos de Uso do Sistema de Distribuição</b>	<b>1.441</b>	<b>1.217</b>	<b>225</b>	<b>18,5%</b>	<b>5.252</b>	<b>4.606</b>	<b>646</b>	<b>14,0%</b>
<b>Custo com Energia Elétrica</b>	<b>4.293</b>	<b>4.354</b>	<b>(61)</b>	<b>-1,4%</b>	<b>17.017</b>	<b>16.903</b>	<b>114</b>	<b>0,7%</b>

A redução dos **Custos com Energia Comprada para Revenda**, tanto no trimestre quanto no acumulado, decorre principalmente da redução de tarifas de **Itaipu** (redução de tarifa e redução do dólar) e **Proinfa** (redução dos valores das quotas de custeio). No acumulado, a redução dos itens citados foi parcialmente compensada pelo aumento no preço médio de energia comprada de **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo** (+8,7%).

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, o aumento percebido nos períodos analisados decorre principalmente da variação nos encargos de conexão e transmissão, devido aos reajustes na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), implementados pelas Resoluções ANEEL nº 3.066/22 e nº 3.217/23, que determinaram novas tarifas a partir de jul/22 e jul/23, respectivamente.

Em relação aos **encargos setoriais (ESS/EER)**, no trimestre o aumento percebido é devido ao ESS – Encargos de Serviços do Sistema, principalmente em consequência das recontabilizações realizadas pela CCEE, as quais capturaram custos adicionais gerados pela homologação do acordo firmado entre Âmbra Energia, União e Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e também em função do maior número de despacho de térmicas, motivado pelas restrições elétricas operativas. Já no acumulado, cabe destacar que em função do melhor cenário energético que prevaleceu durante o ano de 2023 e da menor necessidade de acionamento de usinas térmicas, tivemos uma redução do ESS.

GWh	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Itaipu	2.499	2.591	-92	-3,6%	9.885	10.198	-313	-3,1%
PROINFA	248	262	-14	-5,4%	937	968	-32	-3,3%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	10.980	11.330	-350	-3,1%	43.810	45.649	-1839	-4,0%
<b>Quantidade Física</b>	<b>13.727</b>	<b>14.183</b>	<b>(456)</b>	<b>-3,2%</b>	<b>54.631</b>	<b>56.815</b>	<b>(2.184)</b>	<b>-3,8%</b>

R\$/MWh	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Itaipu	218,31	286,07	(67,75)	-23,7%	215,88	291,39	(75,51)	-25,9%
PROINFA	433,97	519,54	(85,57)	-16,5%	448,85	614,53	(165,68)	-27,0%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	225,20	226,63	(1,43)	-0,6%	236,58	217,56	19,02	8,7%
<b>Preço Médio</b>	<b>207,76</b>	<b>221,20</b>	<b>(13,44)</b>	<b>-6,1%</b>	<b>215,36</b>	<b>216,43</b>	<b>(1,08)</b>	<b>-0,5%</b>

## PMSO

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Pessoal	354	317	37	11,6%	1.295	1.129	166	14,7%
Material	67	71	(3)	-4,8%	287	286	1	0,4%
Serviços de Terceiros	314	289	25	8,6%	1.133	1.010	123	12,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	303	441	(137)	-31,1%	880	1.061	(181)	-17,1%
<i>PDD</i>	<i>80</i>	<i>52</i>	<i>28</i>	<i>53,7%</i>	<i>271</i>	<i>292</i>	<i>(21)</i>	<i>-7,2%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>110</i>	<i>96</i>	<i>14</i>	<i>14,3%</i>	<i>248</i>	<i>247</i>	<i>1</i>	<i>0,3%</i>
<i>Extinção dos Processos Fiscais do Plano de Pensão</i>	<i>-</i>	<i>209</i>	<i>(209)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>209</i>	<i>(209)</i>	<i>-</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>80</i>	<i>52</i>	<i>28</i>	<i>53,7%</i>	<i>271</i>	<i>292</i>	<i>(21)</i>	<i>-7,2%</i>
<i>Outros</i>	<i>32</i>	<i>30</i>	<i>2</i>	<i>6,1%</i>	<i>90</i>	<i>22</i>	<i>69</i>	<i>318,7%</i>
<b>PMSO</b>	<b>1.039</b>	<b>1.118</b>	<b>(79)</b>	<b>-7,0%</b>	<b>3.595</b>	<b>3.486</b>	<b>109</b>	<b>3,1%</b>

O PMSO no trimestre e no acumulado foi impactado por um item extraordinário que ocorreu em 2022:

- Despesas com a negociação para extinção dos processos fiscais relacionados ao Plano de Pensão da CPFL Paulista: R\$ 209 milhões nas despesas legais e judiciais no 4T22;

Expurgando esse item, o PMSO teria apresentado um aumento de 15,1% (R\$ 136 milhões) no trimestre e 9,9% no acumulado (R\$ 324 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Pessoal (aumentos de R\$ 37 milhões no trimestre e de R\$ 166 milhões no acumulado):** refletem os reajustes salariais decorrentes dos acordos coletivos aplicados em 2023, o aumento de 3,6% no *headcount* do segmento de Distribuição e a realização de maior número de horas extras, em decorrência dos temporais que afetaram as áreas de concessão das Distribuidoras;
- MSO ligado à inflação (aumentos de R\$ 47 milhões no trimestre e de R\$ 119 milhões no acumulado) - principais impactos:** call center (R\$ 4 milhões e R\$ 12 milhões, respectivamente), uniformes e equipamentos de segurança (R\$ 4 milhões e R\$ 7 milhões), leitura e entrega de contas (R\$ 3 milhões e R\$ 5 milhões), manutenção de frota (R\$ 2 milhões e R\$ 10 milhões, respectivamente);
- MSO não ligado à inflação (aumentos de R\$ 53 milhões no trimestre e de R\$ 38 milhões no acumulado):** crescimento das despesas com hardware e software, devido à mudança da regra de contabilização (em 2022 era contabilizado como Capex), e variações na provisão para devedores duvidosos (PDD) (conforme explicado no item 3.1.1.5) e nas despesas legais e judiciais.

## Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	(1.038)	(1.331)	293	-22,0%	(3.791)	(4.737)	946	-20,0%
Entidade de Previdência Privada	(15)	(177)	162	-91,3%	(107)	(275)	168	-61,1%
Depreciação e Amortização	(300)	(294)	(6)	1,9%	(1.171)	(1.071)	(101)	9,4%
<b>Demais Custos/Despesas Operacionais</b>	<b>(1.354)</b>	<b>(1.802)</b>	<b>449</b>	<b>-24,9%</b>	<b>(5.069)</b>	<b>(6.083)</b>	<b>1.013</b>	<b>-16,7%</b>

## EBITDA

O aumento no **EBITDA** do trimestre é explicado principalmente pelo aumento da carga na área de concessão, impulsionado pelo efeito da temperatura, pelos reajustes tarifários médios positivos das distribuidoras e pelo aumento da atualização do ativo financeiro da concessão, impactado

pelo maior IPCA no período.

