

# Resultados 3T24

Energia para um futuro  
mais sustentável



**VIDEOCONFERÊNCIA**  
11 de novembro de 2024

Português  
11h00 (BRT) | 09h00 (ET)

Tradução simultânea para inglês

[Acesse aqui](#) ou pelo QR Code



# Mensagem do Presidente

Chegamos ao fim de mais um trimestre superando desafios e buscando oportunidades. Neste trimestre, alcançamos EBITDA de R\$ 3,2 bilhões e Lucro Líquido de R\$ 1,3 bilhão. Na análise acumulada dos nove meses, alcançamos resultados consistentes, com o EBITDA registrando alta de 1,4%, consequência do cumprimento de nossos pilares estratégicos.

No segmento de Distribuição, mais uma vez destaque positivo para a carga, que nesse trimestre continua forte, mesmo em comparação com o terceiro trimestre de 2023 que já vinha com uma base forte. As classes residencial e comercial, ainda mantiveram crescimentos em patamares elevados, com aumentos de 4,0% e 4,3%, respectivamente. Na classe industrial, observamos um crescimento de 4,0%, consequência de uma recuperação da indústria, apresentando taxas positivas no consumo de 7 dos 10 setores com maior participação em nossa área de concessão. A classe rural mostrou crescimento de 12,4%, por conta principalmente do desempenho das distribuidoras do estado de São Paulo, devido à estiagem na região com o atraso do período úmido. Outro destaque no segmento de Distribuição foi o PMSO com crescimento abaixo da inflação, assim como já observado nos trimestres anteriores.

O segmento de Geração destaque para o vento que foi 19,5% maior em comparação com o terceiro trimestre de 2023, porém ainda continuamos com as restrições impostas pelo ONS que trouxe impacto de 23,2% devido ao *curtailment*.

Já em relação ao segmento de Transmissão, destacamos que, em julho, a ANEEL divulgou as Receitas Anuais Permitidas (RAPs) que estarão vigentes até junho de 2025. Para esse ciclo 2024-2025, nossas transmissoras irão receber o valor de R\$ 1,057 bilhão.

Nossos investimentos continuam elevados em todos os segmentos. Nesse trimestre, realizamos investimentos no total de R\$ 1,5 bilhão, com destaque para R\$ 1,1 bilhão investidos no segmento de Distribuição e R\$ 201 milhões em Transmissão. Já são R\$ 3,9 bilhões investidos no acumulado do ano, e nosso Plano de Capex 2024-2028 é atingir R\$ 5,9 bilhões em 2024.

Com relação a nossa disciplina financeira, gestão de caixa e otimização da estrutura de capital, apresentamos ao fim desse trimestre uma alavancagem de 2,04 vezes o EBITDA, no critério de medição dos *covenants* financeiros, e posição de caixa de R\$ 3,8 bilhões. Destaco também, neste trimestre, as captações realizadas junto ao mercado financeiro no valor total de R\$ 2,9 bilhões a um custo de CDI + 0,53%, com prazo médio de 5,7 anos.

Por fim, compartilho algumas conquistas do Grupo CPFL, tais como: a premiação da Valor 1000, em que a CPFL Energia foi reconhecida pelo segundo ano consecutivo, como a melhor empresa do Setor de Energia sendo avaliada nos tópicos de resultado financeiro e de práticas ESG. Além disso também fomos reconhecidos como Empresa do Ano no setor de Energia pelo Anuário Época Negócios 360°. Por fim conquistamos o prêmio Abradee, onde vencemos como as 4 melhores distribuidoras no tema ESG, tivemos as 3 melhores distribuidoras da região sudeste e a melhor da região sul, além de termos as 2 melhores distribuidoras no prêmio Nacional.

Esses prêmios são um reconhecimento do empenho e comprometimento de todos os nossos colaboradores, o que nos motiva a continuar inovando e impactando positivamente a vida das pessoas. Reitero nosso compromisso e confiança com todos stakeholders, seguindo otimista em relação aos avanços do setor elétrico brasileiro e a continuidade do Grupo CPFL em sua plataforma de negócios, cada vez mais preparada e mais bem posicionada para enfrentar os desafios e as oportunidades no país.

**Gustavo Estrella**  
Presidente da CPFL Energia

## Resumo dos Principais Indicadores

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Carga na Área de Concessão   GWh	17.656	17.237	419	2,4%	54.813	52.250	2.563	4,9%
Vendas na Área de Concessão   GWh	17.442	16.753	689	4,1%	54.339	51.659	2.679	5,2%
<i>Mercado Cativo</i>	9.348	9.532	(184)	-1,9%	30.609	29.891	718	2,4%
<i>Cliente Livre</i>	8.095	7.221	873	12,1%	23.730	21.768	1.962	9,0%
Receita Operacional Bruta	15.403	14.372	1.031	7,2%	44.601	41.428	3.173	7,7%
Receita Operacional Líquida	10.854	9.975	879	8,8%	30.682	29.203	1.479	5,1%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup> Consolidado</b>	<b>3.155</b>	<b>3.134</b>	<b>21</b>	<b>0,7%</b>	<b>9.858</b>	<b>9.719</b>	<b>139</b>	<b>1,4%</b>
<i>Distribuição</i>	1.652	1.712	(61)	-3,5%	5.877	5.843	34	0,6%
<i>Geração</i>	1.107	1.100	7	0,6%	2.919	2.965	(46)	-1,6%
<i>Transmissão</i>	373	262	112	42,6%	863	751	112	14,9%
<i>Comercialização, Serviços &amp; Outros</i>	23	60	(37)	-61,4%	199	160	39	24,5%
<b>Lucro Líquido Consolidado</b>	<b>1.332</b>	<b>1.313</b>	<b>19</b>	<b>1,5%</b>	<b>4.187</b>	<b>4.210</b>	<b>(23)</b>	<b>-0,5%</b>
<i>Distribuição</i>	523	603	(80)	-13,3%	2.246	2.424	(178)	-7,4%
<i>Geração</i>	674	600	74	12,4%	1.580	1.472	108	7,3%
<i>Transmissão</i>	213	120	94	78,4%	440	392	48	12,2%
<i>Comercialização, Serviços &amp; Outros</i>	(79)	(10)	(69)	676,2%	(78)	(77)	(1)	0,8%
<b>Dívida Líquida<sup>(2)</sup></b>	<b>26.633</b>	<b>23.120</b>	<b>3.513</b>	<b>15,2%</b>	<b>26.633</b>	<b>23.120</b>	<b>3.513</b>	<b>15,2%</b>
Dívida Líquida / EBITDA <sup>(2)</sup>	2,04	1,71	-	18,8%	2,04	1,71	-	18,8%
Investimentos <sup>(3)</sup>	1.454	1.234	219	17,8%	3.901	3.517	384	10,9%
<b>Preço da Ação (R\$/ação)</b>	<b>33,93</b>	<b>33,61</b>	<b>0,32</b>	<b>1,0%</b>	<b>33,93</b>	<b>33,61</b>	<b>0,32</b>	<b>1,0%</b>
<b>Volume Médio Diário</b>	<b>52</b>	<b>57</b>	<b>(5)</b>	<b>-8,7%</b>	<b>63</b>	<b>65</b>	<b>(2)</b>	<b>-2,4%</b>

Notas:

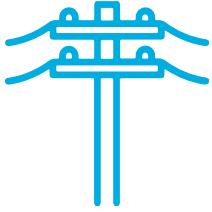
- (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Resolução CVM 156/22. Vide cálculo no item 2.1 deste relatório;
- (2) No critério dos *covenants* financeiros, que considera a participação da CPFL Energia nos projetos de 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>  
**+2,4%**



EBITDA  
**R\$ 3.155**  
milhões (+0,7%)



Lucro Líquido  
**R\$ 1.322**  
milhões (+1,5%)



Dívida Líquida  
**R\$ 26,6**  
bilhões e alavancagem  
de **2,04x** (Dívida  
Líquida/ EBITDA<sup>2</sup>)



CAPEX  
**R\$ 1.454**  
milhões (+17,8%)



Somos "**Most Honred**" em  
**utilities** pela **Institutional  
Investor Research**,  
sendo reconhecidos<sup>3</sup> como  
**melhores**: CEO, Profissional de  
RI, Time de RI e Programa de RI



Fomos amplamente  
reconhecidos no  
**Prêmio Abradee** com  
nossas quatro distribuidoras  
finalistas em **ESG**, além de  
conquistarem o 1º e 2º  
lugar **Nacional** com a CPFL  
Santa Cruz e CPFL Paulista



A **CPFL Energia** conquistou  
o 1º lugar no Setor Elétrico pelo  
**2º ano consecutivo** nos  
prêmios **Valor 1000** e  
**Época Negócios 360º**



Eleição da  
**Sra. Wang Kedi**  
como **membro** do  
Conselho de Administração



Parceria em **Projeto Piloto**  
para produção de  
**Hidrogênio Verde** no  
Rio Grande do Norte

1) Carga líquida de perdas; 2) No critério dos *covenants* financeiros; 3) Pelos analistas *sell-side*.



## Índice

<b>1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA</b> .....	<b>6</b>
1.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	6
1.2) Endividamento .....	11
1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS .....	11
1.2.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros .....	12
1.3) Investimentos .....	13
1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento .....	13
1.3.2) Investimentos Previstos .....	13
<b>2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG</b> .....	<b>14</b>
2.1) Plano ESG 2030 .....	14
2.2) Principais Indicadores .....	15
<b>3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS</b> .....	<b>16</b>
<b>3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO</b> .....	<b>17</b>
3.1.1) Desempenho Operacional .....	17
3.1.1.1) Carga Líquida de Perdas   Área de Concessão .....	17
3.1.1.2) Venda de Energia   Área de Concessão .....	17
3.1.1.3) Inadimplência .....	18
3.1.1.4) Perdas .....	19
3.1.1.5) DEC e FEC .....	20
3.1.2) Eventos Tarifários .....	20
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro .....	21
<b>3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO</b> .....	<b>27</b>
3.2.1) Desempenho Operacional .....	27
3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro .....	27
<b>3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO</b> .....	<b>31</b>
3.3.1) Portfólio .....	31
3.3.2) Desempenho Operacional .....	31
3.3.3) Temas Regulatórios .....	32
3.3.4) Desempenho Econômico-Financeiro   Regulatório .....	35
3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro   IFRS .....	37
<b>3.4) SEGMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS</b> .....	<b>38</b>
3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	38
<b>4) ANEXO</b> .....	<b>39</b>

# 1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA

## 1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	15.403	14.372	1.031	7,2%	44.601	41.428	3.173	7,7%
Receita Operacional Líquida	10.854	9.975	879	8,8%	30.682	29.203	1.479	5,1%
<b>Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)</b>	<b>9.338</b>	<b>8.731</b>	<b>607</b>	<b>7,0%</b>	<b>26.907</b>	<b>25.888</b>	<b>1.020</b>	<b>3,9%</b>
Custo com Energia Elétrica	(5.200)	(4.604)	(596)	13,0%	(13.921)	(13.157)	(764)	5,8%
PMSO, Previdência e PDD	(1.217)	(1.229)	13	-1,0%	(3.676)	(3.478)	(197)	5,7%
Custos com construção de infraestrutura	(1.369)	(1.097)	(272)	24,8%	(3.491)	(3.102)	(389)	12,5%
Equivalência Patrimonial	87	89	(2)	-2,4%	263	252	11	4,3%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>3.155</b>	<b>3.134</b>	<b>21</b>	<b>0,7%</b>	<b>9.858</b>	<b>9.719</b>	<b>139</b>	<b>1,4%</b>
Depreciação e Amortização	(587)	(557)	(30)	5,3%	(1.724)	(1.653)	(71)	4,3%
Resultado Financeiro	(743)	(683)	(59)	8,7%	(2.274)	(1.920)	(355)	18,5%
<i>Receitas Financeiras</i>	417	476	(59)	-12,5%	1.211	1.496	(284)	-19,0%
<i>Despesas Financeiras</i>	(1.159)	(1.159)	(0)	0,0%	(3.486)	(3.415)	(71)	2,1%
Lucro Antes da Tributação	1.826	1.894	(68)	-3,6%	5.860	6.146	(286)	-4,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(494)	(581)	87	-15,0%	(1.673)	(1.936)	263	-13,6%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>1.332</b>	<b>1.313</b>	<b>19</b>	<b>1,5%</b>	<b>4.187</b>	<b>4.210</b>	<b>(23)</b>	<b>-0,5%</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	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
<b>Efeitos não Caixa (recorrentes)</b>								
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	114	38	77	204,1%	705	671	33	4,9%
Despesas legais e judiciais	(57)	(115)	58	-50,5%	(174)	(224)	51	-22,7%
Baixa de ativos	(39)	(44)	5	-12,1%	(113)	(112)	(0)	0,4%
<b>Itens extraordinários</b>								
Impacto dos Eventos Climáticos - Rio Grande do Sul	(7)	-	(7)	-	(119)	-	(119)	-
Ajustes a Valor Justo de Investimento (efeito não caixa)	-	-	-	-	56	-	56	-
Laudo de avaliação da BRR	-	-	-	-	-	196	(196)	-

## Explicação dos itens extraordinários

O resultado no trimestre está impactado pelos seguintes itens extraordinários:

- ┌ Impacto dos Eventos Climáticos – Rio Grande do Sul:
  - a. RGE (-R\$ 3 milhões): Reversão de provisões de (i) baixa de ativos no montante de R\$ 2 milhões, (ii) serviços relacionados à substituição de ativos impactados, serviços de limpeza e infraestrutura, manutenção de frota, entre outros, no montante de R\$ 1 milhão;
  - b. Ceran (R\$ 8 milhões): (i) serviços de limpeza e infraestrutura, entre outros;
  - c. CPFL Transmissão (R\$ 3 milhões): (i) despesas de infraestrutura e manutenção, entre outras.

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

- Impacto dos Eventos Climáticos – Rio Grande do Sul:

  - a. RGE (R\$ 80 milhões): (i) baixa de ativos danificados, no montante de R\$ 47 milhões, principalmente medidores e equipamentos de rede de distribuição e subestação (R\$ 38 milhões) e suas respectivas baixas no ativo financeiro da concessão (R\$ 9 milhões), (ii) serviços relacionados à substituição de ativos impactados, serviços de limpeza e infraestrutura, manutenção de frota, entre outros, no montante de R\$ 22 milhões, e (iii) impossibilidade de faturamento de clientes afetados pelas enchentes, em **valor estimado** de R\$ 12 milhões;
  - b. Ceran (R\$ 27 milhões): (i) serviços de limpeza e infraestrutura, entre outros, no montante de R\$ 24 milhões, e (ii) baixa de ativos danificados, no montante de R\$ 3 milhões;
  - c. CPFL Transmissão (R\$ 11 milhões): (i) despesas de infraestrutura e manutenção, entre outras, no montante de R\$ 8 milhões, e (ii) baixa de ativos de infraestrutura, no valor de R\$ 3 milhões.
- Ajustes a Valor Justo de Investimento (efeito não caixa): efeito positivo de R\$ 56 milhões no 1T24, por conta da remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado;
- Laudo de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória (“BRR”) – efeito nos 9M23:

  - 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.

## Outros números relevantes para a análise do resultado

Efeitos no EBITDA   Segmento de Transmissão	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
EBITDA IFRS	373	262	112	42,6%	863	751	112	14,9%
EBITDA Regulatório	180	262	(82)	-31,2%	652	633	19	3,0%
<b>Diferença do IFRS (-) Regulatório</b>	<b>193</b>	<b>(0)</b>			<b>211</b>	<b>118</b>		

Efeitos no Resultado Financeiro   R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Acréscimos e multas moratórias	86	95	(10)	-10,2%	304	279	25	9,0%
Marcação a mercado (MTM)	(131)	(60)	(70)	116,0%	(279)	15	(293)	-

Para o resultado financeiro é importante destacar os seguintes efeitos:

- Acréscimos e multas moratórias: resultado menos expressivo no trimestre devido à Resolução Normativa ANEEL nº 1.092/2024, referente à flexibilização das Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica para enfrentamento da calamidade pública no Estado do Rio Grande do Sul<sup>1</sup>;
- Marcação a mercado (MTM): no trimestre, tivemos um efeito relacionado ao maior saldo da dívida marcado. No acumulado, a despesa financeira é impactada também pela redução da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado no 1T24, em contrapartida ao aumento do *spread* de risco praticado pelo mercado no 1T23.

<sup>1</sup> A REN ANEEL 1.092/24 estabeleceu, entre outras medidas, que ações de cobrança por atraso e a aplicação de multas e juros ficariam suspensas por 90 dias para os municípios do estado do Rio Grande do Sul onde foi decretado “estado de calamidade” e 30 dias para os demais municípios do estado.

## Receita Operacional Líquida por Segmento

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Distribuição	8.536	7.978	558	7,0%	25.176	23.967	1.209	5,0%
Geração	1.381	1.387	(6)	-0,5%	3.538	3.606	(67)	-1,9%
Transmissão	612	539	73	13,5%	1.519	1.412	107	7,6%
Comercialização	830	629	201	31,9%	1.801	1.659	142	8,6%
Serviços	315	261	54	20,7%	938	734	204	27,8%
Eliminações e Outros	(818)	(818)	0	0,0%	(2.291)	(2.174)	(116)	5,3%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>10.854</b>	<b>9.975</b>	<b>879</b>	<b>8,8%</b>	<b>30.682</b>	<b>29.203</b>	<b>1.479</b>	<b>5,1%</b>

No segmento de Distribuição, a expansão da receita de fornecimento (Cativo + TUSD), favorecida pelas altas temperaturas, foi a principal responsável pelo crescimento no trimestre e no acumulado, sendo parcialmente compensada no acumulado pela menor atualização do ativo financeiro da concessão.

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

## Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Itaipu	573	595	(22)	-3,8%	1.648	1.588	60	3,8%
PROINFA	93	108	(15)	-14,2%	276	313	(36)	-11,7%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	3.613	2.952	662	22,4%	8.933	8.498	434	5,1%
Crédito de PIS e COFINS	(376)	(327)	(50)	15,2%	(945)	(927)	(18)	1,9%
<b>Energia Comprada para Revenda</b>	<b>3.903</b>	<b>3.328</b>	<b>574</b>	<b>17,3%</b>	<b>9.912</b>	<b>9.473</b>	<b>440</b>	<b>4,6%</b>
Encargos da Rede Básica	955	1.025	(69)	-6,8%	3.111	2.859	252	8,8%
Encargos de Transporte de Itaipu	78	109	(31)	-28,8%	291	151	140	92,6%
Encargos de Conexão	31	26	5	19,0%	89	81	9	10,7%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	11	21	(10)	-49,3%	32	63	(30)	-48,6%
ESS / EER	360	232	128	54,9%	917	822	96	11,7%
Crédito de PIS e COFINS	(138)	(138)	1	-0,5%	(432)	(400)	(32)	8,0%
<b>Encargo</b>	<b>1.297</b>	<b>1.275</b>	<b>22</b>	<b>1,7%</b>	<b>4.009</b>	<b>3.575</b>	<b>434</b>	<b>12,1%</b>
<b>Custo com Energia Elétrica</b>	<b>5.200</b>	<b>4.604</b>	<b>596</b>	<b>13,0%</b>	<b>13.921</b>	<b>13.048</b>	<b>874</b>	<b>6,7%</b>

Os **Custos com Energia Comprada para Revenda** aumentaram no trimestre e no acumulado principalmente devido ao aumento em **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**, parcialmente compensadas pela redução de **PROINFA** (redução dos valores das quotas de custeio e volume). No acumulado, o aumento percebido nos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição** decorre principalmente da variação nos encargos da Rede Básica, devido aos reajustes na TUST implementados pela Resolução ANEEL nº 3.217/2023, para a RGE, CPFL Paulista e CPFL Piratininga, que determinaram novas tarifas a partir de jul/23, parcialmente compensada pelos reajustes na TUST implementados pela Resolução ANEEL nº 3.349/2024, que determinaram novas tarifas a partir de jul/24. Em relação aos **encargos setoriais (ESS/EER)**, as variações percebidas, no trimestre e no acumulado, decorrem do ESS - Encargos de Serviço do Sistema, devido ao incremento do nível de despachos termelétricos fora da ordem de mérito de preço ocorridos no período.

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



## PMSO

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Pessoal	564	532	32	6,0%	1.654	1.555	99	6,3%
Material	133	138	(5)	-3,5%	395	376	18	4,8%
Serviços de Terceiros	266	236	30	12,8%	765	699	66	9,5%
<i>Serviços de Terceiros</i>	<i>256</i>	<i>236</i>	<i>21</i>	<i>8,9%</i>	<i>711</i>	<i>699</i>	<i>12</i>	<i>1,7%</i>
<i>Serviços de Terceiros eventos climáticos</i>	<i>9</i>	<i>-</i>	<i>9</i>	<i>-</i>	<i>54</i>	<i>-</i>	<i>54</i>	<i>-</i>
Outros Custos/Despesas Operacionais	227	278	(51)	-18,4%	762	709	52	7,4%
<i>PDD</i>	<i>105</i>	<i>63</i>	<i>42</i>	<i>66,5%</i>	<i>325</i>	<i>191</i>	<i>134</i>	<i>70,4%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>39</i>	<i>44</i>	<i>(5)</i>	<i>-12,0%</i>	<i>113</i>	<i>112</i>	<i>0</i>	<i>0,4%</i>
<i>Baixa de Ativos eventos climáticos</i>	<i>(5)</i>	<i>-</i>	<i>(5)</i>	<i>-</i>	<i>44</i>	<i>-</i>	<i>44</i>	<i>-</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>57</i>	<i>115</i>	<i>(58)</i>	<i>-50,5%</i>	<i>174</i>	<i>224</i>	<i>(51)</i>	<i>-22,7%</i>
<i>Ajustes a Valor Justo de Investimento (efeito não caixa)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(56)</i>	<i>-</i>	<i>(56)</i>	<i>-</i>
<i>Outros</i>	<i>31</i>	<i>56</i>	<i>(25)</i>	<i>-44,8%</i>	<i>162</i>	<i>182</i>	<i>(19)</i>	<i>-10,7%</i>
<b>PMSO</b>	<b>1.190</b>	<b>1.183</b>	<b>6</b>	<b>0,5%</b>	<b>3.575</b>	<b>3.340</b>	<b>235</b>	<b>7,0%</b>

O PMSO foi impactado por um item extraordinário – eventos climáticos no Rio Grande do Sul (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo), que gerou um efeito negativo de R\$ 4 milhões no trimestre e de R\$ 98 milhões no acumulado. No acumulado tivemos também o efeito extraordinário positivo de Paulista Lajeado no 1T24, de R\$ 56 milhões.

Expurgando esses itens, o PMSO teria apresentado um aumento no trimestre e no acumulado, respectivamente, de 0,1% (R\$ 1 milhão) e 5,8% (R\$ 193 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- MSO não ligado à inflação (redução de R\$ 6 milhões no trimestre e aumento de R\$ 89 milhões no acumulado):** redução em despesas legais e judiciais compensada pelo aumento na provisão para devedores duvidosos (PDD);
- MSO ligado à inflação (redução de R\$ 25 milhões no trimestre e aumento de R\$ 6 milhões no acumulado) - principais impactos:** menores despesas com auditoria e consultoria (R\$ 7 milhões no trimestre e R\$ 11 milhões no acumulado);
- Pessoal (aumentos de R\$ 32 milhões no trimestre e de R\$ 99 milhões no acumulado):** refletem os reajustes salariais decorrentes dos acordos coletivos aplicados em 2023, além de aumento de *headcount* de 14,5% no segmento de Serviços (que representa 32% do quadro de colaboradores do grupo CPFL); cabe mencionar que esse aumento de custos no segmento de Serviços tem receita atrelada. O acumulado conta também com o crescimento de *headcount* de 2,4% no segmento de Distribuição.

## Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	1.369	1.097	272	24,8%	3.491	3.102	389	12,5%
Entidade de Previdência Privada	27	46	(19)	-40,9%	101	139	(38)	-27,5%
Depreciação e Amortização	587	557	30	5,3%	1.724	1.653	71	4,3%
<b>Demais Custos e Despesas Operacionais</b>	<b>1.983</b>	<b>1.700</b>	<b>283</b>	<b>16,7%</b>	<b>5.315</b>	<b>4.894</b>	<b>421</b>	<b>8,6%</b>

## EBITDA

O **EBITDA**, tanto no trimestre quanto no acumulado, foi impactado pelo resultado positivo do segmento de Transmissão, devido ao aumento da margem.

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

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
<b>Lucro Líquido</b>	<b>1.332</b>	<b>1.313</b>	<b>19</b>	<b>1,5%</b>	<b>4.187</b>	<b>4.210</b>	<b>(23)</b>	<b>-0,5%</b>
Depreciação e Amortização	587	557	30	5,3%	1.724	1.653	71	4,3%
Resultado Financeiro	743	683	59	8,7%	2.274	1.920	355	18,5%
Imposto de Renda / Contribuição Social	494	581	(87)	-15,0%	1.673	1.936	(263)	-13,6%
<b>EBITDA</b>	<b>3.155</b>	<b>3.134</b>	<b>21</b>	<b>0,7%</b>	<b>9.858</b>	<b>9.719</b>	<b>139</b>	<b>1,4%</b>

## Resultado Financeiro

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Receitas	417	476	(59)	-12,5%	1.211	1.496	(284)	-19,0%
Despesas	(1.159)	(1.159)	(0)	0,0%	(3.486)	(3.415)	(71)	2,1%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(743)</b>	<b>(683)</b>	<b>(59)</b>	<b>8,7%</b>	<b>(2.274)</b>	<b>(1.920)</b>	<b>(355)</b>	<b>18,5%</b>

## Análise Gerencial

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(738)	(744)	6	-0,8%	(2.226)	(2.349)	123	-5,2%
Acréscimos e multas moratórias	86	95	(10)	-10,2%	304	279	25	9,0%
Marcação a mercado	(131)	(60)	(70)	116,0%	(279)	15	(293)	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	1	(4)	5	-	(78)	63	(141)	-
Outras receitas e despesas	40	31	9	29,2%	4	73	(69)	-94,0%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(743)</b>	<b>(683)</b>	<b>(59)</b>	<b>8,7%</b>	<b>(2.274)</b>	<b>(1.920)</b>	<b>(355)</b>	<b>18,5%</b>

As **despesas financeiras líquidas** aumentaram no trimestre por conta principalmente do efeito de **Marcação a mercado**, parcialmente compensado pela maior atualização de créditos fiscais e menores despesas com a dívida líquida.

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

## Lucro Líquido

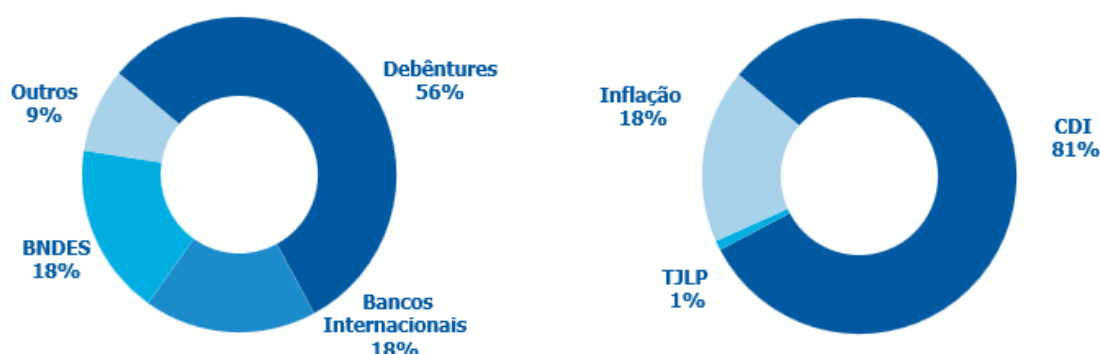
O aumento de 1,5% reflete principalmente o desempenho do **EBITDA** do trimestre, decorrente do melhor desempenho do segmento de Transmissão. No acumulado, as maiores **despesas financeiras líquidas** resultam em uma redução de 0,5% do lucro, compensadas pelo melhor desempenho do segmento de Distribuição no 1S24.

## 1.2) Endividamento

### 1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS

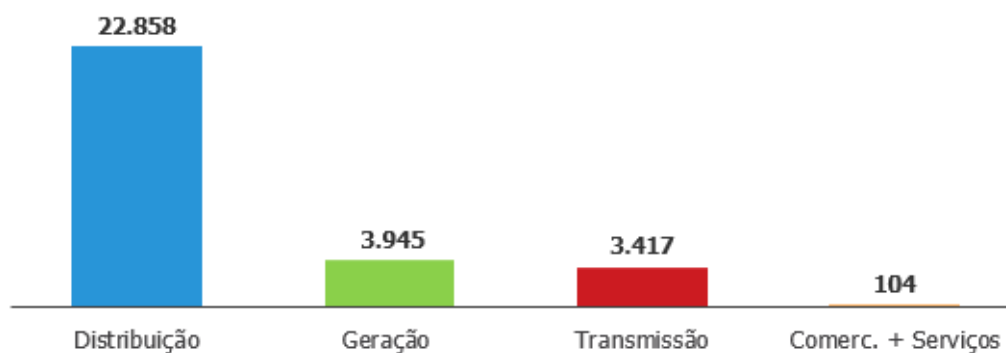
R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> )	30.323	28.519	(1.804)	6,3%
Disponibilidades	(3.820)	(5.704)	(1.884)	-33,0%
<b>Dívida Líquida</b>	<b>26.503</b>	<b>22.816</b>	<b>3.688</b>	<b>16,2%</b>
Custo da Dívida	11,2%	12,9%	-	-13,7%

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



Para mitigar possíveis exposições ao risco de flutuações do mercado, cerca de R\$ 5,3 bilhões em dívida possuem operações de *hedge*. Visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato, para as dívidas em moeda estrangeira (18,8% do total das dívidas em IFRS) foram contratadas operações de *swap*.

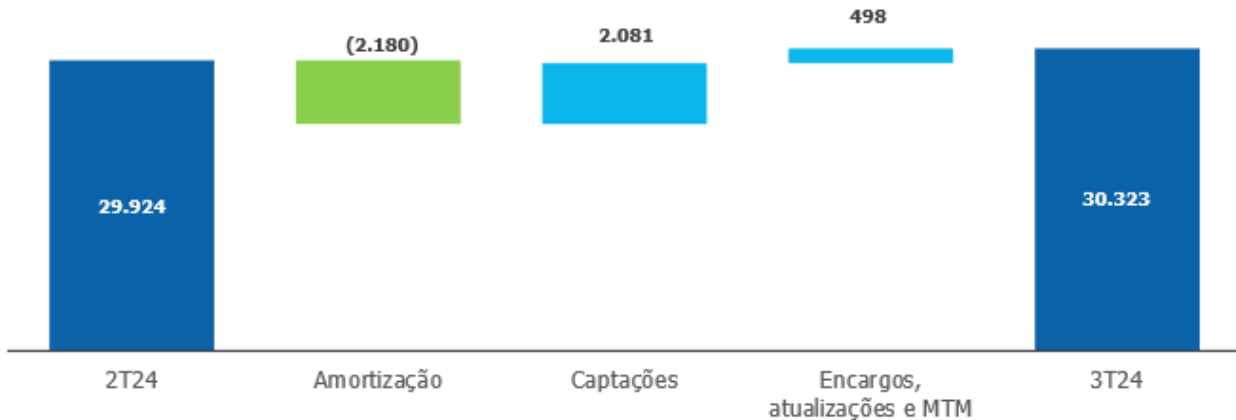
### Dívida por Segmento – IFRS | R\$ Milhões



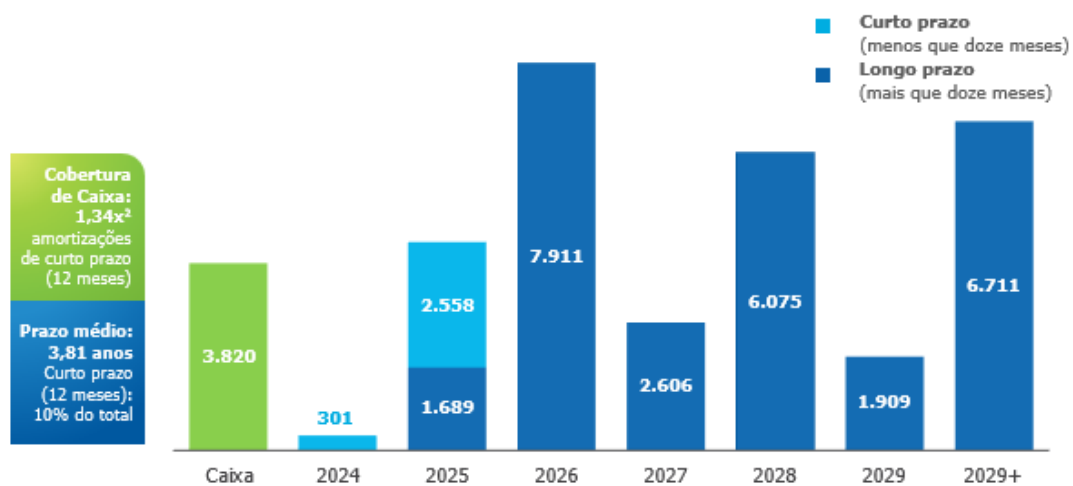
Notas:

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

## Evolução do Saldo da Dívida – IFRS | Setembro de 2024



## Cronograma de Amortização da Dívida<sup>1</sup> – IFRS | Setembro de 2024



Notas:

- (1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos. Para se chegar ao total da dívida financeira de R\$ 30.323 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\$ 1,48 milhão.

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

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> ) <sup>1</sup>	30.681	28.995	1.687	5,8%
(-) Disponibilidades <sup>2</sup>	(4.048)	(5.875)	1.827	-31,1%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>26.633</b>	<b>23.120</b>	<b>3.513</b>	<b>15,2%</b>
EBITDA <i>Pro forma</i> <sup>3</sup>	13.075	13.482	(407)	-3,0%
<b>Dívida Líquida / EBITDA</b>	<b>2,04</b>	<b>1,71</b>	-	<b>18,8%</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	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Distribuição	1.112	896	216	24,1%	3.110	2.701	409	15,1%
Geração	125	114	12	10,1%	274	273	1	0,3%
Transmissão <sup>1</sup>	201	181	20	10,9%	458	477	(19)	-4,0%
Comercialização	0	1	(1)	-75,4%	2	3	(0)	-4,9%
Serviços e Outros <sup>2</sup>	16	43	(27)	-63,4%	56	63	(6)	-10,1%
<b>Investimentos Realizados</b>	<b>1.454</b>	<b>1.234</b>	<b>219</b>	<b>17,8%</b>	<b>3.901</b>	<b>3.517</b>	<b>384</b>	<b>10,9%</b>

Notas:

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

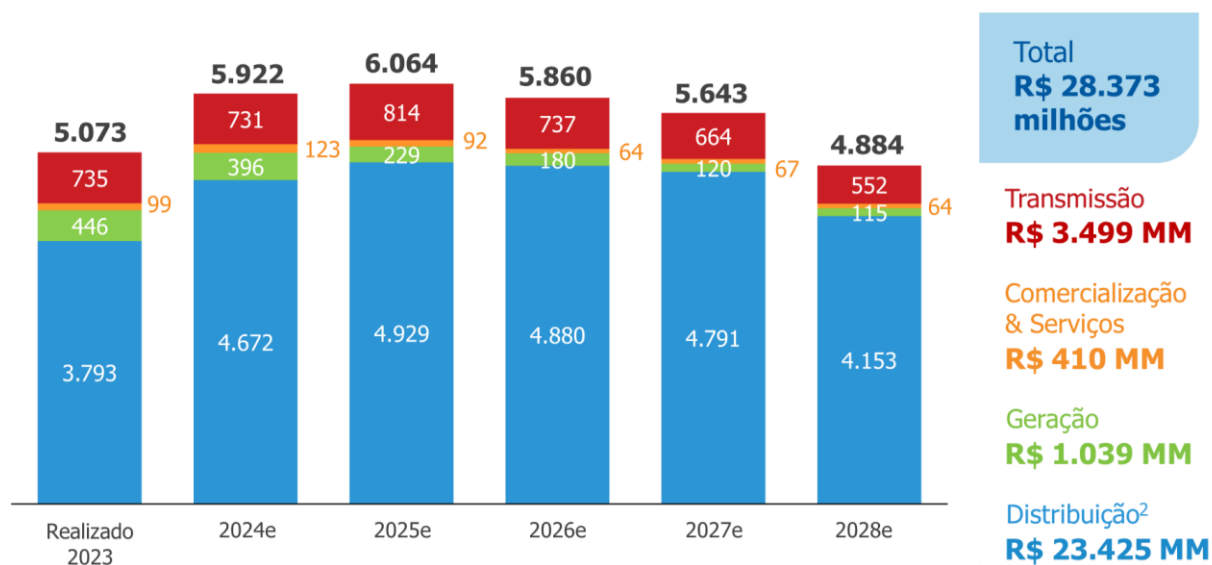
(2) Outros: refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

O aumento observado entre os períodos está relacionado principalmente à realização no segmento de Distribuição, com foco em obras de atendimento a clientes e plano de expansão do sistema elétrico, somado à manutenção e modernização da rede. Além disso, temos o aumento no segmento de Geração, com destaque para a manutenção de parques e usinas, além da construção da PCH Cherobim.

Nos 9M24, os investimentos totalizaram R\$ 3.901 milhões, um aumento de 10,9% em relação aos 9M23, em que foram atingidos R\$ 3.517 milhões, o crescimento é explicado pelo aumento de investimentos nos segmentos de Distribuição e Geração, como relatados anteriormente.

### 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.



Notas:

(1) Moeda constante;

(2) Desconsiderando investimentos em Obrigações Especiais no segmento de Distribuição (entre outros financiados por consumidores).





## 2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG

### 2.1) Plano ESG 2030

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

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



Dentro dos pilares, assumimos 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	3T24	3T23	Δ %	9M24	9M23	Δ %
Energia renovável	Energia gerada por fontes renováveis	GWh	4.616	4.577	0,9%	12.470	9.685	28,8%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	2.770	2.566	8,0%	7.910	4.701	68,3%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	274	380	-28,0%	1.255	1.370	-8,5%
	↳ Solar	GWh	0,3	0,3	4,2%	0,8	0,9	-9,1%
	↳ Eólica	GWh	1.200	1.246	-3,7%	2.499	2.843	-12,1%
	↳ Biomassa	GWh	372	384	-3,1%	806	769	4,7%
Smart Grid	Religadores automáticos instalados	unidade	19.323	17.606	9,8%	18.304	17.606	4,0%
	Carga de energia teledioda	%	57,1%	57,2%	-0,2%	55,9%	57,0%	-2,0%
Inovação	Investimento em inovação   P&D ANEEL	R\$ MM	19,2	12,4	54,8%	41,9	34,7	21,0%
Descarbonização	Projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável	unidade	53	67	-20,9%	53	67	-20,9%
	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ MM	0,2	0,0	275,0%	1,7	3,3	-49,7%

Operações Sustentáveis								
Tema	Indicador	Unidade	3T24	3T23	Δ %	9M24	9M23	Δ %
Economia circular	Transformadores reformados	unidade	1.490	2.164	-31,1%	6.474	8.669	-25,3%
	Alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa	toneladas	23.547	26.785	-12,1%	70.010	54.929	27,5%
Ecoeficiência	Consumo de água   prédios administrativos	mil m <sup>3</sup>	9	19	-53,9%	28	53	-46,9%
	Consumo de energia   prédios administrativos	MWh	2.513	8.492	-70,4%	7.946	26.538	-70,1%

Valor Compartilhado com a Sociedade								
Tema	Indicador	Unidade	3T24	3T23	Δ %	9M24	9M23	Δ %
Digitalização	Atendimentos digitais	%	91,0%	91,0%	0,0%	90,4%	91,0%	-0,7%
	Pagamento de faturas por meio digital	%	76,6%	72,7%	5,4%	75,5%	71,7%	5,3%
	Contas digitais	MM de unidades	4,8	4,6	6,1%	4,7	4,6	2,4%
Comunidade	Investimentos de eficiência energética em hospitais públicos   CPFL e RGE nos Hospitais	R\$ milhões	5,3	12,8	-58,8%	16,5	49,5	-66,7%
	Investimento em projetos socioambientais em comunidades   Instituto CPFL, Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda e Meio Ambiente	R\$ milhões	15,5	13,7	13,6%	29,3	56,6	-48,3%
	Pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil	258,8	548,3	-52,8%	777,4	1.739,3	-55,3%
	Unidades consumidoras de baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética   PEE ANEEL	mil	1,7	17,3	-90,2%	2,2	22	-90,0%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Horas de treinamento <sup>1</sup>	mil	165,5	287,1	-42,4%	393,0	592,0	-33,6%
Diversidade <sup>2</sup>	Negros na companhia	%	34,7%	30,0%	15,5%	34,7%	30,0%	15,5%
	Mulheres na companhia	%	20,9%	20,0%	4,5%	20,9%	20,0%	4,5%
	PcD na companhia	%	4,2%	4,0%	6,0%	4,2%	4,0%	6,0%
	Grupos Minoritários em cargos de liderança	%	39,7%	-	-	0,0%	-	-
Compras sustentáveis	Fornecedores críticos avaliados em critérios de sustentabilidade	%	92,0%	91,0%	1,1%	92,0%	91,0%	1,1%

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

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



## Atuação Segura e Confiável

Tema	Indicador	Unidade	3T24	3T23	Δ %	9M24	9M23	Δ %
Saúde e Segurança	Taxa de frequência de acidentes   Próprios	nº feridos *1MM/HH trabalhadas <sup>1</sup>	0,7	0,7	5,7%	0,7	0,6	19,9%
	Taxa de frequência de acidentes   Terceiros	nº feridos *1MM/HH trabalhadas <sup>1</sup>	1,9	2,8	-32,0%	5,4	2,8	94,1%
	Acidentes fatais com a população	unidade	3,0	2,0	50,0%	6,0	6,0	0,0%
Ética	Colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	100%	97,0%	3,1%	100%	97,0%	3,1%
Transparência	Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	unidade	2	2	0,0%	2	2	0,0%
	Mulheres no Conselho de Administração	unidade	3	1	200,0%	3	1	200,0%

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

Índice

CPFL Energia

Distribuição

Geração

Transmissão

Comercialização e Serviços

Anexos



### 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	3T24	3T23	Δ GWh	Δ %	Part.	9M24	9M23	Δ GWh	Δ %	Part.
Mercado Cativo	9.429	9.882	(453)	-4,6%	53,4%	30.650	30.222	427	1,4%	55,9%
Cliente Livre	8.226	7.355	872	11,9%	46,6%	24.163	22.028	2.135	9,7%	44,1%
<b>Carga Líquida de Perdas</b>	<b>17.656</b>	<b>17.237</b>	<b>419</b>	<b>2,4%</b>	<b>100,0%</b>	<b>54.813</b>	<b>52.250</b>	<b>2.563</b>	<b>4,9%</b>	<b>100,0%</b>

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

GWh	3T24	3T23	Δ GWh	Δ %	Part.	9M24	9M23	Δ GWh	Δ %	Part.
Residencial	5.361	5.154	207	4,0%	30,7%	17.383	15.955	1.428	8,9%	32,0%
Industrial	6.765	6.507	258	4,0%	38,8%	19.734	19.238	497	2,6%	36,3%
Comercial	2.812	2.695	117	4,3%	16,1%	9.404	8.662	742	8,6%	17,3%
Rural	686	610	76	12,4%	3,9%	2.188	2.100	88	4,2%	4,0%
Outros	1.818	1.787	31	1,8%	10,4%	5.630	5.705	(75)	-1,3%	10,4%
<b>Venda de Energia</b>	<b>17.442</b>	<b>16.753</b>	<b>689</b>	<b>4,1%</b>	<b>100,0%</b>	<b>54.339</b>	<b>51.659</b>	<b>2.679</b>	<b>5,2%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Cativo</b>										
Residencial	5.361	5.154	207	4,0%	57,3%	17.382	15.955	1.427	8,9%	56,8%
Industrial	661	906	(244)	-27,0%	7,1%	2.183	2.702	(519)	-19,2%	7,1%
Comercial	1.470	1.603	(133)	-8,3%	15,7%	5.115	5.221	(106)	-2,0%	16,7%
Rural	616	563	52	9,3%	6,6%	1.994	1.962	33	1,7%	6,5%
Outros	1.240	1.306	(66)	-5,0%	13,3%	3.934	4.051	(117)	-2,9%	12,9%
<b>Total Cativo</b>	<b>9.348</b>	<b>9.532</b>	<b>(184)</b>	<b>-1,9%</b>	<b>100,0%</b>	<b>30.609</b>	<b>29.891</b>	<b>718</b>	<b>2,4%</b>	<b>100,0%</b>
<b>TUSD</b>										
Residencial	0	0	0	0,0%	0,0%	1	0	1	0,0%	0,0%
Industrial	6.104	5.602	502	9,0%	75,4%	17.551	16.536	1.015	6,1%	74,0%
Comercial	1.342	1.092	250	22,9%	16,6%	4.289	3.441	848	24,6%	18,1%
Rural	71	47	23	49,4%	0,9%	193	138	55	39,7%	0,8%
Outros	578	481	97	20,3%	7,1%	1.696	1.654	43	2,6%	7,1%
<b>Total TUSD</b>	<b>8.095</b>	<b>7.221</b>	<b>873</b>	<b>12,1%</b>	<b>100,0%</b>	<b>23.730</b>	<b>21.768</b>	<b>1.962</b>	<b>9,0%</b>	<b>100,0%</b>

Destacam-se no trimestre:

- Classe Residencial:** crescimento de 4,0%, principalmente em função da maior necessidade de resfriamento, dado ao aumento da temperatura no estado de São Paulo. O resultado foi favorecido ainda pelo efeito positivo da massa de renda e do nível de emprego. Compensando esses efeitos, tivemos o impacto referente ao incremento de geração distribuída (GD);
- Classe Industrial:** crescimento de 4,0%, refletindo a retomada do desempenho econômico do setor, o que se pode observar pelo dado divulgado para a produção industrial nacional, que registrou crescimento de 3,9% no trimestre, refletindo o predomínio de taxas positivas no consumo de 7 dos 10 setores com maior participação em nossa área de concessão; a exceção foi o setor de alimentos, que apresentou queda no período devido ao baixo desempenho do segmento no estado do Rio Grande do Sul, especialmente em áreas afetadas pelas enchentes, além do setor têxtil e máquinas e equipamentos;
- Classe Comercial:** crescimento de 4,3%, evidenciado pela elevação no consumo em 8 das

10 atividades mais relevantes na área de concessão, com destaque para o atacado, sobretudo em função da redução na taxa de desemprego e do aumento da massa de renda. Ademais, houve o impacto positivo referente ao crescimento vegetativo das unidades consumidoras e o aumento de temperatura, que elevou a demanda por refrigeração nos estabelecimentos. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo incremento de geração distribuída (GD);

- | **Classe Rural:** crescimento de 12,4%, explicado principalmente pela baixa pluviometria registrada no Sudeste, efeito que contribuiu para a utilização da irrigação nas concessionárias localizadas no estado de São Paulo. Houve impacto negativo associado ao incremento de GD e à diminuição de unidades consumidoras devido a prorrogação de prazo para a revisão cadastral de consumidores rurais com atividades que envolvem irrigação, decisão que alterou artigos da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, resultando em realocação de clientes para outras classes;
- | **Classe Outros:** crescimento de 1,8%, sobretudo em função da diminuição no volume de chuvas e do aumento da temperatura no estado de São Paulo. Esse resultado foi parcialmente compensado pela migração de permissionárias para a Rede Básica, além do incremento de geração distribuída (GD).

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

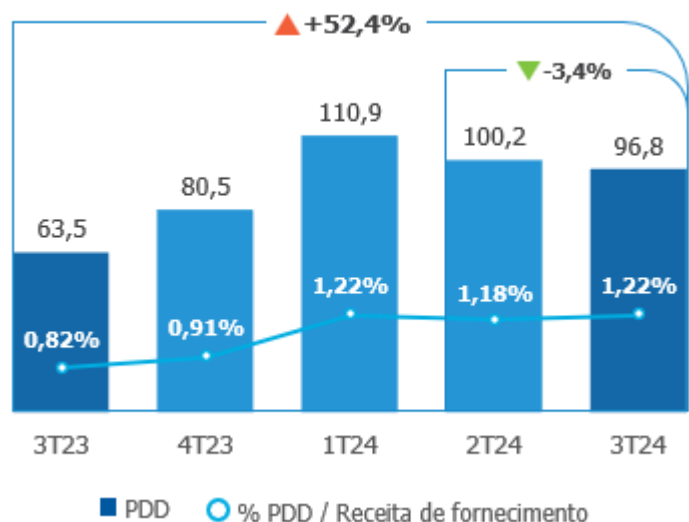
- | **Classe Comercial:** crescimento de 8,6%, motivado principalmente pelo aumento de temperatura, acrescido do desempenho positivo de 9 entre as 10 atividades mais relevantes na área de concessão, com destaque para o setor de varejo, evidenciado no indicador divulgado para a pesquisa mensal do comércio. Houve também o impacto positivo do incremento de unidades consumidoras. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento da geração distribuída (GD);
- | **Classe Outros:** redução de 1,3%, relacionada sobretudo à migração de permissionárias para a Rede Básica, especificamente na RGE, além do incremento de geração distribuída (GD). Esse resultado foi parcialmente compensado pelo efeito positivo de temperatura.

### 3.1.1.3) Inadimplência

A PDD apresentou um aumento de R\$ 33 milhões em relação ao mesmo período de 2023 e uma redução de R\$ 3 milhões em relação ao 2T24. Com isso, o índice de PDD/Receita bruta de fornecimento alcançou 1,22% no trimestre, mantendo-se acima do patamar da média histórica.

Esse resultado deve-se principalmente às altas temperaturas, que elevaram o *ticket* médio das faturas dos clientes, bem como a inadimplência de curto prazo, gerando impacto especialmente nos clientes do Grupo B.

Outro fator a ser considerado, diz respeito às enchentes que acometeram o estado do Rio Grande do Sul em maio de 2024 e impossibilitaram a execução de cortes, em virtude da severidade do evento e, em seguida, por força da Resolução Normativa ANEEL nº 1.092/2024, que proibiu a suspensão do fornecimento por inadimplência nos municípios atingidos. Nesse cenário, encerramos o trimestre com a realização de 587 mil cortes, refletindo uma leve



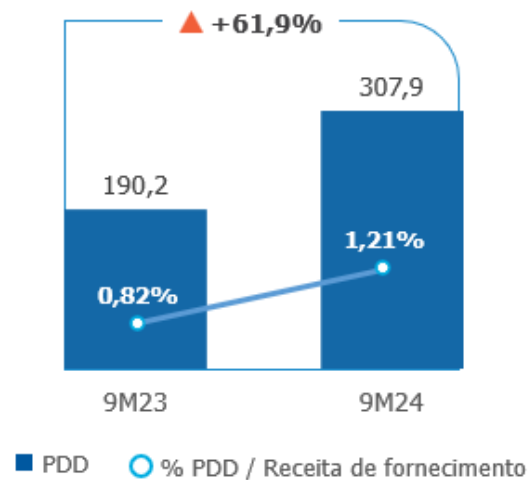


redução 0,8% em relação ao 2T24, e uma redução de 7,1% se comparado ao mesmo período de 2023.

Esses mesmos efeitos impactaram o resultado acumulado, em que registramos um aumento de R\$ 118 milhões na PDD.

Em relação ao percentual de PDD/Receita de fornecimento, fechamos o indicador em 1,21%, também acima do patamar histórico.

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



### 3.1.1.4) Perdas

Acumulado 12 Meses <sup>1</sup>	Set-23	Dez-23	Mar-24	Jun-24	Set-24	ANEEL <sup>2</sup>
CPFL Energia	8,64%	8,76%	8,84%	8,92%	8,93%	<b>7,93%</b>
CPFL Paulista	9,10%	9,14%	9,20%	9,21%	9,12%	<b>8,00%</b>
CPFL Piratininga	7,65%	7,75%	7,90%	7,59%	7,54%	<b>5,97%</b>
RGE	8,73%	9,03%	9,18%	9,80%	10,05%	<b>9,28%</b>
CPFL Santa Cruz	7,62%	7,75%	7,58%	7,33%	7,19%	<b>8,50%</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 RGE, clientes de alta tensão (A1) são expurgados da conta;
- (2) Limite ANEEL referente a 30/09/2024.

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia no período apresentou um aumento de 0,29 p.p., na comparação com o ano anterior, sobretudo pelo aumento da carga, gerado pelas altas temperaturas observadas nas concessionárias localizadas no estado de São Paulo.

Desconsiderando o efeito do calendário de faturamento em ambos os períodos, o crescimento de perdas seria de 0,78 p.p. (8,35% em set/23 vs. 9,13% em set/24).

As principais realizações no combate às perdas foram:

- (i) Blindagem das fronteiras elétricas e subestações internas;
- (ii) Mapeamento das perdas de energia por meio de microbalanços;
- (iii) Realização de 76,7 mil inspeções em unidades consumidoras;
- (iv) Substituição de mais de 97,4 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos equipamentos eletrônicos;
- (v) Visita a 8,8 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à revelia;

- (vi) Regularização de 27,5 mil unidades consumidoras, com avanço de consumo e sem contrato;
- (vii) Regularização de 282 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 87 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 em set/24 para o DEC e FEC, observamos um aumento, principalmente devido ao impacto dos temporais ocorridos ao final de 2023 em toda a área de concessão, somado ainda ao evento climático ocorrido no Rio Grande do Sul, entre maio e junho de 2024.

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

DEC Horas	3T24	3T23	Δ %	ANEEL <sup>1</sup>
CPFL Energia	6,21	5,86	6,0%	n.d
CPFL Paulista	5,03	4,87	3,3%	6,42
CPFL Piratininga	4,60	4,48	2,7%	6,05
RGE	9,24	8,51	8,6%	10,50
CPFL Santa Cruz	5,34	4,38	21,9%	7,35

FEC Interrupções	3T24	3T23	Δ %	ANEEL <sup>1</sup>
CPFL Energia	3,50	3,45	1,4%	n.d
CPFL Paulista	3,11	3,25	-4,3%	5,09
CPFL Piratininga	3,24	3,15	2,9%	4,98
RGE	4,32	4,05	6,7%	7,19
CPFL Santa Cruz	3,32	2,89	14,9%	6,11

Nota: (1) Limite ANEEL referente a 2024.

### 3.1.2) Eventos Tarifários

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

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) Em decorrência dos eventos climáticos severos ocorridos em maio de 2024 no Rio Grande do Sul, a RGE solicitou à ANEEL a prorrogação do seu reajuste tarifário (RTA) por dois meses, até 18/08/2024.

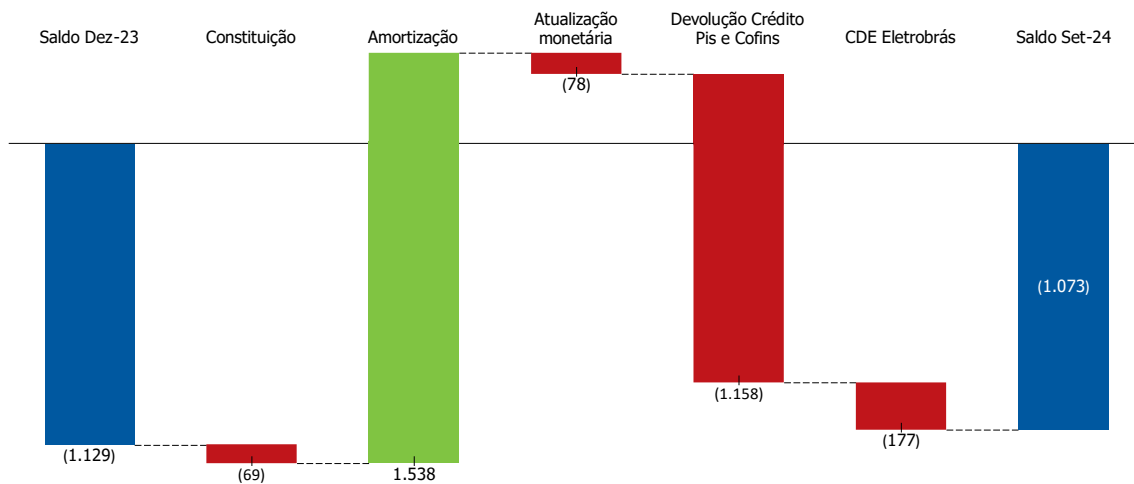
### 3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	12.810	12.098	712	5,9%	38.321	35.416	2.905	8,2%
Receita Operacional Líquida	8.536	7.978	558	7,0%	25.176	23.967	1.209	5,0%
<b>Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)</b>	<b>7.326</b>	<b>7.035</b>	<b>291</b>	<b>4,1%</b>	<b>22.049</b>	<b>21.214</b>	<b>835</b>	<b>3,9%</b>
Custo com Energia Elétrica	(4.733)	(4.418)	(315)	7,1%	(13.327)	(12.724)	(603)	4,7%
PMSO, Previdência e PDD	(941)	(904)	(37)	4,1%	(2.845)	(2.647)	(198)	7,5%
Custos com construção de infraestrutura	(1.210)	(943)	(266)	28,2%	(3.127)	(2.753)	(374)	13,6%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>1.652</b>	<b>1.712</b>	<b>(61)</b>	<b>-3,5%</b>	<b>5.877</b>	<b>5.843</b>	<b>34</b>	<b>0,6%</b>
Depreciação e Amortização	(321)	(293)	(27)	9,3%	(935)	(871)	(63)	7,3%
Resultado Financeiro	(588)	(508)	(79)	15,6%	(1.714)	(1.315)	(399)	30,3%
<i>Receitas Financeiras</i>	289	370	(81)	-21,9%	953	1.213	(259)	-21,4%
<i>Despesas Financeiras</i>	(877)	(878)	2	-0,2%	(2.667)	(2.528)	(139)	5,5%
Lucro Antes da Tributação	743	910	(167)	-18,4%	3.229	3.657	(428)	-11,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(220)	(307)	87	-28,4%	(983)	(1.232)	250	-20,2%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>523</b>	<b>603</b>	<b>(80)</b>	<b>-13,3%</b>	<b>2.246</b>	<b>2.424</b>	<b>(178)</b>	<b>-7,4%</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 30 de setembro de 2024, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era negativo (passivo) em R\$ 1.073 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2023, houve uma variação de R\$ 55 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo se deu pela constituição líquida de um passivo de R\$ 69 milhões, principalmente nas linhas:

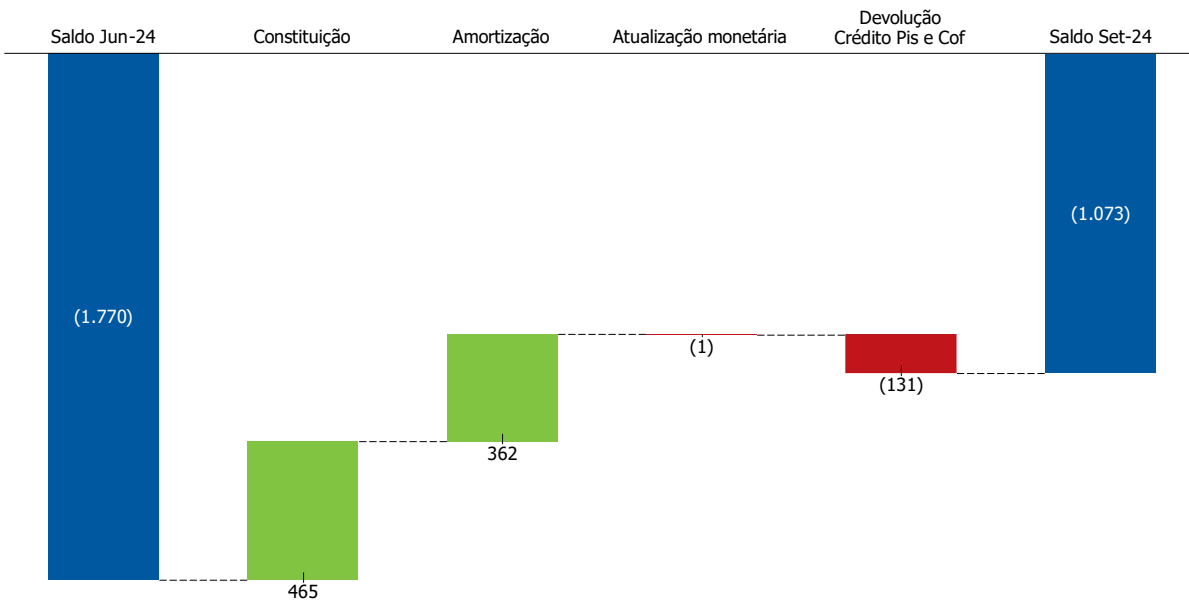
- (i) Custos com energia elétrica (R\$ 515 milhões);
- (ii) Repasse de Itaipu (R\$ 253 milhões);
- (iii) Bandeira Tarifária (R\$ 95 milhões);
- (iv) Neutralidade dos Encargos Setoriais (R\$ 81 milhões);
- (v) Demais itens (R\$ 96 milhões);

Parcialmente compensado por ativos constituídos nas linhas de:

- (vi) Sobrecontratação (R\$ 341 milhões);
- (vii) Rede Básica (R\$ 322 milhões);
- (viii) Encargos setoriais (ESS/EER) (R\$ 200 milhões);
- (ix) CDE (R\$ 108 milhões).

A amortização foi de R\$ 1.538 milhões no período e a atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 78 milhões. Houve ainda, nesse período, a homologação da devolução para os consumidores do crédito de PIS/COFINS, no montante de R\$ 1.158 milhões. Além disso, houve o repasse de recursos da CDE da Eletrobrás, no montante de R\$ 177 milhões.

Para fins de análise, segue abaixo o gráfico que demonstra a movimentação dos saldos de ativo e passivo setorial, apenas no 3T24:



## Receita Operacional

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	9.724	9.609	115	1,2%	30.631	28.373	2.259	8,0%
Energia Elétrica de Curto Prazo	176	113	63	55,9%	275	363	(89)	-24,4%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	1.210	943	266	28,2%	3.127	2.753	374	13,6%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	827	725	102	14,0%	1.469	1.160	309	26,6%
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	608	500	108	21,7%	1.699	1.452	247	17,0%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	112	38	74	196,8%	696	868	(172)	-19,8%
Outras Receitas e Rendas	175	187	(12)	-6,3%	522	524	(1)	-0,2%
Multas Compensatórias (DIC e FIC)	(21)	(17)	(5)	28,3%	(97)	(76)	(21)	27,7%
<b>Receita Operacional Bruta - Total</b>	<b>12.810</b>	<b>12.098</b>	<b>712</b>	<b>5,9%</b>	<b>38.321</b>	<b>35.416</b>	<b>2.905</b>	<b>8,2%</b>
ICMS	(1.621)	(1.524)	(97)	6,4%	(5.125)	(4.030)	(1.095)	27,2%
PIS e COFINS	(901)	(874)	(27)	3,1%	(2.676)	(2.519)	(157)	6,2%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.525)	(1.471)	(54)	3,6%	(4.613)	(4.257)	(356)	8,4%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(72)	(70)	(2)	3,3%	(215)	(204)	(11)	5,2%
PROINFA	(79)	(80)	1	-1,4%	(239)	(251)	12	-4,9%
Outros	(76)	(96)	20	-20,7%	(278)	(183)	(94)	51,4%
<b>Deduções da Receita Operacional Bruta - Total</b>	<b>(4.274)</b>	<b>(4.115)</b>	<b>(159)</b>	<b>3,9%</b>	<b>(13.145)</b>	<b>(11.449)</b>	<b>(1.696)</b>	<b>14,8%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>8.536</b>	<b>7.982</b>	<b>553</b>	<b>6,9%</b>	<b>25.176</b>	<b>23.967</b>	<b>1.209</b>	<b>5,0%</b>

## Receita Operacional Bruta

Os aumentos na **Receita com Venda de Energia (cativo + clientes livres)**, tanto no trimestre quanto no acumulado, ocorreram principalmente em decorrência dos aumentos de 2,4% e de 4,9%, respectivamente, da carga na área de concessão, principalmente em função do aumento de temperatura. No acumulado, houve ainda o efeito positivo da revisão tarifária da CPFL Paulista, que gerou ganho até março/24, sendo depois aplicado um reajuste tarifário negativo a partir de abril/24.

O aumento na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão** no trimestre, explicado pelo

aumento do IPCA (0,27% no 3T23 e 0,57% no 3T24) e pelo aumento médio de 15% na base de ativos. No acumulado, houve uma queda na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão**, em função dos efeitos extraordinários relacionados aos laudos de avaliação das RTPs, que geraram ganho de R\$ 196 milhões nos 9M23 (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo 1) e do impacto dos eventos climáticos do Rio Grande do Sul, que gerou uma baixa do ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 9 milhões. Expurgando esses efeitos, no acumulado, essa linha apresentaria um aumento de 3,6%, explicada pelo aumento de 15% na base de ativos, parcialmente compensado pela redução do IPCA (3,63% nos 9M23 e 3,45% nos 9M24).

As variações do **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**, percebidas no trimestre e acumulado, decorre principalmente da movimentação dos saldos de constituição e amortização dos períodos.

## Deduções da Receita Operacional Bruta

As deduções da receita operacional bruta, tanto no trimestre quanto no acumulado, apresentaram um aumento, devido principalmente o aumento nos impostos (ICMS e PIS/Cofins).

## Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Itaipu	573	595	(22)	-3,8%	1.648	1.588	60	3,8%
PROINFA	93	108	(15)	-14,2%	276	313	(36)	-11,7%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	3.056	2.708	349	12,9%	8.132	7.892	240	3,0%
Crédito de PIS e COFINS	(330)	(309)	(21)	6,9%	(880)	(880)	(0)	0,0%
<b>Energia Comprada para Revenda</b>	<b>3.392</b>	<b>3.102</b>	<b>290</b>	<b>9,3%</b>	<b>9.176</b>	<b>8.913</b>	<b>263</b>	<b>3,0%</b>
Encargos da Rede Básica	965	1.034	(68)	-6,6%	3.156	2.886	270	9,3%
Encargos de Transporte de Itaipu	78	109	(31)	-28,8%	291	260	31	11,8%
Encargos de Conexão	73	63	10	16,5%	204	196	9	4,4%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	3	13	(10)	-77,4%	9	38	(29)	-76,0%
ESS / EER	359	231	127	54,9%	914	819	95	11,6%
Crédito de PIS e COFINS	(137)	(134)	(3)	1,9%	(423)	(388)	(35)	8,9%
<b>Encargos de Uso do Sistema de Distribuição</b>	<b>1.341</b>	<b>1.316</b>	<b>25</b>	<b>1,9%</b>	<b>4.150</b>	<b>3.810</b>	<b>340</b>	<b>8,9%</b>
<b>Custo com Energia Elétrica</b>	<b>4.733</b>	<b>4.418</b>	<b>315</b>	<b>7,1%</b>	<b>13.327</b>	<b>12.724</b>	<b>603</b>	<b>4,7%</b>

O aumento dos **Custos com Energia Comprada para Revenda**, tanto no trimestre quanto no acumulado, decorre principalmente do aumento do preço de energia comprada de **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**, parcialmente compensado pela redução de **PROINFA** (redução dos valores das quotas de custeio e volume). Em relação a **Itaipu**, no trimestre a redução foi decorrente da redução da tarifa homologada para 2024; já no acumulado, o crescimento decorre do aumento do dólar em 2024, parcialmente compensado pelo efeito da redução da tarifa.

Já em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, a redução percebida no trimestre decorre principalmente da variação nos encargos da Rede Básica, devido aos reajustes na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), implementados pela Resolução ANEEL nº 3.349/2024, que determinaram novas tarifas a partir de jul/24. No acumulado, o aumento percebido nos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição** decorre principalmente da variação nos encargos da Rede Básica devido aos reajustes na TUST implementados pela Resolução ANEEL nº 3.217/2023, para RGE, CPFL Paulista e CPFL Piratininga, que determinaram novas tarifas a partir de jul/23, parcialmente compensada pelos reajustes na TUST implementados pela Resolução ANEEL nº 3.349/2024, que determinaram novas tarifas a partir de jul/24.

Em relação aos **encargos setoriais (ESS/EER)**, as variações percebidas, no trimestre e no acumulado, decorrem do **ESS - Encargos de Serviço do Sistema**, devido ao incremento do



nível de despachos termelétricos fora da ordem de mérito de preço ocorridos no período. Já o **EER - Encargos de Energia de Reserva**, as oscilações percebidas no trimestre e no acumulado são decorrentes da variação no volume de geração pelas usinas com Contratos de Energia de Reserva. Quando o saldo da CONER não é suficiente para suprir os custos das Usinas de Reserva há maior necessidade de cobrança do encargo para custeio dessas usinas; ao contrário, quando o volume gerado é maior, o encargo é reduzido, uma vez que a energia dessas usinas é liquidada na CCEE ao valor de PLD, suprimindo seus custos.