No acumulado, o maior **EBITDA** é explicado também pelo aumento de carga nos dois últimos trimestres e pelo reajuste positivo da parcela B.

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
<b>Lucro Líquido</b>	<b>880</b>	<b>122</b>	<b>758</b>	<b>621,4%</b>	<b>3.304</b>	<b>2.378</b>	<b>926</b>	<b>38,9%</b>
Depreciação e Amortização	300	294	6	1,9%	1.171	1.071	101	9,4%
Resultado Financeiro	427	1.134	(707)	-62,4%	1.742	2.047	(305)	-14,9%
Imposto de Renda / Contribuição Social	454	263	191	72,8%	1.686	1.502	184	12,2%
<b>EBITDA</b>	<b>2.061</b>	<b>1.813</b>	<b>248</b>	<b>13,7%</b>	<b>7.904</b>	<b>6.998</b>	<b>906</b>	<b>12,9%</b>

## EBITDA por Distribuidora

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
CPFL Paulista	972	834	138	16,6%	3.475	2.941	534	18,2%
CPFL Piratininga	269	203	67	33,0%	1.259	1.145	114	10,0%
RGE	737	701	36	5,2%	2.861	2.622	239	9,1%
CPFL Santa Cruz	83	76	6	8,5%	308	289	19	6,6%
<b>EBITDA</b>	<b>2.061</b>	<b>1.813</b>	<b>247</b>	<b>13,6%</b>	<b>7.904</b>	<b>6.998</b>	<b>906</b>	<b>12,9%</b>

No resultado do trimestre, o EBITDA da CPFL Paulista foi impactado positivamente pelo incremento de Parcela B, crescimento de mercado residencial (18%) e maior consumo em função das altas temperaturas registradas ao longo do trimestre. Além disso, a CPFL Paulista teve, no 4T22, o registro do laudo preliminar de avaliação dos ativos para a RTP, o que elevou a base comparação.

Na CPFL Piratininga, o impacto é consequência do forte crescimento de mercado, principalmente cativo, com maior consumo em razão das temperaturas elevadas.

Na RGE, em decorrência do elevado número de eventos climáticos ocorridos em sua área de concessão e registro de temperaturas mais baixas quando comparadas ao 4T22, não houve crescimento de consumo, como ocorrido nas Distribuidoras do Estado de São Paulo.

## Resultado Financeiro

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Receitas	348	372	(24)	-6,4%	1.561	1.744	(183)	-10,5%
Despesas	(775)	(1.506)	731	-48,5%	(3.303)	(3.791)	488	-12,9%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(427)</b>	<b>(1.134)</b>	<b>707</b>	<b>-62,4%</b>	<b>(1.742)</b>	<b>(2.047)</b>	<b>305</b>	<b>-14,9%</b>

## Análise Gerencial

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(557)	(475)	(82)	17,3%	(2.252)	(1.985)	(267)	13,5%
Acréscimos e multas moratórias	101	90	11	12,2%	378	461	(83)	-18,0%
Marcação a mercado	120	2	118	5317,9%	122	15	108	724,6%
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	3	39	(35)	-91,5%	66	337	(270)	-80,3%
Outras receitas e despesas	(95)	120	(215)	-	(57)	37	(94)	-
Negociação do Plano de Pensão da CPFL Paulista	-	(911)	911	-	-	(911)	911	-
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(427)</b>	<b>(1.134)</b>	<b>707</b>	<b>-62,4%</b>	<b>(1.742)</b>	<b>(2.047)</b>	<b>305</b>	<b>-14,9%</b>

Excluindo o efeito extraordinário no 4T22, relativo à despesa financeira vinculada à negociação para extinção dos processos fiscais do Plano de Pensão da CPFL Paulista (R\$ 911 milhões), o aumento das despesas financeiras líquidas no trimestre seria de 91,1% (R\$ 204 milhões) no trimestre e de 53,4% (R\$ 606 milhões) no ano.

Já nas **Despesas com a dívida líquida**, a variação no trimestre ocorre principalmente pelo maior saldo de dívida indexado pelo CDI e pelo aumento do IPCA no período (0,78% no 4T23 e 0,71% no 4T22).

Em **Outras receitas e despesas financeiras**, a variação decorre principalmente, de um menor saldo de créditos fiscais atualizáveis no trimestre.

No acumulado, o efeito do **aumento do CDI** é mais relevante do que a redução do IPCA nas **despesas com dívida líquida**, enquanto, na receita com acréscimos e multas moratórias, é verificado o reflexo da redução do IPCA, bem como a adesão a novas modalidades de pagamento (cartão de crédito e Alesta). Já a redução na **atualização do ativo e passivo financeiro setorial** mostrou queda em função do menor saldo atualizável em 2023.

## Lucro Líquido

No trimestre, o **lucro líquido** apresentou um aumento, devido ao maior resultado do EBITDA e à melhora no resultado financeiro, devido principalmente ao efeito extraordinário registrado no 4T22, relativo ao acordo fiscal referente ao plano de pensão da CPFL Paulista, parcialmente compensados pelo aumento da despesa com imposto de renda e contribuição social.

No acumulado, o **lucro líquido** apresentou um aumento, reflexo do crescimento do EBITDA e de uma menor despesa financeira líquida, parcialmente compensados pelo aumento da despesa com imposto de renda e contribuição social.



## 3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO

### 3.2.1) Desempenho Operacional

#### Energia Gerada

GWh	4T23	4T22	Δ GWh	Δ %	2023	2022	Δ GWh	Δ %
Eólica	1.211	1.229	(18)	-1,4%	4.054	4.064	(10)	-0,2%
PCH	484	416	68	16,3%	1.855	1.596	259	16,2%
UHE	3.237	1.989	1.248	62,7%	7.938	7.247	691	9,5%
Biomassa	272	169	102	60,4%	1.041	830	211	25,5%
Solar	0,3	0,1	0,2	110,1%	1,2	0,3	0,9	280,6%
UTE	54,5	0	54	29618,1%	54,9	16	39	238,1%
<b>Energia Gerada</b>	<b>5.259</b>	<b>3.804</b>	<b>1.455</b>	<b>38,2%</b>	<b>14.944</b>	<b>13.754</b>	<b>1.191</b>	<b>8,7%</b>

#### Disponibilidade

%	4T23	4T22	Δ p.p.	Δ %	2023	2022	Δ p.p.	Δ %
Eólica	96,3%	96,3%	0,0	0,0%	95,8%	96,0%	-0,3	-0,3%
PCH	95,6%	89,7%	6,0	6,7%	94,4%	91,0%	3,4	3,7%
UHE	98,9%	98,4%	0,5	0,5%	98,8%	97,5%	1,3	1,4%
Biomassa	98,6%	99,5%	-0,9	-0,9%	96,3%	98,3%	-2,0	-2,0%
Solar	100,0%	100,0%	0,0	0,0%	100,0%	100,0%	0,0	0,0%
UTE	98,0%	99,5%	-1,5	-1,5%	99,4%	96,7%	2,7	2,8%



A partir de novembro de 2022, a SPE Enercan (UHE Campos Novos) passou a ser 100% consolidada, linha a linha. Até outubro de 2022, ela era contabilizada por equivalência patrimonial. Esses efeitos não foram expurgados e contribuem para o crescimento dos indicadores apresentados abaixo.

### 3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	1.523	1.447	75	5,2%	5.458	4.599	859	18,7%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>1.392</b>	<b>1.330</b>	<b>62</b>	<b>4,6%</b>	<b>4.997</b>	<b>4.251</b>	<b>746</b>	<b>17,5%</b>
Custo com Energia Elétrica	(143)	(152)	10	-6,4%	(547)	(545)	(2)	0,4%
PMSO e Previdência	(554)	452	(1.006)	-	(1.039)	49	(1.089)	-
Equivalência Patrimonial	66	106	(40)	-37,5%	315	489	(174)	-35,5%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>761</b>	<b>1.736</b>	<b>(974)</b>	<b>-56,1%</b>	<b>3.726</b>	<b>4.245</b>	<b>(519)</b>	<b>-12,2%</b>
Depreciação e Amortização	(252)	(209)	(42)	20,3%	(897)	(762)	(135)	17,7%
Resultado Financeiro	(162)	(162)	1	-0,5%	(565)	(616)	51	-8,2%
<i>Receitas Financeiras</i>	55	53	2	3,8%	220	174	46	26,8%
<i>Despesas Financeiras</i>	(217)	(216)	(1)	0,5%	(785)	(790)	4	-0,5%
Lucro Antes da Tributação	348	1.364	(1.016)	-74,5%	2.264	2.867	(603)	-21,0%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>302</b>	<b>1.322</b>	<b>(1.020)</b>	<b>-77,2%</b>	<b>1.774</b>	<b>2.599</b>	<b>(825)</b>	<b>-31,8%</b>

Nota:

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

## Receita Operacional Líquida

A **consolidação de Enercan** seguiu como principal responsável pelo aumento da receita, com um impacto de R\$ 84 milhões no trimestre e de R\$ 826 milhões no ano. A geração eólica manteve-se estável nas duas comparações, apesar do melhor desempenho dos parques eólicos, que não foi aproveitado em sua totalidade devido aos efeitos do *Curtailment* imposto pelo ONS. Além desses efeitos, os preços de energia são reajustados, de maneira geral, por inflação (IPCA ou IGP-M), conforme previsto em contrato.

## Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Energia de curto prazo	25	18	8	42,8%	92	115	(23)	-20,1%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	54	81	(28)	-34,0%	202	315	(113)	-35,8%
Crédito de PIS e COFINS	(3)	(6)	3	-44,7%	(13)	(24)	11	-46,9%
<b>Energia Comprada para Revenda</b>	<b>75</b>	<b>93</b>	<b>(18)</b>	<b>-18,8%</b>	<b>282</b>	<b>358</b>	<b>(76)</b>	<b>-21,3%</b>
Encargos da Rede Básica	55	47	8	16,9%	220	141	79	56,2%
Encargos de Conexão	5	4	1	13,0%	17	14	3	21,0%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	11	11	(0)	-2,3%	44	40	3	8,3%
ESS/EER	0	0	(0)	-60,3%	0	0	(0)	-51,2%
Crédito de PIS e COFINS	(4)	(3)	(1)	21,7%	(15)	(8)	(7)	95,5%
<b>Encargos</b>	<b>67</b>	<b>59</b>	<b>8</b>	<b>12,7%</b>	<b>266</b>	<b>188</b>	<b>78</b>	<b>41,6%</b>
<b>Custo com Energia Elétrica</b>	<b>142</b>	<b>152</b>	<b>(10)</b>	<b>-6,5%</b>	<b>547</b>	<b>545</b>	<b>2</b>	<b>0,4%</b>

A menor quantidade de energia adquirida em **contratos bilaterais, ACR e ACL** foi o principal fator para a redução de custo, tanto no trimestre quanto no ano, e foi parcialmente compensada pela consolidação de Enercan.

Já os **Encargos** registraram maiores despesas, em especial os Encargos de Rede Básica na visão do ano.

GWh	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Energia de curto prazo	459	472	(13)	-2,7%	1.159	1.838	(678)	-36,9%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	488	749	(261)	-34,9%	1.765	3.195	(1.430)	-44,8%
<b>Quantidade Física</b>	<b>947</b>	<b>1.221</b>	<b>(274)</b>	<b>-22,4%</b>	<b>2.924</b>	<b>5.032</b>	<b>(2.108)</b>	<b>-41,9%</b>

R\$/MWh	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Energia de curto prazo	54,48	37,11	17,36	46,8%	79,11	35,81	43,30	120,9%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	110,24	108,40	1,85	1,7%	114,73	98,75	15,97	16,2%
<b>Preço Médio</b>	<b>83,21</b>	<b>80,85</b>	<b>2,36</b>	<b>2,9%</b>	<b>100,61</b>	<b>75,77</b>	<b>24,84</b>	<b>32,8%</b>

## PMSO

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Pessoal	47	48	(1)	-2,9%	172	172	0	0,1%
Material	4	3	1	30,7%	48	30	18	59,7%
Serviços de Terceiros	85	71	14	19,3%	287	236	52	22,0%
Outros	416	(576)	992	-	530	(490)	1.021	-
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>3</i>	<i>18</i>	<i>(15)</i>	<i>-85,1%</i>	<i>(1)</i>	<i>18</i>	<i>(19)</i>	<i>-</i>
<i>Prêmio do Risco do GSF</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>(1)</i>	<i>-12,7%</i>	<i>22</i>	<i>25</i>	<i>(3)</i>	<i>-12,8%</i>
<i>Remensuração da Enercan</i>	<i>334</i>	<i>(670)</i>	<i>1.004</i>	<i>-</i>	<i>334</i>	<i>(670)</i>	<i>1.004</i>	<i>-</i>
<i>Legais, Judiciais e Indenizações</i>	<i>3</i>	<i>(1)</i>	<i>4</i>	<i>-</i>	<i>47</i>	<i>2</i>	<i>45</i>	<i>2889,5%</i>
<i>Outros</i>	<i>71</i>	<i>71</i>	<i>(0)</i>	<i>-0,1%</i>	<i>129</i>	<i>135</i>	<i>(7)</i>	<i>-4,8%</i>
<b>PMSO</b>	<b>552</b>	<b>(453)</b>	<b>1.005</b>	<b>-</b>	<b>1.037</b>	<b>(53)</b>	<b>1.090</b>	<b>-</b>

A variação nas despesas com PMSO são explicadas principalmente pela contabilização dos efeitos extraordinários de Enercan (efeitos não caixa), como já explicado no Capítulo 1: +R\$ 670 milhões no 4T22 e -R\$ 334 milhões no 4T23, totalizando uma variação negativa de R\$ 1.004 milhões.