## PMSO

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Pessoal	329	320	9	3,0%	967	941	26	2,8%
Material	71	71	0	0,0%	212	220	(8)	-3,6%
Serviços de Terceiros	313	279	34	12,1%	889	818	71	8,7%
<i>Serviços de Terceiros</i>	<i>314</i>	<i>279</i>	<i>35</i>	<i>12,6%</i>	<i>867</i>	<i>818</i>	<i>49</i>	<i>6,0%</i>
<i>Serviços de Terceiros eventos climáticos</i>	<i>(1)</i>	<i>-</i>	<i>(1)</i>	<i>-</i>	<i>22</i>	<i>-</i>	<i>22</i>	<i>-</i>
Outros Custos/Despesas Operacionais	220	203	16	8,0%	733	577	156	27,1%
<i>PDD</i>	<i>97</i>	<i>64</i>	<i>33</i>	<i>52,4%</i>	<i>308</i>	<i>190</i>	<i>118</i>	<i>61,9%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>52</i>	<i>57</i>	<i>(5)</i>	<i>-8,8%</i>	<i>144</i>	<i>138</i>	<i>6</i>	<i>4,3%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>38</i>	<i>41</i>	<i>(3)</i>	<i>-6,4%</i>	<i>116</i>	<i>115</i>	<i>1</i>	<i>0,5%</i>
<i>Baixa de Ativos eventos climáticos</i>	<i>(5)</i>	<i>-</i>	<i>(5)</i>	<i>-</i>	<i>38</i>	<i>-</i>	<i>38</i>	<i>-</i>
<i>Outros</i>	<i>37</i>	<i>42</i>	<i>(5)</i>	<i>-11,2%</i>	<i>127</i>	<i>133</i>	<i>(6)</i>	<i>-4,7%</i>
<b>PMSO</b>	<b>933</b>	<b>873</b>	<b>59</b>	<b>6,8%</b>	<b>2.800</b>	<b>2.555</b>	<b>245</b>	<b>9,6%</b>

O PMSO foi impactado por um item extraordinário – eventos climáticos no Rio Grande do Sul (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo 1), que gerou um efeito de positivo de R\$ 6 milhões no trimestre e um efeito negativo de R\$ 60 milhões no acumulado. Expurgando esse item, o PMSO teria apresentado aumentos de 7,5% (R\$ 66 milhões) no trimestre e de 7,2% (R\$ 185 milhões) no acumulado, decorrente dos seguintes fatores:

- MSO não ligado à inflação (aumentos de R\$ 41 milhões no trimestre e de R\$ 129 milhões no acumulado):** aumento na provisão para devedores duvidosos (PDD) (conforme explicado no item 3.1.1.4) e nas despesas Opex relacionado ao Capex;
- MSO ligado à inflação (aumentos de R\$ 15 milhões no trimestre e de R\$ 30 milhões no acumulado) - principais impactos:** *hardware* e *software* (R\$ 10 milhões e R\$ 16 milhões); ações de cobrança (R\$ 2 milhões e R\$ 5 milhões); e *call center* (R\$ 1 milhão e R\$ 4 milhões);
- Pessoal (aumentos de R\$ 9 milhões no trimestre e de R\$ 26 milhões no acumulado):** explicado principalmente pelos aumentos de 2,8%<sup>2</sup> e de 2,3%<sup>3</sup> no *headcount*, no trimestre e acumulado, respectivamente.

## Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	(1.210)	(943)	(266)	28,2%	(3.127)	(2.753)	(374)	13,6%
Entidade de Previdência Privada	(8)	(31)	22	-72,9%	(45)	(92)	47	-51,1%
Depreciação e Amortização	(321)	(293)	(27)	9,3%	(935)	(871)	(63)	7,3%
<b>Demais Custos/Despesas Operacionais</b>	<b>(1.539)</b>	<b>(1.267)</b>	<b>(271)</b>	<b>21,4%</b>	<b>(4.106)</b>	<b>(3.716)</b>	<b>(390)</b>	<b>10,5%</b>

## EBITDA

<sup>2</sup> Média de julho a setembro.

<sup>3</sup> Média de janeiro a setembro.

O **EBITDA** do segmento de Distribuição foi impactado por efeitos extraordinários de 2023 e 2024 (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo 1). O resultado menos expressivo no trimestre é em decorrência dos reajustes tarifários entre o 3T23 e 3T24 (para mais detalhes, vide explicação no item 3.1.2).

No acumulado, expurgando os efeitos extraordinários, o EBITDA teria apresentado um aumento de 5,5% (R\$ 311 milhões), explicado principalmente pelo aumento da carga na área de concessão, impulsionado pelo efeito da temperatura.

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
<b>Lucro Líquido</b>	<b>523</b>	<b>603</b>	<b>(80)</b>	<b>-13,3%</b>	<b>2.246</b>	<b>2.424</b>	<b>(178)</b>	<b>-7,4%</b>
Depreciação e Amortização	321	293	27	9,3%	935	871	63	7,3%
Resultado Financeiro	588	508	79	15,6%	1.714	1.315	399	30,3%
Imposto de Renda / Contribuição Social	220	307	(87)	-28,4%	983	1.232	(250)	-20,2%
<b>EBITDA</b>	<b>1.652</b>	<b>1.712</b>	<b>(61)</b>	<b>-3,5%</b>	<b>5.877</b>	<b>5.843</b>	<b>34</b>	<b>0,6%</b>

## EBITDA por Distribuidora

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
CPFL Paulista	700	757	(58)	-7,7%	2.560	2.504	56	2,2%
CPFL Piratininga	251	289	(38)	-13,2%	932	990	(57)	-5,8%
RGE	611	587	24	4,1%	2.117	2.124	(8)	-0,4%
CPFL Santa Cruz	90	78	11	14,6%	269	226	43	19,0%
<b>EBITDA</b>	<b>1.652</b>	<b>1.712</b>	<b>(61)</b>	<b>-3,5%</b>	<b>5.877</b>	<b>5.843</b>	<b>34</b>	<b>0,6%</b>

### CPFL Paulista:

O resultado menos expressivo no trimestre é devido ao reajuste negativo da Parcela B (-1,93%), que entrou em vigor em abr/24.

No acumulado, a CPFL Paulista teve o registro de laudos de avaliação dos ativos para a RTP, o que elevou a base de comparação em R\$ 72 milhões nos 9M23. Desconsiderando esse efeito, a variação do EBITDA teria sido positiva em 5,3%, explicada pelo melhor desempenho da margem, em consequência do desempenho de mercado, com crescimentos nas classes residencial e comercial.

### CPFL Piratininga:

O resultado menos expressivo no trimestre é devido à revisão tarifária, em consequência do reajuste negativo da Parcela B (-1,08%<sup>4</sup>), que entrou em vigência em out/23, e de um mix de mercado menos favorável no 3T24, em comparação com o 3T23.

No acumulado, o EBITDA foi impactado pelo efeito extraordinário contabilizado nos 9M23, relativo ao laudo preliminar de avaliação da BRR (+R\$ 47 milhões). Desconsiderando esse efeito, a variação do EBITDA teria sido uma redução de 1,1% no acumulado; tal resultado se deve à revisão tarifária, que aplicou uma redução de 1,08% na parcela B, nas tarifas que entraram em vigor em out/23, parcialmente compensado pelo melhor desempenho de mercado, principalmente nas classes residencial e comercial.

### RGE:

O EBITDA no trimestre apresentou um resultado positivo, decorrente de uma redução nas despesas com PMSO, principalmente na linha de Despesas Legais e Judiciais.

<sup>4</sup> Parcela B homologada através da REH ANEEL nº 3.277 de Outubro de 2023.

O EBITDA acumulado foi impactado pelo efeito extraordinário contabilizado nos 9M23, relativo ao laudo final de avaliação da BRR (+R\$ 77 milhões) e os efeitos decorrentes dos eventos climáticos no Rio Grande do Sul, no 2T24 e 3T24 (para mais detalhes, vide explicação no capítulo 1). Desconsiderando esse efeito, a variação do EBITDA teria sido um aumento de 7,3% no acumulado. Com um impacto relativamente pequeno dos eventos climáticos sobre desempenho do mercado, o resultado ajustado positivo é influenciado por um melhor desempenho de mercado, com crescimento nas classes residencial e comercial.

## CPFL Santa Cruz:

A variação positiva do EBITDA no trimestre e no acumulado é reflexo do incremento da Parcela B e do melhor desempenho de mercado, principalmente nas classes residencial e comercial.

## Resultado Financeiro

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Receitas	289	370	(81)	-21,9%	953	1.213	(259)	-21,4%
Despesas	(877)	(878)	2	-0,2%	(2.667)	(2.528)	(139)	5,5%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(588)</b>	<b>(508)</b>	<b>(79)</b>	<b>15,6%</b>	<b>(1.714)</b>	<b>(1.315)</b>	<b>(399)</b>	<b>30,3%</b>

## Análise Gerencial

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(584)	(534)	(51)	9,5%	(1.732)	(1.695)	(37)	2,2%
Acréscimos e multas moratórias	85	94	(10)	-10,5%	303	276	27	9,7%
Marcação a mercado	(87)	(58)	(29)	49,3%	(225)	2	(227)	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	1	(4)	5	-	(78)	63	(141)	-
Outras receitas e despesas	(2)	(7)	5	-67,8%	18	38	(20)	-53,8%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(588)</b>	<b>(508)</b>	<b>(79)</b>	<b>15,6%</b>	<b>(1.714)</b>	<b>(1.315)</b>	<b>(399)</b>	<b>30,3%</b>

No trimestre, a alta das despesas decorre principalmente: (i) do aumento das **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), devido ao aumento do endividamento líquido e dos gastos com captações, compensado pela queda do IPCA e CDI neste período; (ii) do aumento do saldo de dívidas **marcadas a mercado**, devido a captações realizadas nos últimos 12 meses; e (iii) da redução de **acréscimos e multas moratórias** nas faturas de energia, pois o efeito do aumento do volume de contas pagas em atraso nas distribuidoras de São Paulo foi compensado por uma redução na RGE, em função da flexibilização implementada pela REN ANEEL nº 1.092/2024<sup>5</sup>.

No acumulado, a alta das despesas decorre principalmente: (i) da **Marcação a mercado (MTM)**, devido às novas captações e à mudança do comportamento da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado nos 9M24, que apresentou redução, em contrapartida ao aumento do *spread* de risco nos 9M23; e (ii) da menor **atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, pelo registro de saldo atualizável ativo em 2023 e passivo em 2024.

## Lucro Líquido

No trimestre, ocorreu a redução do EBITDA e a piora no resultado financeiro, de tal forma que o **lucro líquido** apresentou uma redução de 13,3%. No acumulado, a melhora do EBITDA foi parcialmente compensada pela piora no resultado financeiro, de tal forma que o **lucro líquido** apresentou uma redução de 7,4%. Desconsiderando os efeitos extraordinários, a variação teria sido um aumento de 0,2%.

<sup>5</sup> Flexibilização das Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica para enfrentamento da calamidade pública no Estado do Rio Grande do Sul.



## 3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO

### 3.2.1) Desempenho Operacional

#### Energia Gerada

GWh	3T24	3T23	Δ GWh	Δ %	9M24	9M23	Δ GWh	Δ %
Eólica	1.200	1.246	(46)	-3,7%	2.499	2.843	(344)	-12,1%
PCH	274	380	(106)	-28,0%	1.255	1.370	(116)	-8,4%
UHE	2.770	2.566	204	8,0%	7.910	4.701	3.209	68,3%
Biomassa	372	384	(12)	-3,1%	806	769	36	4,7%
Solar	0,3	0,3	0,0	12,9%	0,8	0,9	(0,1)	-6,3%
UTE	6,2	-	6	0,0%	13,3	0	13	8078,0%
<b>Total</b>	<b>4.623</b>	<b>4.577</b>	<b>46</b>	<b>1,0%</b>	<b>12.484</b>	<b>9.685</b>	<b>2.799</b>	<b>28,9%</b>

#### Disponibilidade

%	3T24	3T23	Δ p.p.	Δ %	9M24	9M23	Δ p.p.	Δ %
Eólica	94,9%	95,7%	-0,8	-0,8%	95,0%	95,6%	-0,6	-0,6%
PCH	94,4%	94,8%	-0,5	-0,5%	96,7%	94,0%	2,7	2,9%
UHE	89,5%	99,1%	-9,6	-9,7%	95,5%	98,8%	-3,4	-3,4%
Biomassa	99,5%	94,8%	4,6	4,9%	99,4%	95,5%	3,9	4,0%
Solar	100,0%	100,0%	0,0	0,0%	100,0%	100,0%	0,0	0,0%
UTE	99,0%	100,0%	-1,0	-1,0%	98,6%	99,8%	-1,2	-1,2%

### 3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	1.502	1.510	(8)	-0,5%	3.873	3.935	(62)	-1,6%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>1.381</b>	<b>1.387</b>	<b>(6)</b>	<b>-0,5%</b>	<b>3.538</b>	<b>3.606</b>	<b>(67)</b>	<b>-1,9%</b>
Custo com Energia Elétrica	(186)	(143)	(43)	30,3%	(451)	(404)	(46)	11,5%
PMSO e Previdência	(174)	(234)	60	-25,6%	(427)	(486)	58	-12,0%
Equivalência Patrimonial	86	89	(3)	-3,6%	259	249	9	3,7%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>1.107</b>	<b>1.100</b>	<b>7</b>	<b>0,6%</b>	<b>2.919</b>	<b>2.965</b>	<b>(46)</b>	<b>-1,6%</b>
Depreciação e Amortização	(220)	(219)	(1)	0,5%	(657)	(645)	(12)	1,9%
Resultado Financeiro	(18)	(103)	86	-82,6%	(247)	(404)	157	-38,9%
<i>Receitas Financeiras</i>	102	68	34	51,0%	168	165	3	1,7%
<i>Despesas Financeiras</i>	(120)	(171)	51	-29,9%	(414)	(569)	154	-27,2%
Lucro Antes da Tributação	870	778	91	11,7%	2.015	1.916	99	5,1%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>674</b>	<b>600</b>	<b>74</b>	<b>12,4%</b>	<b>1.580</b>	<b>1.472</b>	<b>108</b>	<b>7,3%</b>

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

#### Receita Operacional Líquida

Continuamos observando um pior **desempenho das usinas eólicas** no trimestre, que seguiu sendo impactado pelo efeito do *curtailment*, resultando em uma manutenção do cenário de redução da receita no trimestre e no acumulado. Houve também redução de receita a partir de reajustes nos preços de energia, previstos em contrato (IPCA e IGP-M).

## Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Energia de curto prazo	54	23	32	140,7%	100	67	33	50,1%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	73	56	18	31,8%	169	149	21	13,9%
Crédito de PIS e COFINS	(6)	(2)	(4)	196,6%	(15)	(9)	(5)	57,2%
<b>Energia Comprada para Revenda</b>	<b>122</b>	<b>76</b>	<b>45</b>	<b>59,7%</b>	<b>255</b>	<b>206</b>	<b>49</b>	<b>23,6%</b>
Encargos da Rede Básica	55	56	(1)	-1,8%	164	165	(0)	-0,2%
Encargos de Conexão	4	4	(1)	-13,5%	13	13	0	2,9%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	10	10	(0)	-1,6%	30	32	(2)	-6,1%
ESS/EER	(1)	0	(1)	-	(0)	0	(0)	-
Crédito de PIS e COFINS	(4)	(4)	0	-9,5%	(11)	(11)	(0)	1,0%
<b>Encargos</b>	<b>64</b>	<b>66</b>	<b>(2)</b>	<b>-3,3%</b>	<b>196</b>	<b>199</b>	<b>(2)</b>	<b>-1,1%</b>
<b>Custo com Energia Elétrica</b>	<b>186</b>	<b>143</b>	<b>43</b>	<b>30,3%</b>	<b>451</b>	<b>404</b>	<b>46</b>	<b>11,5%</b>

Houve uma maior despesa com **energia de curto prazo**, assim como com energia adquirida em **contratos bilaterais, ACR e ACL**, aumentando o **Custo com Energia Elétrica** no trimestre e no acumulado.

## PMSO

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Pessoal	43	43	0	0,7%	126	125	1	0,5%
Material	14	22	(8)	-35,3%	38	44	(5)	-12,0%
Serviços de Terceiros	80	75	5	6,6%	231	202	28	13,9%
<i>Serviços de Terceiros</i>	72	75	(3)	-4,0%	134	127	7	5,6%
<i>Serviços de Terceiros eventos climáticos</i>	8	-	8	0,0%	24	-	24	0,0%
Outros	36	94	(58)	-61,6%	31	114	(83)	-72,8%
<i>Baixa de Ativos</i>	(2)	1	(3)	-	(4)	(4)	0	-2,6%
<i>Baixa de Ativos eventos climáticos</i>	-	-	-	0,0%	3	-	3	0,0%
<i>Prêmio do Risco do GSF</i>	12	5	7	126,9%	24	16	7	46,2%
<i>Ajustes a Valor Justo de Investimento (efeito não caixa)</i>	-	-	-	0,0%	(56)	-	(56)	0,0%
<i>Legais, Judiciais e Indenizações</i>	4	68	(64)	-94,7%	1	44	(42)	-96,8%
<i>Outros</i>	22	19	3	15,7%	63	58	5	8,5%
<b>PMSO</b>	<b>173</b>	<b>233</b>	<b>(60)</b>	<b>-25,7%</b>	<b>426</b>	<b>485</b>	<b>(59)</b>	<b>-12,3%</b>

A variação nas despesas com PMSO no trimestre são explicadas principalmente pela redução em despesas **Legais, Judiciais e Indenizações**, por conta de um efeito do 3T23.

No acumulado, tivemos também o efeito extraordinário de Paulista Lajeado no 1T24, de R\$ 56 milhões, e os efeitos relacionados aos eventos climáticos no Rio Grande do Sul no 2T24, como já explicado no Capítulo 1.

## Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Entidade de Previdência Privada	0	0	0	52,7%	1	0	1	232,5%
Depreciação e Amortização	173	176	(3)	-1,9%	517	519	(2)	-0,3%
Amortização do Intangível da Concessão	47	42	5	11,0%	140	126	14	11,3%
<b>Demais Custos/Despesas Operacionais</b>	<b>220</b>	<b>219</b>	<b>1</b>	<b>0,6%</b>	<b>658</b>	<b>645</b>	<b>13</b>	<b>2,1%</b>

## Equivalência Patrimonial

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
UHE Barra Grande	(2)	1	(3)	-	2	3	(2)	-51,4%
UHE Foz do Chapecó	66	68	(2)	-3,5%	191	189	2	1,0%
UTE Epasa	23	20	3	12,8%	66	57	9	15,4%
<b>Equivalência Patrimonial</b>	<b>86</b>	<b>89</b>	<b>(3)</b>	<b>-3,3%</b>	<b>258</b>	<b>249</b>	<b>9</b>	<b>3,6%</b>

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

## Barra Grande

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	15	12	3	22,6%	46	41	5	12,6%
Custos/Desp. Operacionais	(10)	(11)	1	-7,6%	(23)	(25)	3	-9,9%
Depreciação e Amortização	(4)	(4)	(0)	1,9%	(11)	(11)	(0)	1,4%
Resultado Financeiro	(5)	3	(8)	-	(10)	0	(10)	-
IR/CS	1	(0)	2	-	(1)	(2)	1	-53,7%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>(2)</b>	<b>1</b>	<b>(3)</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>(2)</b>	<b>-51,4%</b>

Houve um aumento na **Receita Líquida** no trimestre e no acumulado, enquanto os **Custos e Despesas Operacionais** permaneceram em linha. A **Despesa Financeira Líquida** aumentou tanto no trimestre quanto no acumulado, por conta de maiores despesas com UBP.

## Foz do Chapecó

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	164	163	2	1,1%	485	483	3	0,6%
Custos/Desp. Operacionais	(31)	(34)	2	-6,9%	(98)	(105)	7	-6,7%
Depreciação e Amortização	(13)	(13)	0	-1,4%	(39)	(40)	0	-1,1%
Resultado Financeiro	(20)	(11)	(9)	76,7%	(61)	(46)	(15)	33,6%
IR/CS	(34)	(35)	1	-3,7%	(97)	(99)	2	-1,9%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>66</b>	<b>68</b>	<b>(2)</b>	<b>-3,5%</b>	<b>191</b>	<b>189</b>	<b>2</b>	<b>1,0%</b>

A **Receita Líquida** aumentou no trimestre e no acumulado pelo maior preço da energia suprida. A menor quantidade de energia comprada reduziu os **Custos e Despesas Operacionais** no trimestre e no acumulado. O aumento da **Despesa Financeira Líquida** é explicado por maiores despesas com UBP, principalmente por conta da variação do IPCA, redução nas rendas de aplicações financeiras e maiores atualizações monetárias e cambiais, sendo parcialmente compensada por menores encargos de dívidas.

## Epasa

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	50	41	9	21,2%	143	124	19	14,9%
Custos/Desp. Operacionais	(15)	(8)	(6)	72,1%	(37)	(30)	(8)	26,2%
Depreciação e Amortização	(12)	(12)	0	-0,1%	(37)	(37)	(0)	0,1%
Resultado Financeiro	5	4	0	11,2%	12	13	(1)	-5,9%
IR/CS	(5)	(5)	(0)	9,7%	(14)	(13)	(1)	9,7%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>23</b>	<b>20</b>	<b>3</b>	<b>12,8%</b>	<b>66</b>	<b>57</b>	<b>9</b>	<b>15,4%</b>

Com o reajuste anual da receita e maior despacho da geração, houve aumento na **Receita Líquida** e nos **Custos e Despesas Operacionais** no trimestre e no acumulado. O maior saldo de caixa no trimestre resultou em uma **Receita Financeira Líquida** maior, porém no acumulado ainda é menor em relação ao ano passado.



## Resultado Financeiro

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Receitas	102	68	34	51,0%	168	165	3	1,7%
Despesas	(120)	(171)	51	-29,9%	(414)	(569)	154	-27,2%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(18)</b>	<b>(103)</b>	<b>86</b>	<b>-82,6%</b>	<b>(247)</b>	<b>(404)</b>	<b>157</b>	<b>-38,9%</b>

## Análise Gerencial

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(64)	(101)	37	-36,6%	(248)	(358)	110	-30,8%
Marcação a mercado	(5)	3	(8)	-	(10)	14	(24)	-
Outras receitas e despesas	51	(6)	57	-	12	(61)	74	-
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(18)</b>	<b>(103)</b>	<b>86</b>	<b>-82,6%</b>	<b>(247)</b>	<b>(404)</b>	<b>157</b>	<b>-38,9%</b>

A **redução do CDI** no período reduziu as **Despesas com a Dívida Líquida** tanto no trimestre quanto no acumulado. Além disso, houve um efeito de **Atualização de Créditos Fiscais** que trouxe um efeito positivo tanto no trimestre quanto no acumulado.

## EBITDA e Lucro Líquido

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
<b>Lucro Líquido</b>	<b>674</b>	<b>600</b>	<b>74</b>	<b>12,4%</b>	<b>1.580</b>	<b>1.472</b>	<b>108</b>	<b>7,3%</b>
Depreciação e Amortização	220	219	1	0,5%	657	645	12	1,9%
Resultado Financeiro	18	103	(86)	-82,6%	247	404	(157)	-38,9%
Imposto de Renda / Contribuição Social	196	179	17	9,7%	435	444	(9)	-2,1%
<b>EBITDA</b>	<b>1.107</b>	<b>1.100</b>	<b>7</b>	<b>0,6%</b>	<b>2.919</b>	<b>2.965</b>	<b>(46)</b>	<b>-1,6%</b>

As variações de PMSO, junto do melhor desempenho do vento (+R\$ 65 milhões) foram os principais impactos do **EBITDA** no trimestre, sendo parcialmente compensadas pelo maior volume de energia eólica restringida, que causou um efeito negativo de R\$ 96 milhões. No acumulado, temos um desempenho pior do vento (-R\$ 15 milhões) junto ao efeito negativo das restrições de R\$ 123 milhões, parcialmente compensado pela variação do PMSO e pelo efeito extraordinário do ajuste de Paulista Lajeado.