Expurgando esses efeitos, o PMSO teria permanecido estável no trimestre e teria aumentado 14,0% no ano. As principais razões para esse aumento são: ampliação nos gastos com manutenção de software/hardware, máquinas e equipamentos, além da consolidação de Enercan.

## Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Entidade de Previdência Privada	2	1	1	76,7%	2	4	(2)	-40,4%
Depreciação e Amortização	175	167	8	4,8%	694	594	100	16,9%
Amortização do Intangível da Concessão	76	42	34	82,3%	202	168	35	20,7%
<b>Demais Custos/Despesas Operacionais</b>	<b>254</b>	<b>210</b>	<b>43</b>	<b>20,6%</b>	<b>899</b>	<b>765</b>	<b>133</b>	<b>17,4%</b>

## Equivalência Patrimonial

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
UHE Barra Grande	(6)	0	(6)	-	(3)	(1)	(1)	92,9%
UHE Campos Novos	-	24	(24)	-	-	194	(194)	-
UHE Foz do Chapecó	52	70	(18)	-25,4%	241	224	17	7,8%
UTE Epasa	20	11	8	73,5%	77	72	4	5,9%
<b>Equivalência Patrimonial</b>	<b>66</b>	<b>105</b>	<b>(40)</b>	<b>-37,5%</b>	<b>315</b>	<b>489</b>	<b>(174)</b>	<b>-35,6%</b>

Notas:

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

(2) A partir de novembro de 2022, a SPE Enercan (UHE Campos Novos) passou a ser 100% consolidada, linha a linha. Até outubro/22, ela era contabilizada por equivalência patrimonial;

## Barra Grande

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	8	16	(8)	-51,4%	49	81	(32)	-39,6%
Custos/Desp. Operacionais	(10)	(13)	3	-22,5%	(36)	(53)	18	-32,9%
Depreciação e Amortização	(4)	(4)	(0)	2,2%	(14)	(14)	(0)	0,7%
Resultado Financeiro	(3)	1	(4)	-	(3)	(15)	12	-81,0%
IR/CS	3	0	3	2368,8%	2	1	1	67,6%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>(6)</b>	<b>0</b>	<b>(6)</b>	<b>-</b>	<b>(3)</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>92,9%</b>

A diminuição na tarifa resultou em uma redução na **Receita Líquida**, enquanto a queda na quantidade de energia comprada reduziu os **Custos e Despesas Operacionais**. Menores despesas com UBP, indexadas por IGP-M, reduziram a **Despesa Financeira Líquida**.

## Campos Novos

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	-	49	(49)	-100,0%	-	420	(420)	-100,0%
Custos/Desp. Operacionais	-	(12)	12	-100,0%	-	(101)	101	-100,0%
Depreciação e Amortização	-	(2)	2	-100,0%	-	(22)	22	-100,0%
Resultado Financeiro	-	1	(1)	-100,0%	-	(1)	1	-100,0%
IR/CS	-	(12)	12	-100,0%	-	(100)	100	-100,0%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>-</b>	<b>24</b>	<b>(24)</b>	<b>-100,0%</b>	<b>-</b>	<b>194</b>	<b>(194)</b>	<b>-100,0%</b>

A UHE Campos Novos (SPE Enercan) passou a ser 100% consolidada a partir de novembro/2022.



## Foz do Chapecó

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	166	163	3	2,1%	649	609	40	6,5%
Custos/Desp. Operacionais	(34)	(33)	(1)	2,8%	(140)	(128)	(12)	9,0%
Depreciação e Amortização	(13)	(13)	0	-3,7%	(53)	(54)	2	-3,2%
Resultado Financeiro	(22)	(11)	(10)	91,4%	(67)	(84)	16	-19,3%
IR/CS	(44)	(35)	(9)	26,4%	(143)	(113)	(30)	26,3%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>52</b>	<b>70</b>	<b>(18)</b>	<b>-25,4%</b>	<b>241</b>	<b>224</b>	<b>17</b>	<b>7,8%</b>

Elevação do preço da energia suprida gerou aumento na **Receita Líquida**, enquanto maior quantidade de energia comprada e maiores encargos causaram um aumento nos **Custos e Despesas Operacionais**. A redução nas rendas de aplicações financeiras e maiores atualizações monetárias e cambiais aumentam a **Despesa Financeira Líquida** no trimestre, porém foram compensadas por menores despesas com UBP durante o ano, indexadas por IGP-M e IPCA.

## Epasa

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	64	41	23	57,2%	188	166	22	13,1%
Custos/Desp. Operacionais	(30)	(14)	(16)	117,6%	(60)	(44)	(16)	36,1%
Depreciação e Amortização	(12)	(12)	(0)	1,7%	(49)	(49)	(1)	1,5%
Resultado Financeiro	3	4	(1)	-19,8%	17	16	1	5,9%
IR/CS	(4)	(7)	3	-41,0%	(18)	(17)	(1)	4,3%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>20</b>	<b>11</b>	<b>8</b>	<b>73,5%</b>	<b>77</b>	<b>72</b>	<b>4</b>	<b>5,9%</b>

Com o reajuste anual da receita e maior despacho da geração, houve aumento na **Receita Líquida** e nos **Custos e Despesas Operacionais**. O menor saldo de caixa e as menores despesas financeiras resultaram em uma **Receita Financeira Líquida** em linha no período.

## Resultado Financeiro

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Receitas	55	53	2	3,8%	220	174	46	26,8%
Despesas	(217)	(216)	(1)	0,5%	(785)	(790)	4	-0,5%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(162)</b>	<b>(162)</b>	<b>1</b>	<b>-0,5%</b>	<b>(565)</b>	<b>(616)</b>	<b>51</b>	<b>-8,2%</b>

## Análise Gerencial

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(86)	(134)	47	-35,4%	(444)	(543)	99	-18,2%
Marcação a mercado	(8)	2	(9)	-	6	20	(15)	-71,5%
Outras receitas e despesas	(67)	(31)	(36)	118,9%	(128)	(93)	(35)	38,1%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(162)</b>	<b>(162)</b>	<b>1</b>	<b>-0,5%</b>	<b>(565)</b>	<b>(616)</b>	<b>51</b>	<b>-8,2%</b>

As despesas financeiras líquidas ficaram em linha no trimestre e reduziram no acumulado, principalmente por conta da **redução do IPCA** no período, que afetou as **Despesas com a Dívida Líquida**.

## EBITDA e Lucro Líquido

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
<b>Lucro Líquido</b>	<b>302</b>	<b>1.322</b>	<b>(1.020)</b>	<b>-77,2%</b>	<b>1.774</b>	<b>2.599</b>	<b>(825)</b>	<b>-31,8%</b>
Depreciação e Amortização	252	209	42	20,3%	897	762	135	17,7%
Resultado Financeiro	162	162	(1)	-0,5%	565	616	(51)	-8,2%
Imposto de Renda / Contribuição Social	46	42	4	10,3%	491	268	223	83,0%
<b>EBITDA</b>	<b>761</b>	<b>1.736</b>	<b>(974)</b>	<b>-56,1%</b>	<b>3.726</b>	<b>4.245</b>	<b>(519)</b>	<b>-12,2%</b>

Os efeitos extraordinários dos ajustes de Enercan, de +R\$ 670 milhões referentes ao 4T22 e -R\$ 334 milhões no 4T23 foram os principais impactos no **EBITDA**, e foram parcialmente compensados pela consolidação de Enercan durante todo o ano.

Esta piora do EBITDA foi refletida no desempenho do **Lucro Líquido** do período.

Índice

CPFL Energia

Distribuição

Geração

Transmissão

 Comercialização  
e Serviços

Anexos



### 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 2023-2024 <sup>1</sup> (R\$ milhões)	RAP Prevista 2023-2024 (R\$ milhões)	Km de Rede
CONTRATO 055/01	31/12/2002	31/12/2042	100%	IPCA	1.069	182	5.829
SUL II	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	42	-	75
TESB	27/07/2011	27/07/2041	98%	IPCA	37	-	98
SUL I	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	34	-	307
CONTRATO 080/02	18/12/2002	18/12/2032	100%	IGP-M	21	-	127
MORRO AGUDO	24/03/2015	24/03/2045	100%	IPCA	19	-	-
PIRACICABA	24/02/2013	24/02/2043	100%	IPCA	15	-	-
CONTRATO 004/01 (CAC 3)	31/03/2021	31/03/2051	100%	IPCA	12	-	-
MARACANAÚ	21/09/2018	21/09/2048	100%	IPCA	10	-	-
ETAU <sup>2</sup>	18/12/2002	18/12/2032	10%	IGP-M	55	-	188
TPAE <sup>2</sup>	19/11/2009	19/11/2039	10%	IPCA	11	-	12

Notas:

(1) Valor homologado desconsiderando a Parcela de Ajuste (PA);

(2) Contratos consolidados por equivalência.

#### 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	4T23	4T22	Δ MWh	Δ %	2023	2022	Δ MWh	Δ %
ENS	158	115	43	37,3%	689	976	-286	-29,3%

O aumento está relacionado com alterações climáticas provocadas por incidência do fenômeno El Niño, que ocasionaram maior número de eventos no trimestre e no ano.

##### 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).

%	4T23	4T22	Δ %	2023	2022	Δ %
PVd	1,88%	1,12%	67,9%	1,22%	0,91%	34,4%

No trimestre a variação no desempenho do indicador é justificada em função de queda da liminar de suspensão dos descontos referentes ao desligamento de duas linhas de transmissão ocorridos

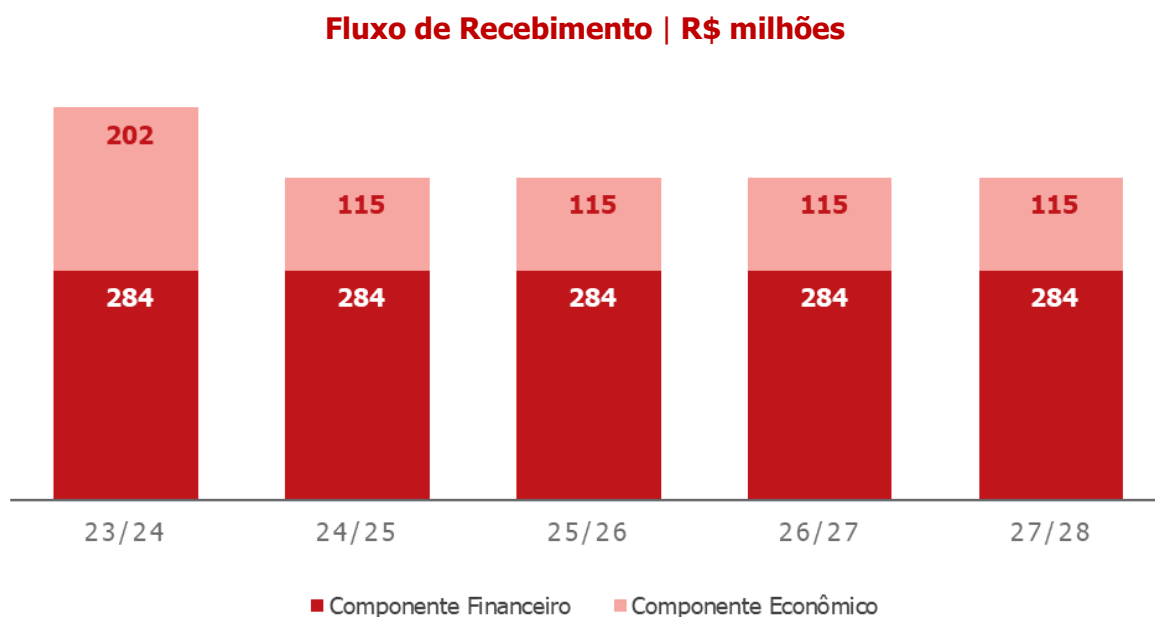
em janeiro/2022 (LT 230 kV Cidade Industrial / Guaíba 2 C1 e LT 230 kV Eldorado do Sul Guaíba 2 C1).

No ano, a PV incidente totalizou 1,223%, comparado a 0,916% em 2022, representando um aumento de 33,5%. Esse aumento se refere ao desconto de parcela variável executado pelo ONS, relativo a evento ocorrido em 2022, mas que ainda está sob análise da ANEEL, podendo ser devolvido à transmissora. Desconsiderando esse caso, o valor de desconto seria de 0,77%, o qual representa melhor o desempenho em relação à 2022.

### 3.3.3) Temas Regulatórios

#### Fluxo de Recebimento da RBSE<sup>1</sup>

A Parcela da 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 vigente para a receita desses ativos pertencentes ao Contrato de Concessão 055 da CPFL Transmissão, conforme reperfilamento estabelecido pela ANEEL a partir do ciclo 2021/2022, após a homologação do resultado da RTP das Transmissoras (REH nº 2.851/21), é o demonstrado abaixo:



Nota: (1) Valores do gráfico estão na data base Junho/2023 e devem ser atualizados por IPCA.

#### RTA – Reajuste Tarifário Anual

De acordo com a REH nº 3.216/2023, para o ciclo de 01/07/2023 a 30/06/2024, a receita (RAP) somada à Parcela de Ajuste (PA) do **Contrato de Concessão nº 055/2001**, totaliza cerca de R\$ 1,07 bilhão, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- (i) Correção monetária pelo IPCA, referente ao do ciclo 2021/2022;
- (ii) “Reperfilamento” do componente financeiro da Portaria MME nº 120/2016 (RBSE);
- (iii) Desconto da Parcela de Ajuste (PA), cujo impacto negativo se deve, principalmente, pela devolução de receita recebida antecipadamente no ciclo 2022/2023;
- (iv) Ampliação de instalações, entrada em operação de novos reforços, seccionamento de linhas e melhorias, realizados durante o ciclo de 2022/2023, incrementaram a receita

da transmissora.