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



### 3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO

#### 3.3.1) Portfólio

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

Notas:

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

(2) Contratos consolidados por equivalência patrimonial.

#### 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	3T24	3T23	Δ MWh	Δ %	9M24	9M23	Δ MWh	Δ %
ENS	119,3	197,7	(78)	-39,7%	519,8	323,7	196,2	60,6%

A redução no trimestre se deu pela menor ocorrência de eventos com impacto no fornecimento de energia, oposto do acumulado, onde o número de eventos desse tipo (relacionados com alterações climáticas provocadas pelo fenômeno El Niño) foi maior, especialmente no 1S24.

##### 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).

%	3T24	3T23	Δ %	9M24	9M23	Δ %
PVd	1,721%	0,418%	311,7%	0,319%	0,990%	-67,8%

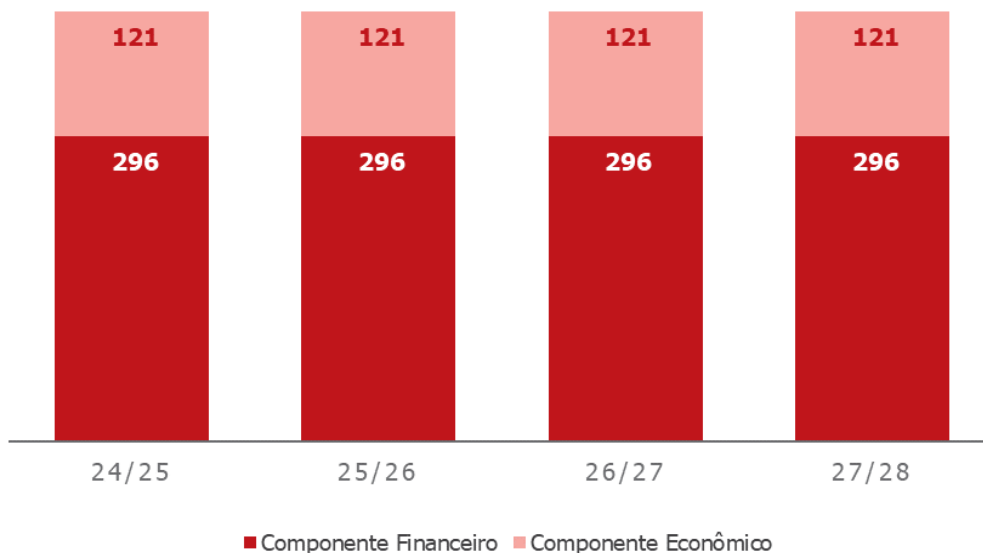
O aumento no trimestre é justificado por um evento ocorrido na linha de transmissão LT 230 kV Bagé 2 / Livramento 2 em mar/24, que começou a ser descontado em jul/24 devido às tratativas do ONS. Já no acumulado, a queda se deu devido à reativação, em fev/24, da liminar de devolução dos descontos referentes ao desligamento de duas linhas de transmissão, ocorridos em jan/22.

### 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 para a receita desses ativos pertencentes ao Contrato de Concessão 055 da CPFL Transmissão são demonstrados abaixo. Cabe destacar que o fluxo do componente financeiro foi considerado conforme reperfilamento estabelecido pela ANEEL a partir do ciclo 2021/2022, após a homologação do resultado da RTP das Transmissoras (REH nº 2.851/21). Quanto ao fluxo do componente econômico, trata-se de valor estabelecido na Resolução nº 3.344/24, que tratou da Revisão Tarifária Periódica das transmissoras.

#### Fluxo de Recebimento<sup>1</sup> | R\$ milhões



Nota: (1) Valores do gráfico estão na data base Junho/2024 e devem ser atualizados por IPCA anualmente.

#### Revisão Tarifária Periódica (“RTP”)

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

A segunda RTP estava prevista para ocorrer em 1º de julho de 2023, entretanto, assim como ocorreu com a 1ª RTP, houve a postergação, com o processo sendo concluído em 12/07/2024 com a publicação da REH nº 3.344/2024, que homologou o resultado definitivo da RTP de 2023 da RAP, associada ao Contrato de Concessão nº 055/2001, sob responsabilidade da CPFL Transmissão, e que apresentou o índice de reposicionamento definitivo das receitas 14,7%<sup>6</sup> inferior ao ciclo tarifário anterior.

Quanto ao componente econômico do RBSE, o qual refere-se à remuneração pelo custo de capital dos ativos ainda não depreciados, conforme é possível verificar na tabela abaixo, no item Baixas

<sup>6</sup> O Índice de Reposicionamento corresponde à variação nominal em relação à receita vigente no ano anterior (22/23) ao da Revisão (23/24). Não considera o financeiro da RBSE.

e Depreciação RTP 2023 RBSE, percebe-se a queda decorrente da depreciação dos ativos durante o período da atual revisão tarifária.

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

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

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

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

\* Valores expressos em R\$ milhões.

Revisão Tarifária dos contratos de concessão licitados:

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

\* Valores expressos em R\$ x 1.000.

### Reajuste Tarifário Anual ("RTA")

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

- (i) Os dados contemplam os efeitos da RTP 2023, finalizada em julho/2024, incluindo trajetória da Receita (CAOM) estabelecida também no processo de RTP 2023;
- (ii) Correção monetária pelo IPCA, em relação ao ciclo 2023/2024;
- (iii) Desconto da Parcela de Ajuste (PA), cujo impacto negativo se deve principalmente (i) pelo resultado da RTP 2023, o qual contempla os efeitos da receita recebida durante o ciclo 2023/2024, que ainda não havia sido revisada (PA Postergação), e (ii) pela reversão das diferenças das parcelas de RAP em função da não aplicação, pela ANEEL, do laudo correto fiscalizado para fins de estabelecimento da RAP na RTP 2018 ("Erro Material"). Este último, em sede de autotutela administrativa;
- (iv) Reforços e Melhorias de "pequeno porte" que entraram em operação comercial ao longo do ciclo de RTP 2018/2023 e foram avaliados na RTP 2023;
- (v) Contempla ainda, Reforços e Melhorias que entraram em operação comercial durante o ciclo de 2023/2024, e incrementaram a receita da transmissora (novos investimentos).

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

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

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

\* Valores expressos em R\$ milhões.

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

Reajuste Tarifário Anual 2024:

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

\* Valores expressos em R\$ x 1.000.

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

### 3.3.4) Desempenho Econômico-Financeiro | Regulatório



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

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

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

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	319	380	(62)	-16,2%	1.113	1.076	37	3,5%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>269</b>	<b>315</b>	<b>(46)</b>	<b>-14,5%</b>	<b>928</b>	<b>883</b>	<b>45</b>	<b>5,1%</b>
PMSO, Previdência e PDD	(89)	(54)	(36)	66,8%	(282)	(253)	(28)	11,2%
Equivalência Patrimonial	1	1	(0)	-14,9%	5	3	3	87,3%
<b>EBITDA</b>	<b>180</b>	<b>262</b>	<b>(82)</b>	<b>-31,2%</b>	<b>652</b>	<b>633</b>	<b>19</b>	<b>3,0%</b>
Depreciação e Amortização	(31)	(29)	(2)	7,4%	(88)	(87)	(1)	1,0%
Resultado Financeiro	(124)	(60)	(65)	108,7%	(287)	(142)	(145)	102,2%
<i>Receitas Financeiras</i>	23	23	(0)	-0,1%	58	68	(10)	-14,9%
<i>Despesas Financeiras</i>	(147)	(83)	(65)	78,4%	(345)	(210)	(135)	64,2%
Lucro Antes da Tributação	25	174	(149)	-85,5%	277	404	(127)	-31,5%
Imposto de Renda e Contribuição Social	0	(54)	54	-	(59)	(91)	32	-35,4%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>25</b>	<b>120</b>	<b>(94)</b>	<b>-78,8%</b>	<b>218</b>	<b>313</b>	<b>(95)</b>	<b>-30,3%</b>

#### Receita Operacional

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Contrato de Concessão 055/2001	269	336	(67)	-19,9%	961	946	15	1,6%
Sul II	12	11	1	8,9%	35	30	5	15,6%
TESB	11	9	2	26,3%	32	27	5	19,4%
Sul I	9	9	0	3,4%	27	25	3	11,1%
Contrato de Concessão 080/2002	3	5	(2)	-42,7%	13	16	(2)	-15,1%
Morro Agudo	5	5	0	4,9%	15	13	3	22,2%
Piracicaba	4	4	1	13,6%	13	11	1	12,6%
Maracanaú	3	3	0	5,5%	9	8	1	11,2%
Contrato de Concessão 004/2001 (CAC 3)	3	-	3	-	7	-	7	-
Encargos Regulatórios	(23)	(33)	10	-29,9%	(90)	(100)	10	-9,5%
<b>Receita Bruta</b>	<b>319</b>	<b>380</b>	<b>(62)</b>	<b>-16,2%</b>	<b>1.113</b>	<b>1.076</b>	<b>37</b>	<b>3,5%</b>
Deduções da Receita	(27)	(33)	6	-18,3%	(95)	(92)	(2)	2,5%
<b>Receita Líquida</b>	<b>269</b>	<b>315</b>	<b>(46)</b>	<b>-14,5%</b>	<b>928</b>	<b>883</b>	<b>45</b>	<b>5,1%</b>

No trimestre a redução percebida na **receita operacional** é devido aos efeitos da revisão tarifária para o ciclo 2024/2025, principalmente a redução do componente econômico do RBSE e do efeito da postergação na parcela de ajuste (PA), devido a revisão de 2023 ter sido postergada para 2024 do contrato de concessão 055. Já para o acumulado, ainda temos um resultado positivo vindo do ciclo anterior (2023/2024). Já os encargos regulatórios, que fazem parte da receita faturada, junto às subvenções tarifárias, tiveram uma redução, tanto no trimestre quanto no acumulado.



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

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Pessoal	(33)	(33)	0	-0,7%	(101)	(102)	1	-0,7%
Material	(3)	(2)	(2)	79,6%	(19)	(4)	(14)	335,6%
Serviços de Terceiros	(28)	(20)	(8)	41,6%	(79)	(59)	(20)	34,5%
<i>Serviço de Terceiros</i>	(25)	(20)	(5)	26,6%	(72)	(59)	(13)	22,6%
<i>Serviço de Terceiros eventos climáticos</i>	(3)	-	(3)	-	(7)	-	(7)	-
Entidade de Previdência Privada	(18)	(15)	(3)	22,1%	(54)	(46)	(8)	17,1%
Outros	(6)	17	(23)	-	(28)	(42)	13	-32,2%
<i>PDD</i>	(3)	3	(6)	-	3	(4)	7	-
<i>Despesas Jurídicas e Legais</i>	9	24	(16)	-64,7%	18	58	(40)	-69,6%
<i>Outros eventos climáticos</i>	-	-	-	-	(5)	-	(5)	-
<i>Outros</i>	(12)	(10)	(1)	12,5%	(44)	(96)	52	-54,1%
<b>PMSO</b>	<b>(89)</b>	<b>(54)</b>	<b>(36)</b>	<b>66,8%</b>	<b>(282)</b>	<b>(253)</b>	<b>(28)</b>	<b>11,2%</b>
Depreciação e Amortização	(31)	(29)	(2)	7,4%	(88)	(87)	(1)	1,0%
<b>PMSO, depreciação e amortização</b>	<b>(120)</b>	<b>(82)</b>	<b>(38)</b>	<b>46,1%</b>	<b>(370)</b>	<b>(341)</b>	<b>(29)</b>	<b>8,6%</b>

No trimestre, o **PMSO** apresentou um aumento, fruto principalmente de:

- ┌ Menor reversão de provisões, especialmente para contingências;
- ┌ Aumento da Provisão para Devedores Duvidosos (PDD);
- ┌ Aumento em serviços de terceiros, fruto de despesas com às enchentes, com podas e limpezas de linhas de transmissão;
- ┌ Aumento de entidade de previdência privada, fruto de um novo laudo atuarial.

No acumulado, também tivemos um aumento no **PMSO**, fruto principalmente de um crescimento em serviços de terceiros, por fatores explicados no trimestre, junto com manutenção devido às enchentes.

## EBITDA

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
<b>Lucro Líquido</b>	<b>25</b>	<b>120</b>	<b>(94)</b>	<b>-78,8%</b>	<b>218</b>	<b>313</b>	<b>(95)</b>	<b>-30,3%</b>
Depreciação e Amortização	31	29	2	7,4%	88	87	1	1,0%
Resultado Financeiro	124	60	65	108,7%	287	142	145	102,2%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(0)	54	(54)	-	59	91	(32)	-35,4%
<b>EBITDA</b>	<b>180</b>	<b>262</b>	<b>(82)</b>	<b>-31,2%</b>	<b>652</b>	<b>633</b>	<b>19</b>	<b>3,0%</b>

No trimestre, a redução no EBITDA se deve principalmente ao aumento ocorrido no item Outros do PMSO, e de uma menor receita, fatores explicados anteriormente. No acumulado, a receita maior recebida até o 1S24 contribuiu para um EBITDA positivo, que foi parcialmente compensado por um PMSO pior.

## Resultado Financeiro

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(85)	(74)	(12)	15,7%	(245)	(193)	(52)	26,9%
Marcação a Mercado	(39)	(4)	(35)	909,5%	(44)	(0)	(44)	9329,8%
Outras receitas e despesas	(1)	18	(19)	-	0	47	(46)	-99,1%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(125)</b>	<b>(60)</b>	<b>(65)</b>	<b>108,4%</b>	<b>(289)</b>	<b>(147)</b>	<b>(142)</b>	<b>96,8%</b>

Tanto no trimestre quanto no acumulado, a piora no resultado financeiro se deu devido às novas emissões de debêntures, ocorridas após o 3T23.

## Lucro Líquido

Tanto no trimestre quanto no acumulado, houve uma redução no lucro líquido, principalmente devido a uma piora no resultado financeiro, conforme explicado anteriormente.

### 3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro | IFRS

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	656	605	51	8,4%	1.699	1.608	91	5,7%
Receita Operacional Líquida	612	539	73	13,5%	1.519	1.412	107	7,6%
<b>Receita Operacional Líquida (ex-rec. constru</b>	<b>305</b>	<b>238</b>	<b>67</b>	<b>28,1%</b>	<b>871</b>	<b>850</b>	<b>21</b>	<b>2,5%</b>
PMSO, Previdência e PDD	(59)	(57)	(2)	2,7%	(240)	(249)	9	-3,7%
Custos com construção de infraestrutura	(181)	(220)	39	-17,8%	(421)	(415)	(5)	1,3%
Equivalência Patrimonial	1	(0)	1	-	5	3	2	48,5%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>373</b>	<b>262</b>	<b>112</b>	<b>42,6%</b>	<b>863</b>	<b>751</b>	<b>112</b>	<b>14,9%</b>
Depreciação e Amortização	(9)	(15)	7	-43,6%	(28)	(44)	15	-35,2%
Resultado Financeiro	(125)	(60)	(65)	108,4%	(289)	(147)	(142)	96,8%
<i>Receitas Financeiras</i>	23	18	5	28,3%	114	65	49	75,5%
<i>Despesas Financeiras</i>	(147)	(78)	(70)	90,0%	(403)	(212)	(191)	90,2%
Lucro Antes da Tributação	240	187	53	28,6%	546	560	(14)	-2,6%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(27)	(67)	40	-60,2%	(106)	(169)	62	-37,0%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>213</b>	<b>120</b>	<b>94</b>	<b>78,4%</b>	<b>440</b>	<b>392</b>	<b>48</b>	<b>12,2%</b>

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



## 3.4) SEGMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS

### 3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

#### Comercialização

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	956	739	217	29,4%	2.108	1.967	141	7,1%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>830</b>	<b>629</b>	<b>201</b>	<b>31,9%</b>	<b>1.801</b>	<b>1.659</b>	<b>142</b>	<b>8,6%</b>
Custo com Energia Elétrica	(848)	(602)	(246)	40,8%	(1.746)	(1.592)	(154)	9,7%
PMSO, Previdência e PDD	(18)	(15)	(2)	16,0%	(53)	(46)	(7)	14,9%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>(36)</b>	<b>11</b>	<b>(47)</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>20</b>	<b>(19)</b>	<b>-91,7%</b>
Depreciação e Amortização	(2)	(2)	(0)	10,3%	(5)	(4)	(1)	13,6%
Resultado Financeiro	(5)	(13)	8	-64,1%	(16)	(67)	51	-75,7%
<i>Receitas Financeiras</i>	9	19	(10)	-51,0%	40	39	1	2,2%
<i>Despesas Financeiras</i>	(14)	(32)	18	-56,4%	(56)	(106)	50	-47,0%
Lucro Antes da Tributação	(42)	(3)	(39)	1299,1%	(19)	(51)	31	-61,9%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(3)	(0)	(3)	1066,9%	(6)	(1)	(5)	809,7%
<b>Lucro (prejuízo) Líquido</b>	<b>(45)</b>	<b>(3)</b>	<b>(42)</b>	<b>1281,3%</b>	<b>(26)</b>	<b>(51)</b>	<b>26</b>	<b>-50,4%</b>

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

#### Serviços

R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	343	284	59	20,8%	1.022	802	220	27,5%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>315</b>	<b>261</b>	<b>54</b>	<b>20,7%</b>	<b>938</b>	<b>734</b>	<b>204</b>	<b>27,8%</b>
PMSO, Previdência e PDD	(245)	(203)	(42)	20,6%	(711)	(568)	(143)	25,2%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>70</b>	<b>58</b>	<b>12</b>	<b>21,0%</b>	<b>228</b>	<b>166</b>	<b>61</b>	<b>36,8%</b>
Depreciação e Amortização	(20)	(12)	(8)	64,0%	(49)	(37)	(12)	31,6%
Resultado Financeiro	1	3	(2)	-69,5%	8	10	(2)	-22,4%
<i>Receitas Financeiras</i>	4	6	(3)	-44,5%	14	18	(4)	-21,9%
<i>Despesas Financeiras</i>	(3)	(3)	1	-20,1%	(7)	(9)	2	-21,5%
Lucro Antes da Tributação	51	49	2	4,6%	186	139	47	34,0%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(12)	(13)	1	-9,5%	(47)	(34)	(13)	38,7%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>39</b>	<b>36</b>	<b>4</b>	<b>9,8%</b>	<b>139</b>	<b>105</b>	<b>34</b>	<b>32,5%</b>

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



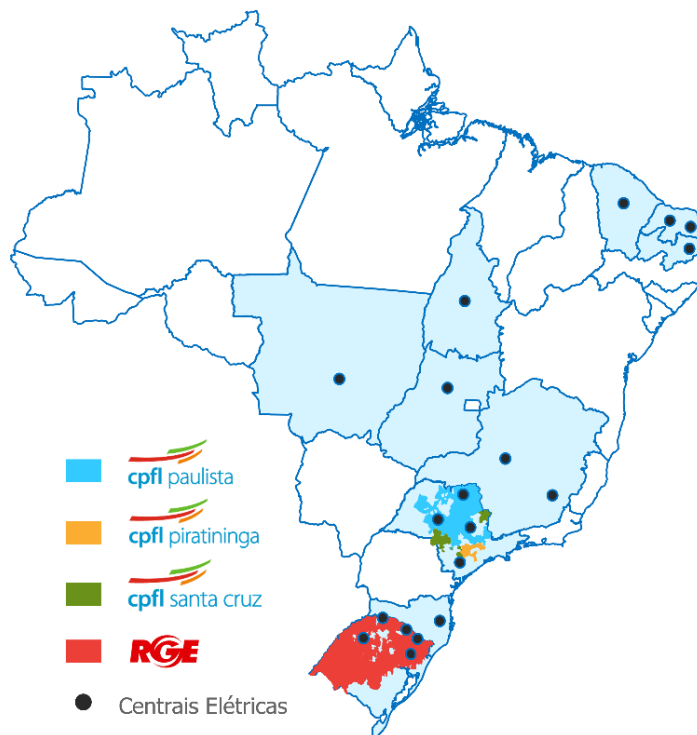
### Perfil da Empresa e Estrutura Societária

#### 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% de participação no Brasil, atendendo cerca de 10,6 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 15,9 mil MVA e mais de 6 mil quilômetros de linhas de transmissão. Conta ainda com uma operação nacional por meio da CPFL Soluções, fornecendo soluções integradas em gestão e comercialização de energia, eficiência energética, geração distribuída, infraestrutura energética e serviços de consultoria. Para acessar o Mapa de Atuação detalhado, [clique aqui](#).



#### Estratégia de Crescimento

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

#### Estrutura Societária e Governança Corporativa

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

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

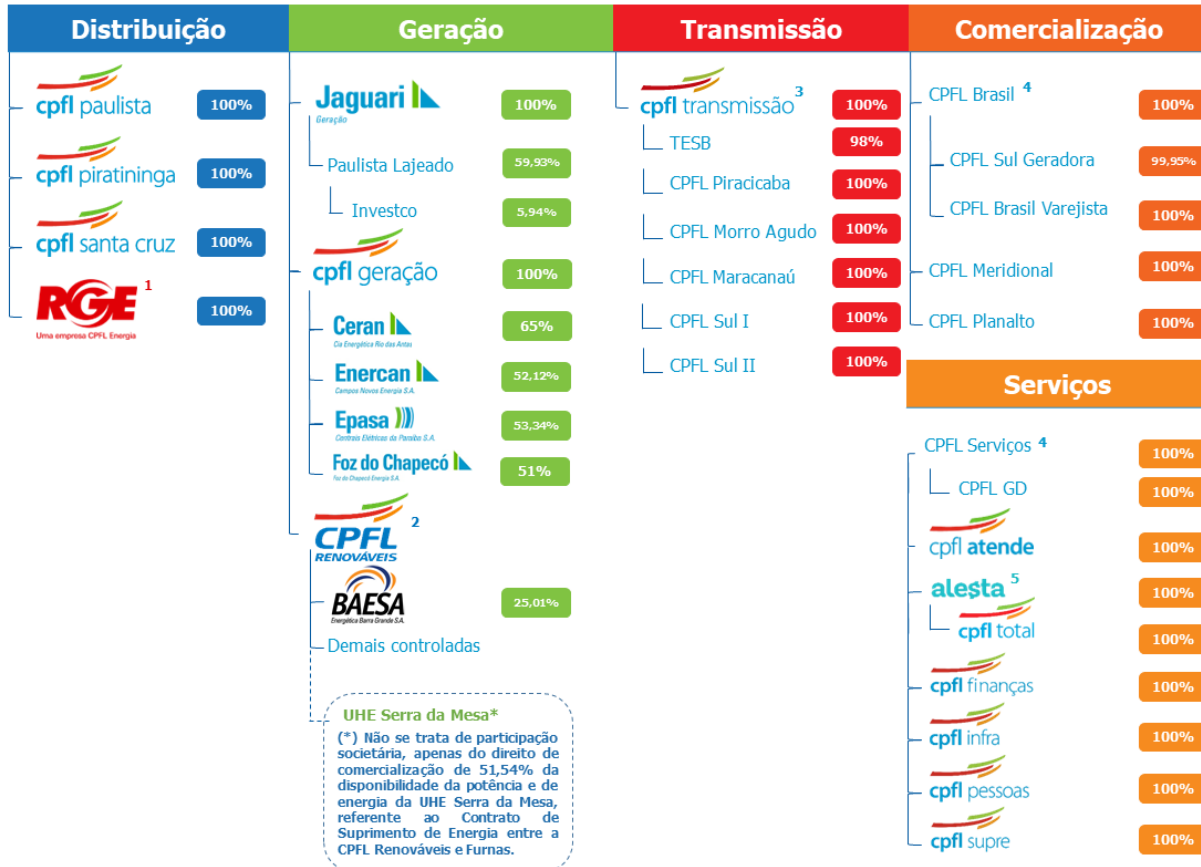


83,71%



Free Float

16,29%



Base: 30/09/2024

Notas:

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

### Política de Distribuição de Dividendos

A Política de Distribuição de Dividendos da CPFL Energia estabelece que seja distribuído anualmente como dividendo, no mínimo, 50% do lucro líquido ajustado<sup>7</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>7</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.