### Contrato de Concessão nº 055/2001

REH 3067/2022*	Recursos Ganhos (REH 3067/2022)	Correção (IPCA)	Baixas	RBSE	REH 3216/2023*	REH 3216/2023*	Parcela de Ajuste	REH 3216/2023
933,60	1,19	36,68	(2,92)	3,28	150,19	1.122,02	(53,17)	1.068,85

Nota: (\*) Valor homologado desconsiderando a Parcela de Ajuste (PA).

Os contratos da **LT P. Médici – Pelotas 3, TESB, CPFL Piracicaba, CPFL Maracanaú e CPFL Morro Agudo** no processo de Revisão Tarifária Periódica para o ciclo 2023/2024 foram reajustados pelo indexador do contrato, IGPM para o contrato 080 e IPCA para os demais, além do desconto da Parcela de Ajuste.

Número do Contrato de Concessão	REH 3067/2022*	Indexador	Energisação de Projetos	REH 3216/2023*	Parcela de Ajuste	REH 3216/2023
<b>080/2002 (LT P. Médici   Pelotas 3)</b>	22,44	(1,00)		21,44	(0,45)	20,99
<b>001/2011 (TESB)</b>	27,92	1,10	8,21	37,23	(6,03)	31,20
<b>003/2013 (PIRACICABA)</b>	14,84	0,58		15,43	(0,25)	15,17
<b>020/2018 (MARACANAÚ)</b>	10,26	0,40		10,66	(0,19)	10,47
<b>006/2015 (MORRO AGÚDO)</b>	18,34	0,72		19,06	(0,39)	18,67

Nota: (\*) Valor homologado desconsiderando a Parcela de Ajuste (PA).

Já para os contratos da **CPFL Sul I e CPFL Sul II**, como os projetos foram energizados no ciclo 2022/2023, passando a perceber uma receita a partir de dezembro e setembro de 2022, respectivamente, os reajustes tarifários do ciclo 2023/2024 tiveram uma parcela de ajuste para devolução da receita recebida antecipadamente no ciclo 2022/2023.

Número do Contrato de Concessão	REH 3216/2023*	Parcela de Ajuste	REH 3216/2023
<b>005/2019 (SUL I)</b>	34,86	(0,68)	34,17
<b>011/2019 (SUL II)</b>	43,19	(2,41)	40,77

Nota: (\*) Valor homologado desconsiderando a Parcela de Ajuste (PA).

Em relação ao **Contrato de Concessão nº 004/2021 (Cachoeirinha 3)**, a transmissora recebe a RAP pela prestação do serviço público de transmissão prevista para 2024, no montante de R\$ 11,5 milhões, desde a entrada em operação dos ativos.

### 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	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	386	328	58,2	17,8%	1.462	1.242	220,1	17,7%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>323</b>	<b>265</b>	<b>58,1</b>	<b>21,9%</b>	<b>1.206</b>	<b>991</b>	<b>215,8</b>	<b>21,8%</b>
PMSO, Previdência e PDD	(90)	(132)	42,2	-32,0%	(430)	(547)	117,1	-21,4%
Equivalência Patrimonial	1	(0)	0,9	-	4	2	2,0	116,1%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>263</b>	<b>162</b>	<b>101,0</b>	<b>62,5%</b>	<b>896</b>	<b>561</b>	<b>334,7</b>	<b>59,7%</b>
Depreciação e Amortização	(29)	(29)	0,2	-0,6%	(116)	(116)	0,2	-0,2%
Resultado Financeiro	(32)	(17)	-15,1	91,1%	(174)	4	-177,9	-
<i>Receitas Financeiras</i>	24	12	11,5	94,2%	92	181	-89,0	-49,2%
<i>Despesas Financeiras</i>	(55)	(29)	-26,6	92,4%	(265)	(177)	-88,9	50,3%
Lucro Antes da Tributação	202	116	86,1	74,1%	606	449	157,0	35,0%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(80)	(4)	-76,3	2047,7%	(167)	(39)	-128,4	328,5%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>122</b>	<b>113</b>	<b>9,8</b>	<b>8,7%</b>	<b>439</b>	<b>410</b>	<b>28,7</b>	<b>7,0%</b>

### Receita Operacional

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Contrato de Concessão 004/2021	1	-	1	-	1	-	1	-
Contrato de Concessão 055/2001	335	298	36	12,2%	1.281	1.152	128	11,1%
Contrato de Concessão 080/2002	5	5	0	0,0%	21	20	1	4,1%
Maracanau	3	2	0	16,5%	10	6	5	86,1%
Morro Agudo	5	4	0	6,0%	17	19	-1	-7,1%
Piracicaba	4	4	0	7,4%	15	15	0	2,8%
Sul I	10	1	9	958,0%	35	1	34	3580,7%
Sul II	12	6	7	119,5%	43	7	36	549,9%
TESB	12	8	5	60,1%	39	23	16	71,3%
Encargos Regulatórios	(30)	(33)	3	-8,1%	(130)	(141)	11	-7,7%
<b>Receita Bruta</b>	<b>386</b>	<b>328</b>	<b>58</b>	<b>17,8%</b>	<b>1.462</b>	<b>1.242</b>	<b>220</b>	<b>17,7%</b>
Deduções da Receita	(63)	(63)	0	0,2%	(255)	(251)	-4	1,7%
<b>Receita Líquida</b>	<b>323</b>	<b>265</b>	<b>58</b>	<b>21,9%</b>	<b>1.206</b>	<b>991</b>	<b>216</b>	<b>21,8%</b>

No trimestre, o aumento percebido na **receita operacional** é principalmente devido ao reajuste tarifário do ciclo 2023/2024 dos contratos de concessão 055 e da TESSB, além da entrada em operação de Sul I, Sul II e Cachoeirinha 3. Já os encargos regulatórios, que fazem parte da receita faturada, junto às subvenções tarifárias, diminuíram tanto no trimestre quanto no ano.

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

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Pessoal	(34)	(34)	1	-2,1%	(143)	(204)	61	-29,9%
Material	(4)	1	(5)	-	(8)	(5)	(3)	59,3%
Serviços de Terceiros	(36)	(36)	0	-0,5%	(95)	(90)	(5)	5,6%
Entidade de Previdência Privada	(15)	(15)	(0)	2,3%	(54)	(58)	5	-8,3%
Outros	27	(19)	46	-	(15)	(74)	59	-79,9%
<b>PMSO</b>	<b>(61)</b>	<b>(103)</b>	<b>42</b>	<b>-40,7%</b>	<b>(314)</b>	<b>(431)</b>	<b>117</b>	<b>-27,1%</b>
Depreciação e Amortização	(29)	(29)	0	-0,6%	(116)	(116)	0	-0,2%
<b>Total</b>	<b>(90)</b>	<b>(132)</b>	<b>42</b>	<b>-32,0%</b>	<b>(430)</b>	<b>(547)</b>	<b>117</b>	<b>-21,4%</b>

O **PMSO** apresentou uma redução no trimestre, devido ao efeito extraordinário do acordo com um fornecedor da CPFL Transmissão, que acrescentou um efeito positivo de R\$ 36 milhões, como já explicado no **Capítulo 1 – Performance da CPFL Energia**.