# 3Q24 Results

Energy for a more sustainable future



**VIDEOCONFERENCE**  
November 11<sup>th</sup>, 2024

Time: 11:00 am (BRT) | 09:00 am (ET)

Videoconference in Portuguese with simultaneous translation into English

[Click here](#) or use the QR Code





## Message from the CEO

We have reached the end of another quarter, having overcome challenges and sought opportunities. In this quarter, we posted EBITDA of R\$ 3.2 billion and Net Income of R\$ 1.3 billion. In the cumulative analysis over the nine-month period, we achieved consistent results, with EBITDA showing a 1.4% increase as a result of the fulfillment of our strategic pillars.

In the Distribution segment, once again load was a positive highlight, as it remains strong this quarter, even when compared to the third quarter of 2023, which already had a solid foundation. The residential and commercial segments continued to experience significant growth, with increases of 4.0% and 4.3%, respectively. In the industrial segment, we recorded a growth of 4.0%, as a result of a recovery in the industry, with positive consumption rates in 7 of the 10 sectors with the largest share in our concession area. The rural segment grew by 12.4%, mainly due to the performance of distributors in the state of São Paulo, owing to the drought in the region with the delay of the wet season. Another highlight in the Distribution segment was the PMSO with growth below inflation, as already seen in previous quarters.

In the Generation segment the highlight was the wind energy, which increased by 19.5% compared to the third quarter of 2023. However, we are still facing the restrictions imposed by the ONS, resulting in a 23.2% impact due to curtailment.

In relation to the Transmission segment, we highlight that, in July, ANEEL announced the Annual Permitted Revenues (RAPs) that will be in effect until June 2025. For this 2024-2025 cycle, our transmission companies will receive the amount of R\$ 1,057 billion.

Our investments remain high across all segments. This quarter, we invested a total of R\$ 1.5 billion, including R\$ 1.1 billion in the Distribution segment and R\$ 201 million in the Transmission segment. We have already invested R\$ 3.9 billion year-to-date, and our 2024-2028 Capex Plan is to reach R\$ 5.9 billion in 2024.

As regards our financial discipline, cash management and optimization of the capital structure, we ended the quarter with leverage of 2.04 times the EBITDA, based on the measurement criterion used in financial covenants, and cash balance of R\$ 3.8 billion. I also highlight, in this quarter, the funding transactions carried out in the financial market in the total amount of R\$ 2.9 billion at a cost of CDI + 0.53%, with an average term of 5.7 years.

Finally, I would like to share some achievements of the CPFL Group, such as the Valor 1,000 award, in which CPFL Energia was recognized for the second consecutive year as the best company in the Energy sector, evaluated on financial performance and ESG practices. In addition, we were also recognized as Company of the Year in the Energy sector by the *Época Negócios 360º* Yearbook. Finally, we won the Abradee award, where we were recognized as the 4 best distributors in the ESG category. We also had the top 3 distributors in the Southeast region and the best distributor in the South region, in addition to having the top 2 distributors in the National award.

These awards are a recognition of the dedication and commitment of all our employees, which motivate us to continue innovating and positively impacting the lives of people. I reiterate our trust in and commitment to all our stakeholders, and remain optimistic about the progress being made in Brazil's electricity sector and the continuity of CPFL Group's business platform, which is increasingly better prepared and positioned to face the challenges and opportunities in the country.

**Gustavo Estrella**  
CEO, CPFL Energia

## Key Indicators

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Load in the Concession Area   GWh	17,656	17,237	419	2.4%	54,813	52,250	2,563	4.9%
Sales within the Concession Area   GWh	17,442	16,753	689	4.1%	54,339	51,659	2,679	5.2%
<i>Captive Market</i>	9,348	9,532	(184)	-1.9%	30,609	29,891	718	2.4%
<i>Free Client</i>	8,095	7,221	873	12.1%	23,730	21,768	1,962	9.0%
Gross Operating Revenue	15,403	14,372	1,031	7.2%	44,601	41,428	3,173	7.7%
Net Operating Revenue	10,854	9,975	879	8.8%	30,682	29,203	1,479	5.1%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>3,155</b>	<b>3,134</b>	<b>21</b>	<b>0.7%</b>	<b>9,858</b>	<b>9,719</b>	<b>139</b>	<b>1.4%</b>
<i>Distribution</i>	1,652	1,712	(61)	-3.5%	5,877	5,843	34	0.6%
<i>Generation</i>	1,107	1,100	7	0.6%	2,919	2,965	(46)	-1.6%
<i>Transmission</i>	373	262	112	42.6%	863	751	112	14.9%
<i>Commercialization, Services &amp; Others</i>	23	60	(37)	-61.4%	199	160	39	24.5%
<b>Net Income</b>	<b>1,332</b>	<b>1,313</b>	<b>19</b>	<b>1.5%</b>	<b>4,187</b>	<b>4,210</b>	<b>(23)</b>	<b>-0.5%</b>
<i>Distribution</i>	523	603	(80)	-13.3%	2,246	2,424	(178)	-7.4%
<i>Generation</i>	674	600	74	12.4%	1,580	1,472	108	7.3%
<i>Transmission</i>	213	120	94	78.4%	440	392	48	12.2%
<i>Commercialization, Services &amp; Others</i>	(79)	(10)	(69)	676.2%	(78)	(77)	(1)	0.8%
<b>Net Debt<sup>(2)</sup></b>	<b>26,633</b>	<b>23,120</b>	<b>3,513</b>	<b>15.2%</b>	<b>26,633</b>	<b>23,120</b>	<b>3,513</b>	<b>15.2%</b>
Net Debt / EBITDA <sup>(2)</sup>	2.04	1.71	-	18.8%	2.04	1.71	-	18.8%
Investments <sup>(3)</sup>	1,454	1,234	219	17.8%	3,901	3,517	384	10.9%
<b>Stock Performance</b>	<b>33.93</b>	<b>33.61</b>	<b>0.32</b>	<b>1.0%</b>	<b>33.93</b>	<b>33.61</b>	<b>0.32</b>	<b>1.0%</b>
<b>Daily Average Volume</b>	<b>52</b>	<b>57</b>	<b>(5)</b>	<b>-8.7%</b>	<b>63</b>	<b>65</b>	<b>(2)</b>	<b>-2.4%</b>

Notes:

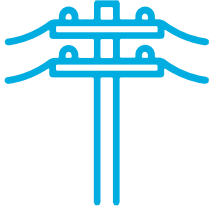
- (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result, depreciation/amortization, as CVM Resolution no. 156/22. See the calculation in item 2.1 of this report;
- (2) In financial covenants criteria, which considers CPFL Energia's stake in each generation projects and in CPFL Transmissão;
- (3) Does not include special obligations.



The data disclosed in this release, as well as further details, are available in Excel, and can be consulted in the **Historical Information Base**, available in the IR website. To access, [click here](#).

In case of doubts, [Talk to IR](#).

## Highlights



Load in the concession area<sup>1</sup>  
**+2.4%**



EBITDA  
**R\$ 3,155**  
million (+0.7%)



Net Income  
**R\$ 1,322**  
million (+1.5%)



Net Debt  
**R\$ 26.6**  
billion with a leverage of **2.04x** (Net Debt/EBITDA<sup>2</sup>)



CAPEX  
**R\$ 1,454**  
million (+17.8%)



We are “**Most Honred**” in utilities by **Institutional Investor Research**, being recognized<sup>3</sup> as the **best**: CEO, IR Professional, IR Team and IR Program



We have been widely recognized in the **Abradee Award** with our four distributors being finalists in **ESG**, in addition to winning 1<sup>st</sup> and 2<sup>nd</sup> place **National** with CPFL Santa Cruz and CPFL Paulista



A **CPFL Energia** won the 1<sup>st</sup> place in the Electric Sector for the **2<sup>nd</sup> consecutive year** in the **Valor 1,000** and **Época Negócios 360°** awards



Election of **Ms. Wang Kedi** as a **member** of the Board of Directors



Partnership in a **Pilot Project** for the production of **Green Hydrogen** in Rio Grande do Norte

1) Load net of losses; 2) In the financial covenants criteria; 3) By sell-side analysts.

## Contents

<b>1) CPFL ENERGIA ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE .....</b>	<b>6</b>
1.1) Economic-Financial Performance .....	6
1.2) Indebtedness .....	11
1.2.1) Financial Debt in IFRS Criteria .....	11
1.2.2) Debt in Financial Covenants Criteria .....	12
1.3) Investments .....	13
1.3.1) Actual Investments by Segment .....	13
1.3.2) Investment Forecast .....	13
<b>2) SUSTAINABILITY AND ESG INDICATORS .....</b>	<b>14</b>
2.1) ESG Plan 2030 .....	14
2.2) Key ESG Indicators aligned to the Plan .....	15
<b>3) PERFORMANCE OF BUSINESS SEGMENTS .....</b>	<b>16</b>
<b>3.1) DISTRIBUTION SEGMENT .....</b>	<b>17</b>
3.1.1) Operational Performance .....	17
3.1.1.1) Load Net of Losses   Concession Area .....	17
3.1.1.2) Energy Sales   Concession Area .....	17
3.1.1.3) Delinquency .....	18
3.1.1.4) Losses .....	19
3.1.1.5) SAIDI and SAIFI .....	20
3.1.2) Tariff Events .....	20
3.1.3) Economic-Financial Performance .....	21
<b>3.2) GENERATION SEGMENT .....</b>	<b>27</b>
3.2.1) Operational Performance .....	27
3.2.2) Economic-Financial Performance .....	27
<b>3.3) TRANSMISSION SEGMENT .....</b>	<b>31</b>
3.3.1) Portfolio .....	31
3.3.2) Operational Performance .....	31
3.3.3) Regulatory Themes .....	32
3.3.4) Economic-Financial Performance   Regulatory .....	35
3.3.5) Economic-Financial Performance   IFRS .....	37
<b>3.4) COMMERCIALIZATION AND SERVICES SEGMENTS .....</b>	<b>38</b>
3.4.1) Economic-Financial Performance .....	38
<b>4) ATTACHMENTS .....</b>	<b>39</b>



## 1) CPFL ENERGIA ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE

### 1.1) Economic-Financial Performance

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	15,403	14,372	1,031	7.2%	44,601	41,428	3,173	7.7%
Net Operating Revenue	10,854	9,975	879	8.8%	30,682	29,203	1,479	5.1%
<b>Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)</b>	<b>9,338</b>	<b>8,731</b>	<b>607</b>	<b>7.0%</b>	<b>26,907</b>	<b>25,888</b>	<b>1,020</b>	<b>3.9%</b>
Cost of Electric Power	(5,200)	(4,604)	(596)	13.0%	(13,921)	(13,157)	(764)	5.8%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(1,217)	(1,229)	13	-1.0%	(3,676)	(3,478)	(197)	5.7%
Costs of Building the Infrastructure	(1,369)	(1,097)	(272)	24.8%	(3,491)	(3,102)	(389)	12.5%
Equity Income	87	89	(2)	-2.4%	263	252	11	4.3%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>3,155</b>	<b>3,134</b>	<b>21</b>	<b>0.7%</b>	<b>9,858</b>	<b>9,719</b>	<b>139</b>	<b>1.4%</b>
Depreciation and Amortization	(587)	(557)	(30)	5.3%	(1,724)	(1,653)	(71)	4.3%
Financial Income (Expense)	(743)	(683)	(59)	8.7%	(2,274)	(1,920)	(355)	18.5%
<i>Financial Revenues</i>	417	476	(59)	-12.5%	1,211	1,496	(284)	-19.0%
<i>Financial Expenses</i>	(1,159)	(1,159)	(0)	0.0%	(3,486)	(3,415)	(71)	2.1%
Income Before Taxes	1,826	1,894	(68)	-3.6%	5,860	6,146	(286)	-4.7%
Income Tax / Social Contribution	(494)	(581)	87	-15.0%	(1,673)	(1,936)	263	-13.6%
<b>Net Income</b>	<b>1,332</b>	<b>1,313</b>	<b>19</b>	<b>1.5%</b>	<b>4,187</b>	<b>4,210</b>	<b>(23)</b>	<b>-0.5%</b>

Note: (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial results and depreciation/amortization.

### Non-cash effects, extraordinary items and others

We highlight below the non-cash effects, extraordinary items and others of greater relevance observed in the periods analyzed, as a way to facilitate the understanding of the variations in Company's results.

EBITDA effects   R\$ million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
<b>Non-cash effects (recurrent)</b>								
Adjustments in the concession financial assets (VNR)	114	38	77	204.1%	705	671	33	4.9%
Legal and judicial expenses	(57)	(115)	58	-50.5%	(174)	(224)	51	-22.7%
Assets write-off	(39)	(44)	5	-12.1%	(113)	(112)	(0)	0.4%
<b>Extraordinary items</b>								
Climate Events Impacts - Rio Grande do Sul	(7)	-	(7)	-	(119)	-	(119)	-
Investment Fair Value Adjustments (non-cash effect)	-	-	-	-	56	-	56	-
Tariff review (RAB report)	-	-	-	-	-	196	(196)	-

### Extraordinary items explanation

The quarter result is impacted by the following extraordinary items:

- l Climate Events Impacts – Rio Grande do Sul:
  - a. RGE (-R\$ 3 million): (i) Reversal of provisions for (i) asset write-offs in the amount of R\$ 2 million, (ii) services related to the replacement of impacted assets, cleaning and infrastructure services, fleet maintenance, among others, in the amount of R\$1 million;
  - b. Ceran (R\$ 8 million): (i) cleaning and infrastructure services, among others;
  - c. CPFL Transmissão (R\$ 3 million): (i) infrastructure and maintenance expenses, among others.

In the YTD analysis, the result is impacted by the following extraordinary items:



Climate Events Impacts – Rio Grande do Sul:

- a. RGE (R\$ 80 million): (i) damaged assets write-off, in the amount of R\$ 47 million, mainly meters and distribution grid and substation equipment (R\$ 38 million) and their respective write-off in concession financial asset (R\$ 9 million), (ii) services related to the replacement of impacted assets, cleaning and infrastructure services, fleet maintenance, among others, in the amount of R\$ 22 million, and (iii) impossibility of billing clients affected by the floods, in an **estimated amount** of R\$ 12 million;
- b. Ceran (R\$ 27 million): (i) cleaning and infrastructure services, among others, in the amount of R\$ 24 million, and (ii) damaged assets write-off, in the amount of R\$ 3 million;
- c. CPFL Transmissão (R\$ 11 million): (i) infrastructure and maintenance expenses, among others, in the amount of R\$ 8 million, and (ii) infrastructure assets write-off, in the amount of R\$ 3 million.

Investment Fair Value Adjustments (non-cash effect): positive effect of R\$ 56 million in 1Q24, due to the remeasurement at fair value in the investment recorded in Paulista Lajeado;

Regulatory Asset Base (“RAB”) Appraisal Report – 9M23 effect:

- a. CPFL Paulista (R\$ 72 million): adjustment of the final appraisal report;
- b. RGE (R\$ 77 million): value referring to the complement for the final appraisal report;
- c. CPFL Piratininga (R\$ 47 million): value referring to the preliminary appraisal report.

**Other relevant numbers for result analysis**

EBITDA effects   Transmission Segment	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
EBITDA IFRS	373	262	112	42.6%	863	751	112	14.9%
EBITDA Regulatory	180	262	(82)	-31.2%	652	633	19	3.0%
<b>Diference IFRS (-) Regulatory</b>	<b>193</b>	<b>(0)</b>			<b>211</b>	<b>118</b>		

Financial results effect   R\$ million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Late payment interest and fines	86	95	(10)	-10.2%	304	279	25	9.0%
Mark-to-market (MTM)	(131)	(60)	(70)	116.0%	(279)	15	(293)	-

The financial result was influenced by an extraordinary item:

- l Late payment interest and fines: less expressive result in the quarter due to REN No. 1,092/2024, referring to the flexibility of the Rules for Provision of the Public Service of Distribution of Electric Energy to face the public calamity in the State of Rio Grande do Sul<sup>1</sup>;
- l Mark-to-market (MTM): in the quarter, we had an effect related to higher marked debt balance. in the YTD, financial expense related to the reduction of credit spread practiced by the market in 1Q24, versus the increase in the risk spread practiced by the market in 1Q23.

<sup>1</sup> REN 1,092/24 established, among other measures, that actions to collect late payments and the application of interest and fines would be suspended for 90 days for municipalities in the state of Rio Grande do Sul where a “state of emergency” was declared and 30 days for other municipalities in the state.

## Net Operating Revenue by Segment

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Distribution	8,536	7,978	558	7.0%	25,176	23,967	1,209	5.0%
Generation	1,381	1,387	(6)	-0.5%	3,538	3,606	(67)	-1.9%
Transmission	612	539	73	13.5%	1,519	1,412	107	7.6%
Commercialization	830	629	201	31.9%	1,801	1,659	142	8.6%
Services	315	261	54	20.7%	938	734	204	27.8%
Elimination and Others	(818)	(818)	0	0.0%	(2,291)	(2,174)	(116)	5.3%
<b>Net Operating Revenue</b>	<b>10,854</b>	<b>9,975</b>	<b>879</b>	<b>8.8%</b>	<b>30,682</b>	<b>29,203</b>	<b>1,479</b>	<b>5.1%</b>

In the Distribution segment, the expansion of revenue with energy sales (Captive + TUSD), favored by high temperatures, was the main responsible for the growth in the quarter and YTD, partially offset by the lower update of the concession's financial asset.

For further details about the variation in net operating revenue by segment, see **Chapter 3 – Performance of Business Segments**.

## Cost of Electric Energy

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Itaipu	573	595	(22)	-3.8%	1,648	1,588	60	3.8%
PROINFA	93	108	(15)	-14.2%	276	313	(36)	-11.7%
Auction, Bilateral Contracts and Spot Market	3,613	2,952	662	22.4%	8,933	8,498	434	5.1%
PIS and COFINS Tax Credit	(376)	(327)	(50)	15.2%	(945)	(927)	(18)	1.9%
<b>Cost of Electric Power Purchased for Resale</b>	<b>3,903</b>	<b>3,328</b>	<b>574</b>	<b>17.3%</b>	<b>9,912</b>	<b>9,473</b>	<b>440</b>	<b>4.6%</b>
National Grid Charges	955	1,025	(69)	-6.8%	3,111	2,859	252	8.8%
Itaipu Transmission Charges	78	109	(31)	-28.8%	291	151	140	92.6%
Connection Charges	31	26	5	19.0%	89	81	9	10.7%
Charges for the Use of the Distribution System	11	21	(10)	-49.3%	32	63	(30)	-48.6%
ESS / EER	360	232	128	54.9%	917	822	96	11.7%
PIS and COFINS Tax Credit	(138)	(138)	1	-0.5%	(432)	(400)	(32)	8.0%
<b>Charges</b>	<b>1,297</b>	<b>1,275</b>	<b>22</b>	<b>1.7%</b>	<b>4,009</b>	<b>3,575</b>	<b>434</b>	<b>12.1%</b>
<b>Cost of Electric Energy</b>	<b>5,200</b>	<b>4,604</b>	<b>596</b>	<b>13.0%</b>	<b>13,921</b>	<b>13,048</b>	<b>874</b>	<b>6.7%</b>

**Costs with Energy Purchased for Resale** increased in the quarter and YTD mainly due to the increase in **Auction, Bilateral Contracts and Spot Market**, partially offset by the decrease in **PROINFA** (reduction in the amount of energy and the average tariff between periods). In the YTD, the increase in **Charges for the Use of the Transmission and Distribution System** (National Grid, Itaipu transport, connection and use of the transmission and distribution system), is mainly due to the variation in National Grid Charges, due to the adjustment in the Tariff for the Use of the Transmission System (TUST), as of July 2023, in accordance with ANEEL Resolution No. 3,217/23, for RGE, CPFL Paulista and CPFL Piratininga, partially offset by adjustment in the Tariff for the Use of the Transmission System (TUST) in accordance with ANEEL Resolution No. 3,349/24, as of July 2024. About **sector charges (ESS/EER)**, the variations perceived, in the quarter and YTD, result from the ESS - System Service Charges, due to the increase in the level of thermal dispatches outside the order of price merit that occurred in the period.

For further details about the variation in the Cost of Electric Energy, see **Chapter 3 – Performance of Business Segments**.

## PMSO

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Personnel	564	532	32	6.0%	1,654	1,555	99	6.3%
Material	133	138	(5)	-3.5%	395	376	18	4.8%
Outsourced Services	266	236	30	12.8%	765	699	66	9.5%
<i>Outsourced Services</i>	256	236	21	8.9%	711	699	12	1.7%
<i>Outsourced Services climate events</i>	9	-	9	-	54	-	54	-
Other Operating Costs/Expenses	227	278	(51)	-18.4%	762	709	52	7.4%
<i>ADA</i>	105	63	42	66.5%	325	191	134	70.4%
<i>Assets Write-Off</i>	39	44	(5)	-12.0%	113	112	0	0.4%
<i>Assets Write-Off climate events</i>	(5)	-	(5)	-	44	-	44	-
<i>Legal and judicial expenses</i>	57	115	(58)	-50.5%	174	224	(51)	-22.7%
<i>Investment Fair Value Adjustments (non-cash effect)</i>	-	-	-	-	(56)	-	(56)	-
<i>Others</i>	31	56	(25)	-44.8%	162	182	(19)	-10.7%
<b>PMSO</b>	<b>1,190</b>	<b>1,183</b>	<b>6</b>	<b>0.5%</b>	<b>3,575</b>	<b>3,340</b>	<b>235</b>	<b>7.0%</b>

The PMSO was impacted by an extraordinary item – climate events in Rio Grande do Sul (for more details, see explanation at the beginning of the chapter), which generated a negative effect of R\$ 4 million in the quarter and R\$ 98 million in the YTD. In the YTD, we also had the extraordinary positive effect of Paulista Lajeado in 1Q24, in the amount of R\$ 56 million.

Excluding these items, the PMSO would have an increase in the quarter and the YTD, respectively, of 0.1% (R\$ 1 million) and 5.8% (R\$ 193 million), due to the following factors:

- ┌ **MSO not linked to inflation (decrease of R\$ 6 million in the quarter and increase of R\$ 89 million in the YTD):** decrease in legal and judicial expenses offset by increase in the allowance for doubtful accounts (ADA);
- ┌ **MSO linked to inflation (decrease of R\$ 25 million in the quarter and increase of R\$ 6 million in the YTD) - main impacts:** decrease in expenses with audit and consultancy (R\$ 7 million in the quarter and R\$ 11 million YTD);
- ┌ **Personnel (increases of R\$ 32 million in the quarter and of R\$ 99 million in the YTD):** reflect the salary adjustments resulting from the collective bargaining agreements applied in 2023, in addition to a headcount increase of 14.5% in the Services segment (which represents 32% of the CPFL group's workforce); it is worth mentioning that this increase in costs in the Services segment has revenue linked to it. The YTD also has a headcount increase of 2.4% in the Distribution segment.

## Other operating costs and expenses

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Costs of Building the Infrastructure	1,369	1,097	272	24.8%	3,491	3,102	389	12.5%
Private Pension Fund	27	46	(19)	-40.9%	101	139	(38)	-27.5%
Depreciation and Amortization	587	557	30	5.3%	1,724	1,653	71	4.3%
<b>Other operating costs and expenses</b>	<b>1,983</b>	<b>1,700</b>	<b>283</b>	<b>16.7%</b>	<b>5,315</b>	<b>4,894</b>	<b>421</b>	<b>8.6%</b>

## EBITDA

**EBITDA** of the quarter and YTD was impacted by the positive result of the Transmission segment, due to an increase in margin.

EBITDA is calculated according to CVM Resolution No. 156/22 and showed in the table below:

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
<b>Net Income</b>	<b>1,332</b>	<b>1,313</b>	<b>19</b>	<b>1.5%</b>	<b>4,187</b>	<b>4,210</b>	<b>(23)</b>	<b>-0.5%</b>
Depreciation and Amortization	587	557	30	5.3%	1,724	1,653	71	4.3%
Financial Result	743	683	59	8.7%	2,274	1,920	355	18.5%
Income Tax / Social Contribution	494	581	(87)	-15.0%	1,673	1,936	(263)	-13.6%
<b>EBITDA</b>	<b>3,155</b>	<b>3,134</b>	<b>21</b>	<b>0.7%</b>	<b>9,858</b>	<b>9,719</b>	<b>139</b>	<b>1.4%</b>

## Financial Result

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Revenues	417	476	(59)	-12.5%	1,211	1,496	(284)	-19.0%
Expenses	(1,159)	(1,159)	(0)	0.0%	(3,486)	(3,415)	(71)	2.1%
<b>Financial Result</b>	<b>(743)</b>	<b>(683)</b>	<b>(59)</b>	<b>8.7%</b>	<b>(2,274)</b>	<b>(1,920)</b>	<b>(355)</b>	<b>18.5%</b>

## Managerial Analysis

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Expenses with the net debt	(738)	(744)	6.17	-0.8%	(2,226)	(2,349)	123	-5.2%
Late payment interest and fines	86	95	(9.74)	-10.2%	304	279	25	9.0%
Mark-to-market	(131)	(60)	(70.13)	116.0%	(279)	15	(293)	-
Adjustment to the sectorial financial asset/liability	1	(4)	5.36	-	(78)	63	(141)	-
Others financial revenues/expenses	40	31	8.95	29.2%	4	73	(69)	-94.0%
<b>Financial Result</b>	<b>(743)</b>	<b>(683)</b>	<b>(59.40)</b>	<b>8.7%</b>	<b>(2,274)</b>	<b>(1,920)</b>	<b>(355)</b>	<b>18.5%</b>

**Net financial expenses** increased in the quarter mainly due the effect of **Mark-to-market**, partially offset by an increase in tax credits adjustments and lower expenses with net debt.

In the YTD, it was mainly a reflection of the **Mark-to-market**, due to the reduction in the risk spread curve practiced by the market, in comparison to the beginning of 2023, and the **Adjustment to the sectorial financial asset/liability**, mainly justified by the recording of the updatable balance of assets in 2023 and liabilities in 2024. These effects were partially offset by the reduction in **net debt expenses**, mainly due to the drop in the CDI in the period.

## Net Income

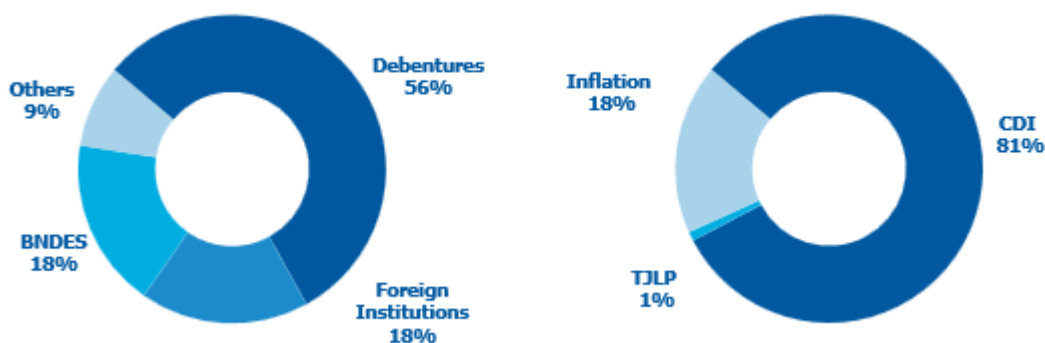
The increase of 1.5% reflects mainly the **EBITDA** performance of the quarter, resulting from the better performance of the Transmission segment. In the YTD, higher **net financial expenses** result in 0.5% reduction in Net Income, offset by the better performance of the Distribution segment in 1H24.

## 1.2) Indebtedness

### 1.2.1) Financial Debt in IFRS Criteria

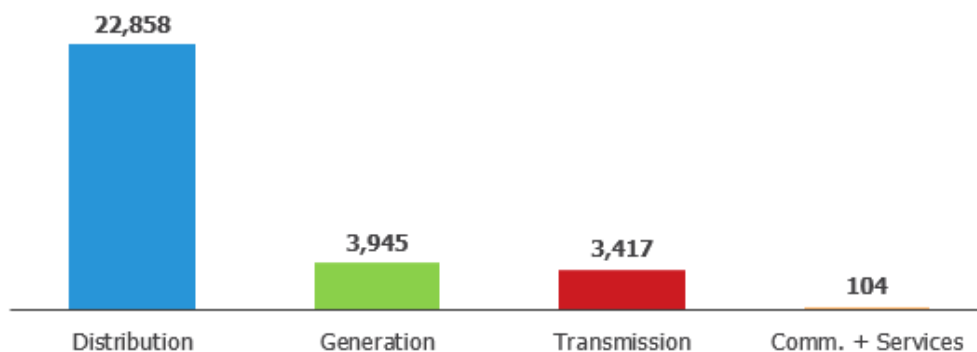
R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %
Financial Debt (including hedge)	30,323	28,519	(1,804)	6.3%
Available Funds	(3,820)	(5,704)	(1,884)	-33.0%
<b>Net Debt</b>	<b>26,503</b>	<b>22,816</b>	<b>3,688</b>	<b>16.2%</b>
Debt Cost	11.2%	12.9%	-	-13.7%

### Breakdown by Profile and Indexation | After Hedge



To mitigate any risk of market fluctuations, around R\$ 5.3 billion in debt is protected by **hedge** operations. In order to protect the exchange rate and the rate linked to the contract, **swap** operations were contracted for foreign currency debts (18.8% of total IFRS debts).

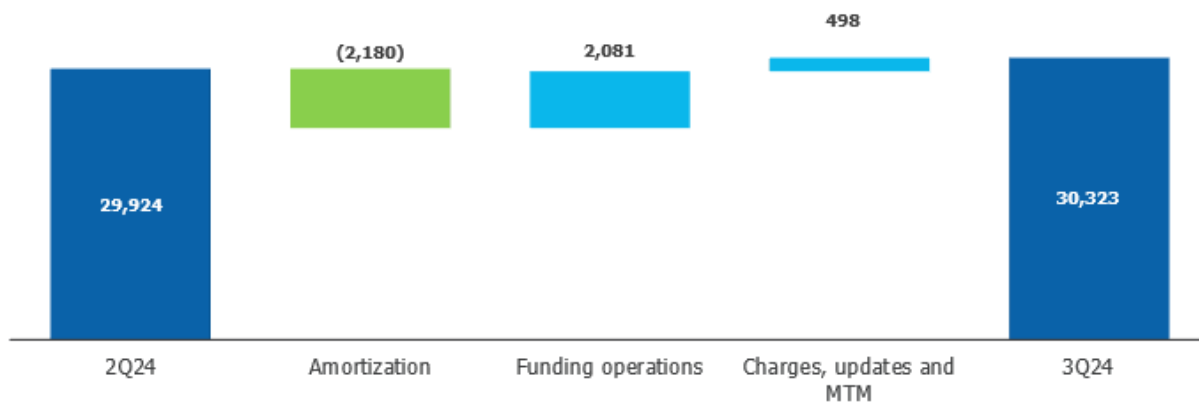
### Debt by Segment – IFRS | R\$ Million



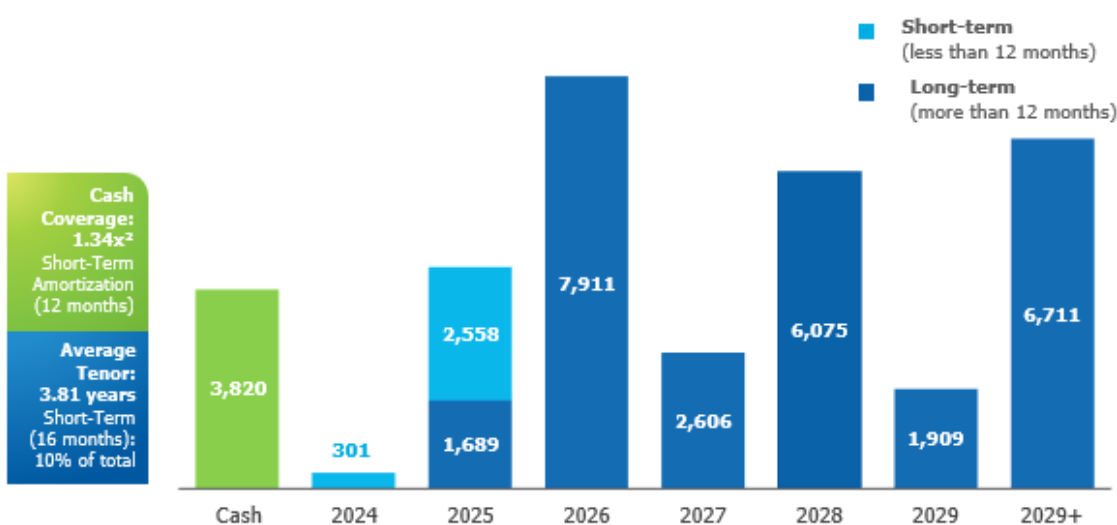
Notes:

- (1) The Generation segment considers CPFL Renováveis, CPFL Geração, Ceran and Enercan; the Services segment considers CPFL Serviços;
- (2) Considering the debt's notional, interests, derivatives and the intercompany loans with SGBP.

### Evolution of the Debt Balance – IFRS | September 2024



### Debt Amortization Schedule<sup>1</sup> – IFRS | September 2024



Notes:

- (1) Considering only the notional and hedge of the debt. In order to reach the financial result of R\$ 30,323 million, should be included charges, the mark-to-market (MTM) effect, cost with funding and intercompany loans;
- (2) Cash is considering the amount of R\$ 1.48 million of Marketable Securities.

#### 1.2.2) Debt in Financial Covenants Criteria

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %
Financial Debt (including hedge) <sup>1</sup>	30,681	28,995	1,687	5.8%
(-) Available Funds <sup>2</sup>	(4,048)	(5,875)	1,827	-31.1%
<b>(=) Net Debt</b>	<b>26,633</b>	<b>23,120</b>	<b>3,513</b>	<b>15.2%</b>
EBITDA Proforma <sup>3</sup>	13,075	13,482	(407)	-3.0%
<b>Net Debt / EBITDA</b>	<b>2.04</b>	<b>1.71</b>	<b>-</b>	<b>18.8%</b>

Notes:

- (1) Considers the proportional consolidation of the assets of Generation and of CPFL Transmissão, in addition to the loan with SGBP;
- (2) Cash and Cash Equivalents already considering Marketable Securities;
- (3) Proforma EBITDA in the financial covenants criteria, adjusted according to CPFL Energia's stake in each of its subsidiaries.

The reconciliation of CPFL Energia's Net Debt/EBITDA indicator is available on CPFL Energia's Historical Information Base, on the IR website, to access it [click here](#).



### 1.3) Investments

#### 1.3.1) Actual Investments by Segment

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Distribution	1,112	896	216	24.1%	3,110	2,701	409	15.1%
Generation	125	114	12	10.1%	274	273	1	0.3%
Transmission <sup>1</sup>	201	181	20	10.9%	458	477	(19)	-4.0%
Commercialization	0	1	(1)	-75.4%	2	3	(0)	-4.9%
Services and Others <sup>2</sup>	16	43	(27)	-63.4%	56	63	(6)	-10.1%
<b>Actual Investments</b>	<b>1,454</b>	<b>1,234</b>	<b>219</b>	<b>17.8%</b>	<b>3,901</b>	<b>3,517</b>	<b>384</b>	<b>10.9%</b>

Notes:

(1) Transmission assets do not have fixed assets, the figures in this table are the addition of contractual assets;

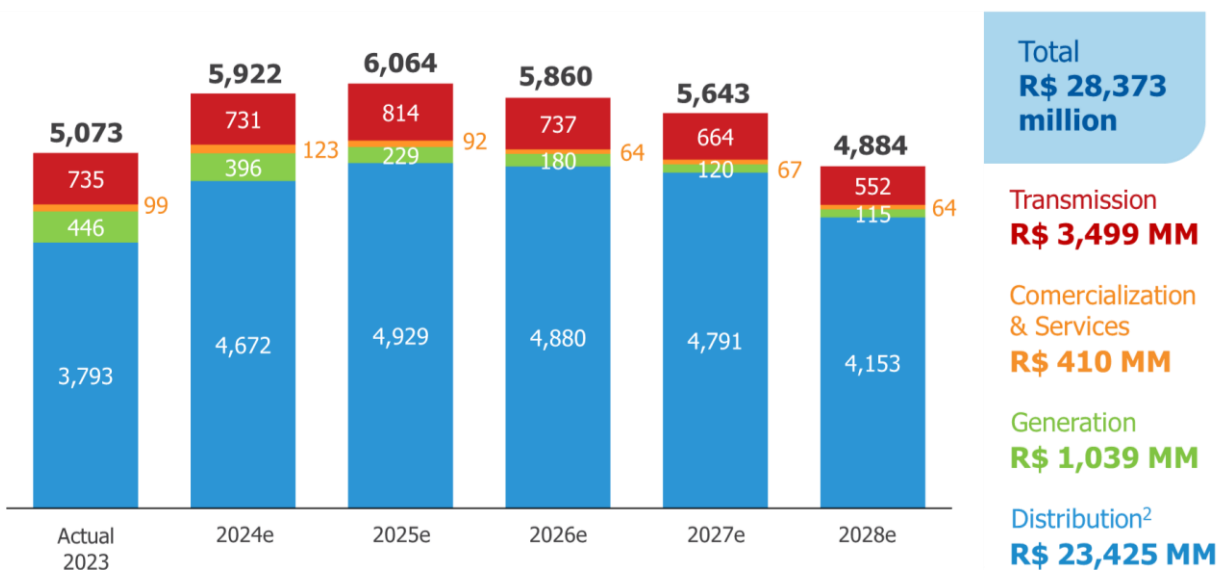
(2) Others: basically, refers to assets and transactions that are not related to the listed segments.

The increase observed between the periods is mainly related to the performance in the Distribution segment, with a focus on customer service works and the expansion plan of the electrical system, added to the maintenance and modernization of the grid. In addition, we have an increase in the Generation segment, with emphasis on maintenance of farms and plants, besides the construction of the Cherobim SHPP.

Related to 9M24, the investments totaled R\$ 3,901 million, an increase of 10.9% in relation to the 9M23, in which were reached R\$ 3,517 million, the growth is explained by the increase in investments by Distribution and Generation segments, as explained earlier.

#### 1.3.2) Investment Forecast

On December 14<sup>th</sup>, 2023, the Board of Directors of CPFL Energia approved Board of Executive Officers' 2024/2028<sup>1</sup> Multiannual Plan for the Company, which was previously discussed by the Corporate Finance Committee and Risk Management.



Notes:

(1) Constant currency;

(2) Disregard investments in Special Obligations (among other items financed by consumers).

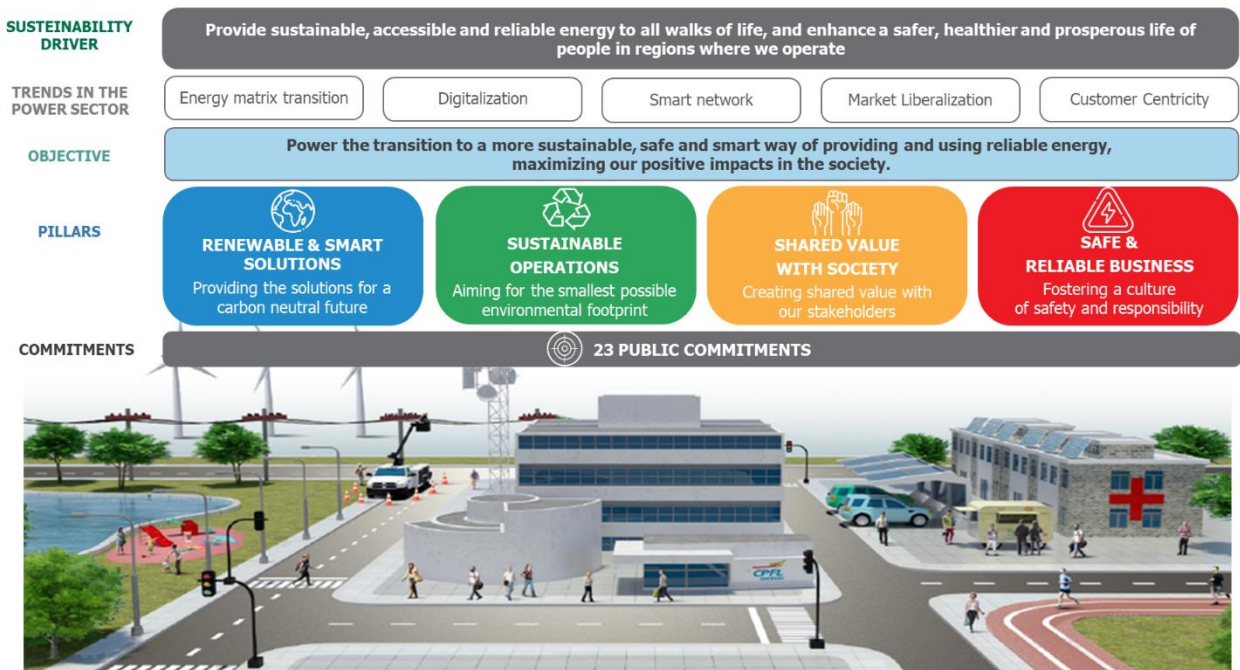


## 2) SUSTAINABILITY AND ESG INDICATORS

### 2.1) ESG Plan 2030

The ESG Plan 2030 brings guidelines and strategies so that we can provide sustainable, accessible, and reliable energy at all times, making people's lives safer, healthier and more prosperous in the regions where we operate. Our corporate goal is to drive the transition to a more sustainable model of producing and consuming energy, leveraging the positive impacts of our business model on the community and the value chain.

To this end, we have identified four pillars that support the way we conduct our business and execute our strategy: Renewable and smart solutions, Sustainable operations, Shared value with society and Safe and reliable business.



Within the pillars, we made 23 commitments guided by the United Nations' Sustainable Development Goals (SDGs). The commitments are available on the CPFL Energia [IR website](#).