Em relação ao ano, os principais pontos foram: (i) redução de despesas com pessoal (R\$ 61 milhões), fruto da redução de *headcount* no âmbito do processo de turnaround da CPFL Transmissão; e (ii) o acordo com o fornecedor citado acima (item extraordinário).

## EBITDA

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
<b>Lucro Líquido</b>	<b>122</b>	<b>113</b>	<b>10</b>	<b>8,7%</b>	<b>439</b>	<b>410</b>	<b>29</b>	<b>7,0%</b>
Depreciação e Amortização	29	29	(0)	-0,6%	116	116	(0)	-0,2%
Resultado Financeiro	32	17	15	91,1%	174	(4)	178	-
Imposto de Renda / Contribuição Social	80	4	76	2047,7%	167	39	128	328,5%
<b>EBITDA</b>	<b>263</b>	<b>162</b>	<b>101</b>	<b>62,5%</b>	<b>896</b>	<b>561</b>	<b>335</b>	<b>59,7%</b>

No trimestre, houve um aumento devido principalmente à entrada em operação dos projetos e pelos reajustes dos contratos, ambos já citados, além de uma redução nas despesas operacionais, principalmente pelo efeito do item extraordinário. Os mesmos efeitos também afetaram o resultado do ano, além da redução relevante nas despesas com pessoal.

## Resultado Financeiro

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Receitas	41	-	41	-	41	-	41	-
Despesas	(76)	(26)	(49)	188,7%	(222)	(45)	(177)	391,6%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(34)</b>	<b>(26)</b>	<b>(8)</b>	<b>31,0%</b>	<b>(181)</b>	<b>(45)</b>	<b>(136)</b>	<b>301,2%</b>

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(75)	(19)	(56)	296,5%	(225)	(44)	(181)	407,5%
Varição Cambial	41	-	41	-	41	-	41	-
Outras receitas e despesas	(0)	(7)	7	-96,6%	3	(1)	4	-
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(34)</b>	<b>(26)</b>	<b>(8)</b>	<b>31,0%</b>	<b>(181)</b>	<b>(45)</b>	<b>(136)</b>	<b>301,2%</b>

A piora no resultado financeiro, tanto no trimestre quanto no ano, se deu devido, principalmente, ao aumento nas despesas com encargos de dívidas, fruto das novas captações realizadas no período.

## Imposto de Renda e Contribuição Social

No trimestre, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou um resultado negativo de R\$ 80 milhões. Isso se deve principalmente a um ajuste de contabilização de IR e CS diferidos de anos anteriores, um efeito não recorrente.

Isso afetou também o ano, que apresentou uma variação negativa de R\$ 167 milhões além disso, houve o impacto do reconhecimento de créditos tributários pela quitação das dívidas em moeda estrangeira que reduziram a quantidade de impostos pagos em 2022.

## Lucro Líquido

O lucro líquido apresentou um aumento no trimestre, refletindo a entrada em operação da Sul I e Sul II, principalmente, sendo parcialmente compensado pelo maior pagamento de impostos ocorrido no trimestre, item extraordinário. O mesmo ocorreu para o ano.

### 3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro | IFRS

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	605	560	45,0	8,0%	2.213	2.240	-26,6	-1,2%
Receita Operacional Líquida	542	491	50,9	10,4%	1.954	1.964	-9,8	-0,5%
<b>Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)</b>	<b>225</b>	<b>333</b>	<b>-108,4</b>	<b>-32,5%</b>	<b>1.075</b>	<b>1.344</b>	<b>-269,9</b>	<b>-20,1%</b>
PMSO, Previdência e PDD	(148)	(52)	-96,7	187,1%	(398)	(355)	-42,7	12,0%
Custos com construção de infraestrutura	(164)	(192)	27,3	-14,2%	(580)	(649)	69,2	-10,7%
Equivalência Patrimonial	1	0	0,4	149,3%	4	2	2,0	111,2%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>230</b>	<b>248</b>	<b>-18,1</b>	<b>-7,3%</b>	<b>981</b>	<b>962</b>	<b>18,3</b>	<b>1,9%</b>
Depreciação e Amortização	(14)	(15)	1,3	-8,5%	(58)	(70)	12,3	-17,6%
Resultado Financeiro	(34)	(26)	-8,1	31,0%	(181)	(45)	-135,9	301,2%
<i>Receitas Financeiras</i>	21	4	17,0	408,9%	86	176	-89,8	-51,0%
<i>Despesas Financeiras</i>	(55)	(30)	-25,1	82,8%	(267)	(221)	-46,2	20,9%
Lucro Antes da Tributação	182	207	-24,9	-12,0%	742	847	-105,4	-12,4%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(41)	(161)	119,8	-74,5%	(209)	(286)	76,9	-26,9%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>141</b>	<b>46</b>	<b>94,9</b>	<b>207,0%</b>	<b>532</b>	<b>561</b>	<b>-28,4</b>	<b>-5,1%</b>

Nota: 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	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	765	741	24	3,2%	2.732	2.754	(23)	-0,8%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>651</b>	<b>618</b>	<b>33</b>	<b>5,4%</b>	<b>2.310</b>	<b>2.337</b>	<b>(28)</b>	<b>-1,2%</b>
Custo com Energia Elétrica	(611)	(605)	(5)	0,9%	(2.203)	(2.369)	167	-7,0%
PMSO, Previdência e PDD	(21)	(14)	(8)	54,8%	(67)	(54)	(13)	24,8%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>19</b>	<b>(1)</b>	<b>21</b>	<b>-</b>	<b>39</b>	<b>(86)</b>	<b>126</b>	<b>-</b>
Depreciação e Amortização	(1)	(2)	1	-38,1%	(6)	(6)	0	-1,1%
Resultado Financeiro	(11)	(29)	18	-61,8%	(78)	(167)	89	-53,4%
<i>Receitas Financeiras</i>	17	13	4	30,9%	56	36	19	53,2%
<i>Despesas Financeiras</i>	(28)	(42)	14	-33,2%	(134)	(204)	70	-34,3%
Lucro Antes da Tributação	7	(33)	39	-	(44)	(259)	215	-82,9%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(1)	(0)	(0)	86,6%	(2)	16	(17)	-
<b>Lucro Líquido</b>	<b>6</b>	<b>(33)</b>	<b>39</b>	<b>-</b>	<b>(46)</b>	<b>(243)</b>	<b>198</b>	<b>-81,2%</b>

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

#### Serviços

R\$ Milhões	4T23	4T22	Δ R\$	Δ %	2023	2022	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	301	283	18	6,4%	1.103	1.133	(30)	-2,7%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>277</b>	<b>260</b>	<b>17</b>	<b>6,5%</b>	<b>1.011</b>	<b>1.044</b>	<b>(32)</b>	<b>-3,1%</b>
PMSO, Previdência e PDD	(216)	(223)	7	-3,2%	(783)	(844)	61	-7,2%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>62</b>	<b>37</b>	<b>24</b>	<b>64,4%</b>	<b>228</b>	<b>200</b>	<b>28</b>	<b>14,3%</b>
Depreciação e Amortização	(14)	(25)	11	-45,3%	(51)	(52)	2	-3,2%
Resultado Financeiro	2	(3)	5	-	12	(0)	12	-
<i>Receitas Financeiras</i>	5	5	(0)	-4,6%	24	15	9	58,2%
<i>Despesas Financeiras</i>	(3)	(8)	5	-65,0%	(12)	(15)	3	-22,6%
Lucro Antes da Tributação	50	10	41	419,2%	189	147	42	28,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(11)	0	(11)	-	(45)	(34)	(11)	32,1%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>39</b>	<b>10</b>	<b>29</b>	<b>286,9%</b>	<b>144</b>	<b>113</b>	<b>31</b>	<b>27,7%</b>

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

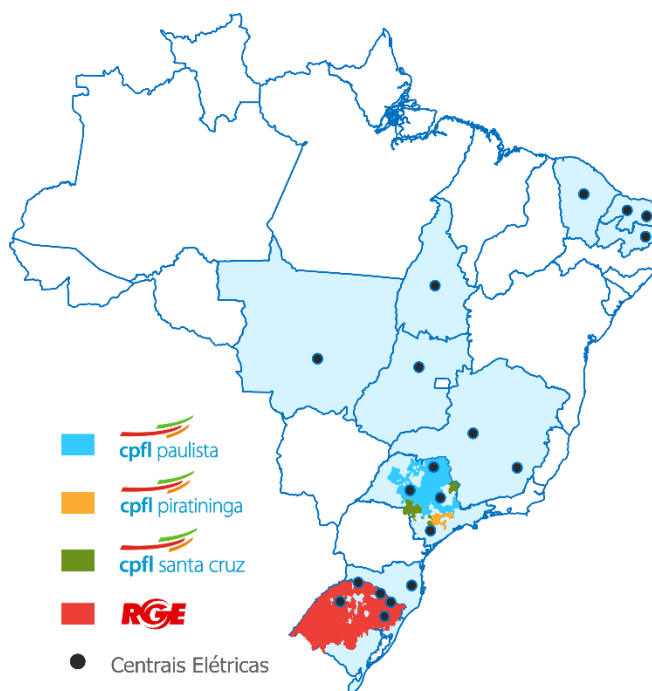


## Perfil da Empresa e Estrutura Societária

### 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 13,2% de participação no Brasil, atendendo cerca de 10,5 milhões de clientes em 687 municípios. Com 4.371 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 14,9 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](#).

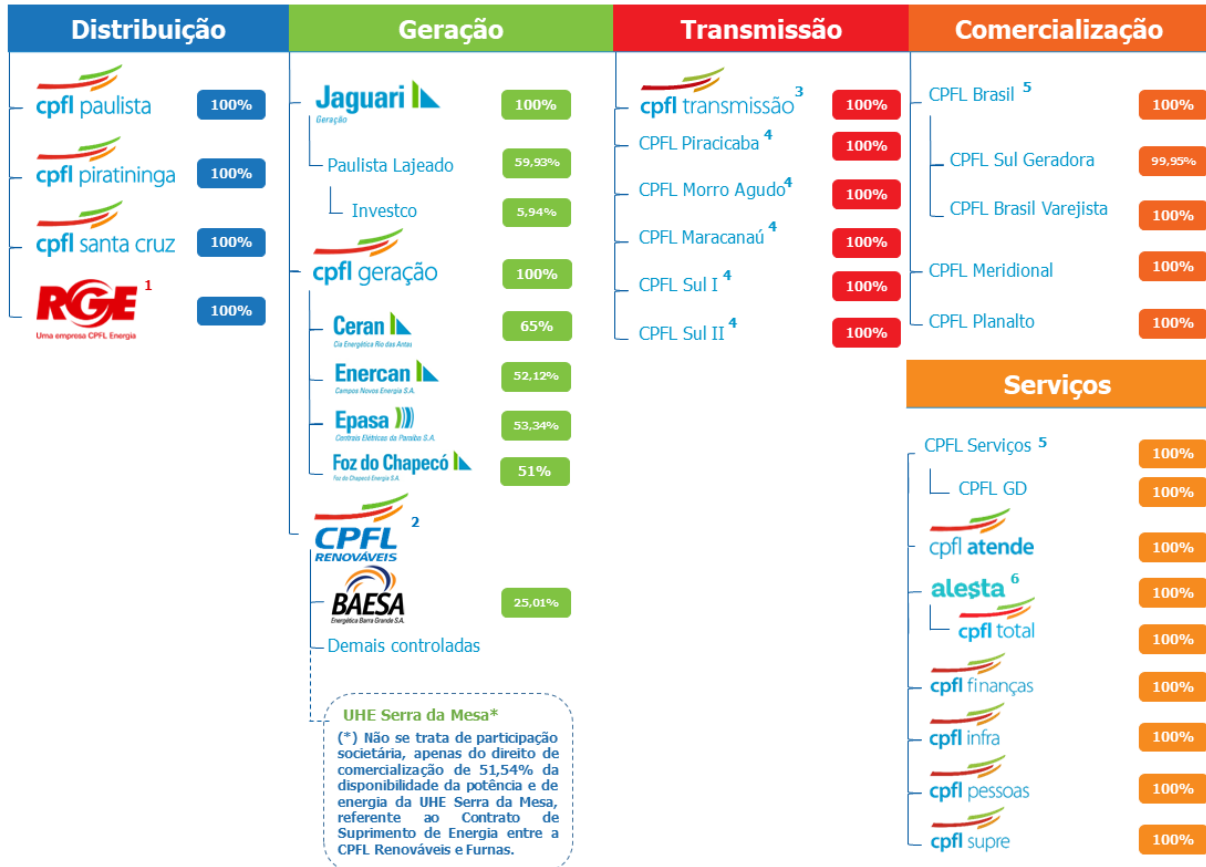


83,71%



Free Float

16,29%



Base: 29/02/2024

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) A CPFL Piracicaba, CPFL Morro Agudo, CPFL Maracanaú, CPFL Sul I e CPFL Sul II são consolidadas na CPFL Geração.
- (5) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços;
- (6) 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<sup>4</sup>. 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](#).

<sup>4</sup> 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.