## 2.2) Key ESG Indicators aligned to the Plan

Below we list some indicators in line with the 2030 ESG Plan:

<b>Renewable &amp; Smart Solutions</b>								
Theme	Indicator	Unit	3Q24	3Q23	Δ %	9M24	9M23	Δ %
Renewable energy	Total energy generated by renewable sources	GWh	4,616	4,577	0.9%	12,470	9,685	28.8%
	↳ HPPs (hydro)	GWh	2,770	2,566	8.0%	7,910	4,701	68.3%
	↳ SHPPs and CGHs	GWh	274	380	-28.0%	1,255	1,370	-8.5%
	↳ Solar	GWh	0.3	0.3	4.2%	0.8	0.9	-9.1%
	↳ Wind	GWh	1,200	1,246	-3.7%	2,499	2,843	-12.1%
	↳ Biomass	GWh	372	384	-3.1%	806	769	4.7%
Smart Grid	Installed automatic reclosers	unit	19,323	17,606	9.8%	18,304	17,606	4.0%
	% of telemetered load	%	57.1%	57.2%	-0.2%	55.9%	57.0%	-2.0%
Innovation	Innovation Investment (Aneel R&D) in the period	R\$ million	19.2	12.4	54.8%	41.9	34.7	21.0%
Decarbonization	Projects qualified for commercialization of carbon credits and renewable energy seals	unit	53	67	-20.9%	53	67	-20.9%
	Revenue from sales of carbon credits and energy stamps	R\$ million	0.2	0.0	275.0%	1.7	3.3	-49.7%

<b>Sustainable Operations</b>								
Theme	Indicator	Unit	3Q24	3Q23	Δ %	9M24	9M23	Δ %
Circular Economy	Refurbished transformers	unit	1,490	2,164	-31.1%	6,474	8,669	-25.3%
	Aluminum, copper and iron sent to the reverse chain	tons	23,547	26,785	-12.1%	70,010	54,929	27.5%
Eco-Efficiency	Water consumption (administrative buildings)	1,000 m <sup>3</sup>	9	19	-53.9%	28	53	-46.9%
	Energy consumption (administrative buildings)	MWh	2,513	8,492	-70.4%	7,946	26,538	-70.1%

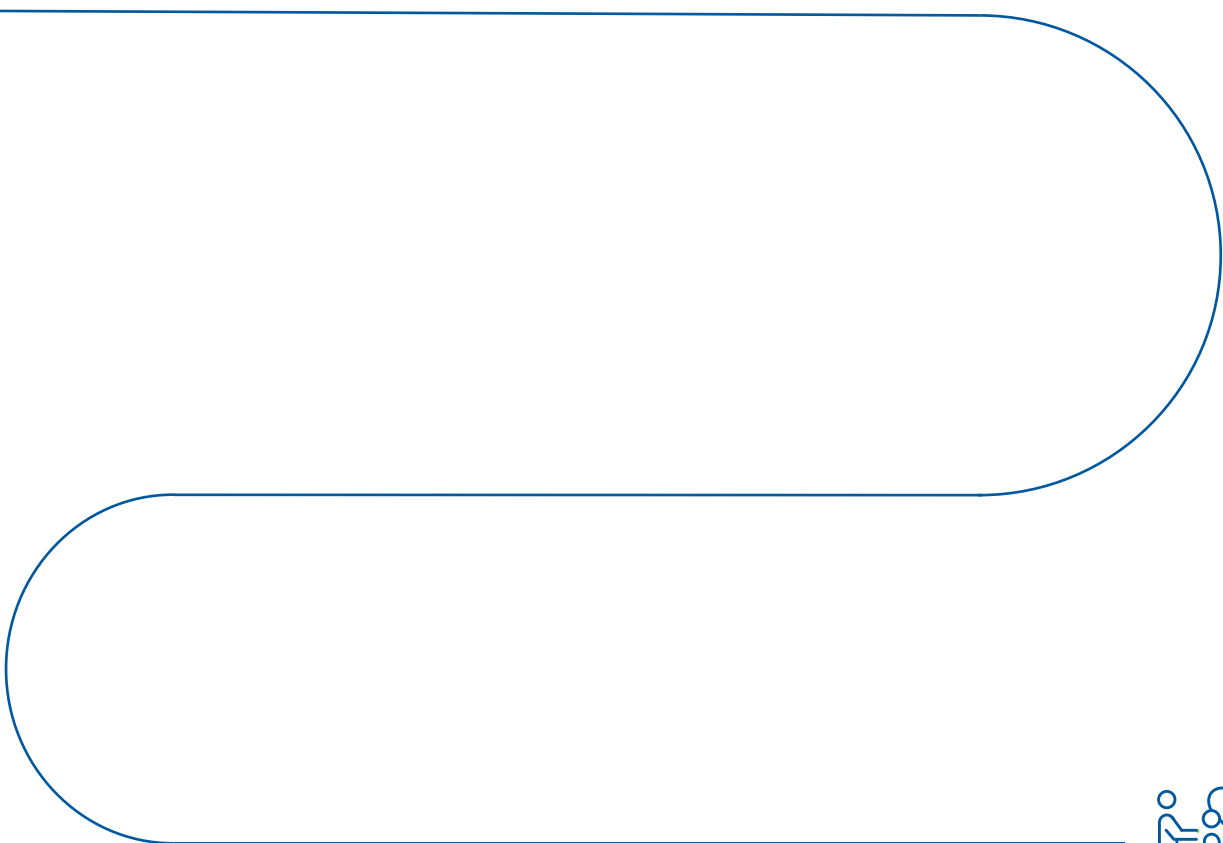
<b>Shared Value with Society</b>								
Theme	Indicator	Unit	3Q24	3Q23	Δ %	9M24	9M23	Δ %
Digitalization	% de digitalization of customer services	%	91.0%	91.0%	0.0%	90.4%	91.0%	-0.7%
	% of bills paid digitally	%	76.6%	72.7%	5.4%	75.5%	71.7%	5.3%
	Digital bills	million units	4.8	4.6	6.1%	4.7	4.6	2.4%
Community	Energy efficiency investments in public hospitals (CPFL and RGE in Hospitals)	R\$ million	5.3	12.8	-58.8%	16.5	49.5	-66.7%
	Investment in socio-environmental projects in communities (Instituto CPFL, Energy Efficiency Program for Low Income and Environment)	R\$ million	15.5	13.7	13.6%	29.3	56.6	-48.3%
	People benefiting from CPFL Institute social programs in the period	thousand	258.8	548.3	-52.8%	777.4	1,739.3	-55.3%
	Low-income consumer units benefited by the Energy Efficiency Program (PEE Aneel) in the period	thousand	1.7	17.3	-90.2%	2.2	22	-90.0%
People development and inclusion	Training hours <sup>1</sup>	thousand	165.5	287.1	-42.4%	393.0	592.0	-33.6%
Diversity <sup>2</sup>	PoC in the company	%	34.7%	30.0%	15.5%	34.7%	30.0%	15.5%
	Women in the company	%	20.9%	20.0%	4.5%	20.9%	20.0%	4.5%
	PwD in the company	%	4.2%	4.0%	6.0%	4.2%	4.0%	6.0%
	Minority Groups in leadership positions	%	39.7%	-	-	0.0%	-	-
Sustainable Purchases	Critical suppliers evaluated in sustainability criteria	%	92.0%	91.0%	1.1%	92.0%	91.0%	1.1%

Note: (1) Consider the professional requalification program

(2) In 2024, we updated our commitments and replaced the "Women in leadership positions" indicator by "Minority Groups in leadership positions"

## **Safe & Reliable Business**

Theme	Indicator	Unit	3Q24	3Q23	Δ %	9M24	9M23	Δ %
Health and Safety	Accident frequency rate   Own employees	# injured * 1MM / hours worked <sup>1</sup>	0.7	0.7	5.7%	0.7	0.6	19.9%
	Accident frequency rate   Outsourced	# injured * 1MM / hours worked <sup>1</sup>	1.9	2.8	-32.0%	5.4	2.8	94.1%
	Fatal accidents with the population	unit	3.0	2.0	50.0%	6.0	6.0	0.0%
Ethics	Employees trained in Ethics and Integrity	%	100%	97.0%	3.1%	100%	97.0%	3.1%
Transparency	Independent Member in the Board of Directors	number	2	2	0.0%	2	2	0.0%
	Women in the Board of Directors	number	3	1	200.0%	3	1	200.0%



- Contents
- CPFL Energia
- Distribution
- Generation
- Transmission
- Commercialization and Services
- Attachments



### 3) PERFORMANCE OF BUSINESS SEGMENTS

#### 3.1) DISTRIBUTION SEGMENT

##### 3.1.1) Operational Performance

###### 3.1.1.1) Load Net of Losses | Concession Area

GWh	3Q24	3Q23	Δ GWh	Δ %	Breakd.	9M24	9M23	Δ GWh	Δ %	Breakd.
Captive Market	9,429	9,882	(453)	-4.6%	53.4%	30,650	30,222	427	1.4%	55.9%
Free Client	8,226	7,355	872	11.9%	46.6%	24,163	22,028	2,135	9.7%	44.1%
<b>Load Net of Losses</b>	<b>17,656</b>	<b>17,237</b>	<b>419</b>	<b>2.4%</b>	<b>100.0%</b>	<b>54,813</b>	<b>52,250</b>	<b>2,563</b>	<b>4.9%</b>	<b>100.0%</b>

###### 3.1.1.2) Energy Sales | Concession Area

GWh	3Q24	3Q23	Δ GWh	Δ %	Breakd.	9M24	9M23	Δ GWh	Δ %	Breakd.
Residential	5,361	5,154	207	4.0%	30.7%	17,383	15,955	1,428	8.9%	32.0%
Industrial	6,765	6,507	258	4.0%	38.8%	19,734	19,238	497	2.6%	36.3%
Commercial	2,812	2,695	117	4.3%	16.1%	9,404	8,662	742	8.6%	17.3%
Rural	686	610	76	12.4%	3.9%	2,188	2,100	88	4.2%	4.0%
Others	1,818	1,787	31	1.8%	10.4%	5,630	5,705	(75)	-1.3%	10.4%
<b>Energy Sales</b>	<b>17,442</b>	<b>16,753</b>	<b>689</b>	<b>4.1%</b>	<b>100.0%</b>	<b>54,339</b>	<b>51,659</b>	<b>2,679</b>	<b>5.2%</b>	<b>100.0%</b>
<b>Captive</b>										
<i>Residential</i>	<i>5,361</i>	<i>5,154</i>	<i>207</i>	<i>4.0%</i>	<i>57.3%</i>	<i>17,382</i>	<i>15,955</i>	<i>1,427</i>	<i>8.9%</i>	<i>56.8%</i>
<i>Industrial</i>	<i>661</i>	<i>906</i>	<i>(244)</i>	<i>-27.0%</i>	<i>7.1%</i>	<i>2,183</i>	<i>2,702</i>	<i>(519)</i>	<i>-19.2%</i>	<i>7.1%</i>
<i>Commercial</i>	<i>1,470</i>	<i>1,603</i>	<i>(133)</i>	<i>-8.3%</i>	<i>15.7%</i>	<i>5,115</i>	<i>5,221</i>	<i>(106)</i>	<i>-2.0%</i>	<i>16.7%</i>
<i>Rural</i>	<i>616</i>	<i>563</i>	<i>52</i>	<i>9.3%</i>	<i>6.6%</i>	<i>1,994</i>	<i>1,962</i>	<i>33</i>	<i>1.7%</i>	<i>6.5%</i>
<i>Others</i>	<i>1,240</i>	<i>1,306</i>	<i>(66)</i>	<i>-5.0%</i>	<i>13.3%</i>	<i>3,934</i>	<i>4,051</i>	<i>(117)</i>	<i>-2.9%</i>	<i>12.9%</i>
<b>Total Captive</b>	<b>9,348</b>	<b>9,532</b>	<b>(184)</b>	<b>-1.9%</b>	<b>100.0%</b>	<b>30,609</b>	<b>29,891</b>	<b>718</b>	<b>2.4%</b>	<b>100.0%</b>
<b>Free Client</b>										
<i>Residential</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0.0%</i>	<i>0.0%</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0.0%</i>	<i>0.0%</i>
<i>Industrial</i>	<i>6,104</i>	<i>5,602</i>	<i>502</i>	<i>9.0%</i>	<i>75.4%</i>	<i>17,551</i>	<i>16,536</i>	<i>1,015</i>	<i>6.1%</i>	<i>74.0%</i>
<i>Commercial</i>	<i>1,342</i>	<i>1,092</i>	<i>250</i>	<i>22.9%</i>	<i>16.6%</i>	<i>4,289</i>	<i>3,441</i>	<i>848</i>	<i>24.6%</i>	<i>18.1%</i>
<i>Rural</i>	<i>71</i>	<i>47</i>	<i>23</i>	<i>49.4%</i>	<i>0.9%</i>	<i>193</i>	<i>138</i>	<i>55</i>	<i>39.7%</i>	<i>0.8%</i>
<i>Others</i>	<i>578</i>	<i>481</i>	<i>97</i>	<i>20.3%</i>	<i>7.1%</i>	<i>1,696</i>	<i>1,654</i>	<i>43</i>	<i>2.6%</i>	<i>7.1%</i>
<b>Total Free Client</b>	<b>8,095</b>	<b>7,221</b>	<b>873</b>	<b>12.1%</b>	<b>100.0%</b>	<b>23,730</b>	<b>21,768</b>	<b>1,962</b>	<b>9.0%</b>	<b>100.0%</b>

Highlights in the quarter:

- Residential Segment:** growth of 4.0%, mainly due to the greater need for refrigeration, generated by the increase in temperature in the state of São Paulo. The result was also favored by the positive effect of payroll and the level of employment. Offsetting these effects, we had the impact related to the increase in distributed generation (DG);
- Industrial Segment:** growth of 4.0%, reflecting the resumption of the sector's economic performance, which can be seen in the data released for the national industrial production, which registered a growth of 3.9% in the quarter, reflecting the predominance of positive rates in consumption in 7 of the 10 most relevant sectors in the concession area; the exception was the food sector, which recorded a drop in the period due to the low performance of the segment in the state of Rio Grande do Sul, especially in areas affected by the floods, in addition to the textile sector and machinery and equipment;
- Commercial Segment:** growth of 4.3%, evidenced by the increase in consumption in 8 of the 10 most relevant activities in the concession area, with emphasis on wholesale, mainly

due to the reduction in the unemployment rate and the increase in the payroll. In addition, there was a positive impact on the vegetative growth of consumer units and the increase in temperature, which increased the demand for refrigeration in establishments. These effects were partially offset by the increase in distributed generation (DG);

- Rural Segment:** growth of 12.4%, mainly explained by the low rainfall recorded in the Southeast, effect that contributed to the use of irrigation in concessionaires located in the state of São Paulo. There was a negative impact associated with the increase in DG and the decrease in consumer units due to the extension of the deadline for the registration review of rural consumers with activities involving irrigation, a decision that changed articles of Normative Resolution No. 1,000/2021, resulting in the reallocation of clients to other segments;
- Others Segment:** growth of 1.8%, mainly due to the decrease in the volume of rainfall and the increase in temperature in the state of São Paulo. This result was partially offset by the migration of permissionaires to the National Grid, in addition to the increase in distributed generation (DG).

In general, the same effects also affected the YTD result, except for:

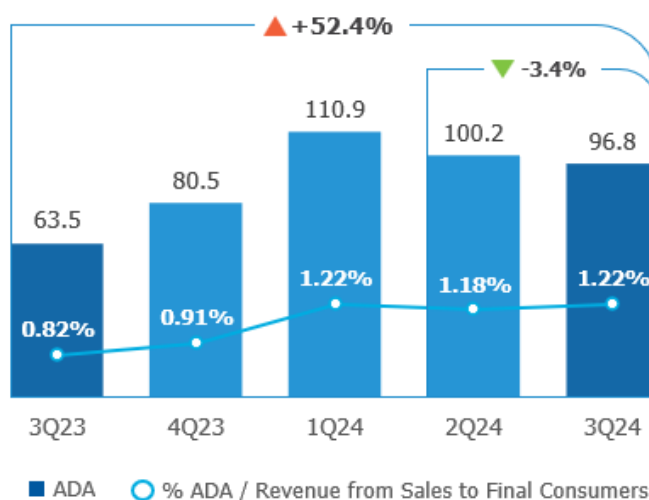
- Commercial Segment:** growth of 8.6%, mainly motivated by the increase in temperature, added to the positive performance of 9 out of the 10 most relevant activities in the concession area, with emphasis on the retail sector, evidenced in the indicator released for the Monthly Survey of Commerce. There was also the positive impact of the increase in consumer units. These effects were partially offset by the increase in distributed generation (DG);
- Others Segment:** reduction of de 1.3%, related mainly to the migration of permissionaires to the National Grid, specifically in the RGE, in addition to the increase in distributed generation (DG). This result was partially offset by the positive effect of temperature.

### 3.1.1.3) Delinquency

ADA showed an increase of R\$ 33 million compared to the same period in 2023 and a reduction of R\$ 3 million compared to 2Q24. As a result, the ADA/Revenue from Sales to Final Consumers index reached 1.22% in the quarter, remaining above the level of the historical average.

This result is mainly due to high temperatures, which raised the customers' average bill, as well as short-term delinquency, impacting especially Group B customers.

Another factor to be considered concerns the floods that affected the state of Rio Grande do Sul in May 2024 and made it impossible to carry out cuts, due to the severity of the event and, right after that, by virtue of ANEEL's Normative Resolution No. 1,092/2024, which prohibited the suspension of supply due to delinquency in the affected municipalities. In this scenario, we ended the quarter with 587 thousand cuts, reflecting a slight reduction of 0.8% compared to 2Q24, and a reduction of 7.1% compared to the same period in 2023.

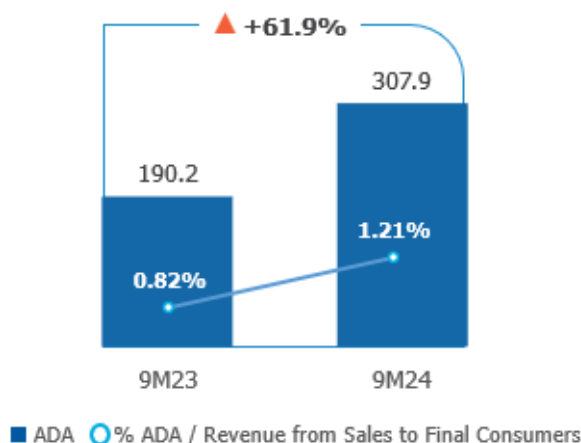




These same effects impacted the YTD result, in which we recorded an increase of R\$ 118 million in the ADA.

Regarding the percentage of ADA/Revenue from Sales to Final Consumers, we closed the indicator at 1.21%, also above the historical level.

CPFL continues to make constant changes in its delinquency management models, prioritizing the optimization and automation of collection processes. This dynamic approach allows the company to adapt to changes in customer behavior, always seeking more effective and innovative solutions.



### 3.1.1.4) Losses

12 Months Accumulated <sup>1</sup>	Sep-23	Dec-23	Mar-24	Jun-24	Sep-24	ANEEL <sup>2</sup>
CPFL Energia	8.64%	8.76%	8.84%	8.92%	8.93%	<b>7.93%</b>
CPFL Paulista	9.10%	9.14%	9.20%	9.21%	9.12%	<b>8.00%</b>
CPFL Piratininga	7.65%	7.75%	7.90%	7.59%	7.54%	<b>5.97%</b>
RGE Sul	8.73%	9.03%	9.18%	9.80%	10.05%	<b>9.28%</b>
CPFL Santa Cruz	7.62%	7.75%	7.58%	7.33%	7.19%	<b>8.50%</b>

Notes:

(1) According to the criteria defined by the Regulatory Agency (ANEEL), except for not considering distributed generation effects (DG). In RGE, high-voltage customers (A1) were disregarded;

(2) ANEEL limit referring to 09/30/2024.

The consolidated losses index of CPFL Energia in the period showed an increase of 0.29 p.p., compared to the previous year, mainly due to the increase in load, generated by the high temperatures observed in the concessionaires located in the state of São Paulo.

Excluding the effect of the billing calendar in both periods, the growth in losses would be 0.78 p.p. (8.35% in Sep-23 vs. 9.13 % in Sep-24).

The main achievements for loss reduction were:

- (i) Blindage of electrical borders and internal substations;
- (ii) Mapping of energy losses through microbalances;
- (iii) 76.7 thousand fraud inspections performed in consumer units;
- (iv) Replacement of more than 97.4 thousand obsolete/defective meters for new electronic meters;
- (v) Visit in 8.8 thousand consumer units inactivated for cutting in cases of self-reconnection;
- (vi) Regularization of 27.5 thousand consumer units, with increase of consumption and without contract;
- (vii) Regularization of 282 clandestine consumer units, most of which having the need of CPFL Energia's grid construction;

- (viii) Market discipline through 87 news in media related to CPFL operations to fight fraud and theft.

### 3.1.1.5) SAIDI and SAIFI

The SAIDI measures the average duration, in hours, of outages per consumer, and SAIFI indicates the average number of outages per consumer. Such indicators measure the annual quality and reliability of the electricity supply.

In the distributors' consolidated terms, the annualized values in Sep-24 for SAIDI and SAIFI, we observed an increase, mainly due to the impact of the storms that occurred at the end of 2023 throughout the concession area, added to the climate event that occurred in Rio Grande do Sul, between May and June 2024.

Despite this, all distributors are within the ANEEL limits, a result that can be attributed to CPFL's continuous search for improvement in its operation, maturation of the ADMS operating system, logistical increase and intensification, both through new investments and in the operation and maintenance of the grid.

Hours SAIDI	3Q24	3Q23	Δ %	ANEEL <sup>1</sup>
CPFL Energia	6.21	5.86	6.0%	n.d
CPFL Paulista	5.03	4.87	3.3%	<b>6.42</b>
CPFL Piratininga	4.60	4.48	2.7%	<b>6.05</b>
RGE	9.24	8.51	8.6%	<b>10.50</b>
CPFL Santa Cruz	5.34	4.38	21.9%	<b>7.35</b>

Interruptions SAIFI	3Q24	3Q23	Δ %	ANEEL <sup>1</sup>
CPFL Energia	3.50	3.45	1.4%	n.d
CPFL Paulista	3.11	3.25	-4.3%	<b>5.09</b>
CPFL Piratininga	3.24	3.15	2.9%	<b>4.98</b>
RGE	4.32	4.05	6.7%	<b>7.19</b>
CPFL Santa Cruz	3.32	2.89	14.9%	<b>6.11</b>

Note: (1) ANEEL limit referring to 2024.

### 3.1.2) Tariff Events

Description	ATAs			
	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista	RGE <sup>3</sup>	CPFL Piratininga
<b>Ratifying Resolution</b>	<b>3,311</b>	<b>3,314</b>	<b>3,372</b>	<b>3,409</b>
<b>Adjustment</b>	<b>7.02%</b>	<b>3.91%</b>	<b>-5.63%</b>	<b>1.33%</b>
<i>Parcel A</i>	<i>6.72%</i>	<i>3.96%</i>	<i>3.62%</i>	<i>-1.97%</i>
<i>Parcel B</i>	<i>1.50%</i>	<i>-1.93%</i>	<i>-0.31%</i>	<i>0.49%</i>
<i>Financial Components</i>	<i>-1.20%</i>	<i>1.88%</i>	<i>-8.94%</i>	<i>2.81%</i>
<b>Effect on consumer billings<sup>2</sup></b>	<b>5.63%</b>	<b>1.46%</b>	<b>0.00%</b>	<b>3.03%</b>
Date of entry into force	03/22/2024	04/08/2024	08/19/2024	10/23/2024

Notes:

(1) ATAs correspond to Annual Tariff Adjustments, while PTRs are Periodic Tariff Revisions;

(2) The effect on consumer billing is also impacted by the financial components removed in the last tariff revision or adjustment;

(3) As a result of the severe climate events that occurred in May 2024 in Rio Grande do Sul, RGE requested ANEEL to extend its tariff adjustment (ATA) for two months, until 08/18/2024.

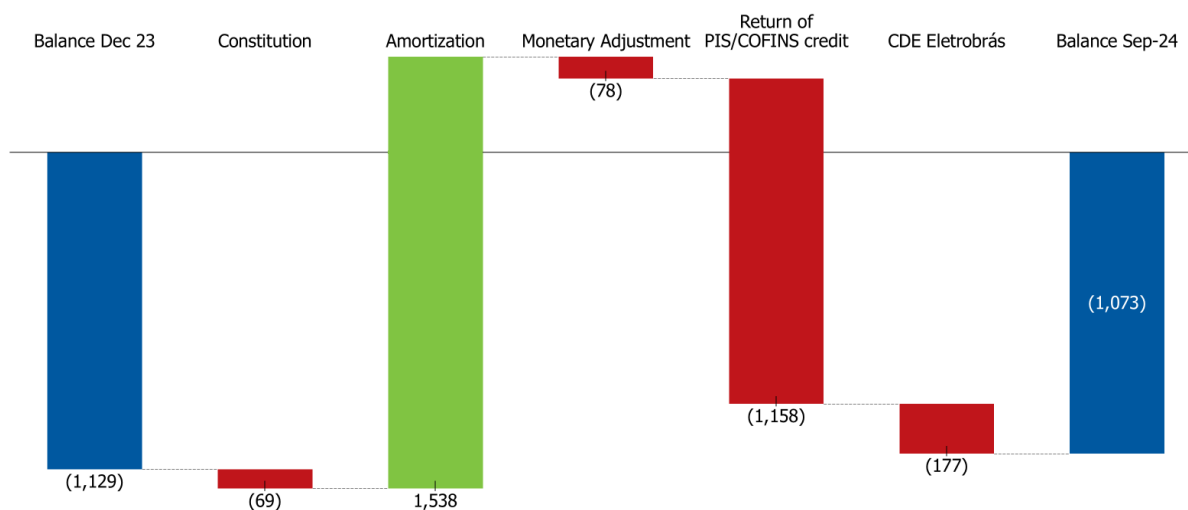
### 3.1.3) Economic-Financial Performance

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	12,810	12,098	712	5.9%	38,321	35,416	2,905	8.2%
Net Operating Revenue	8,536	7,978	558	7.0%	25,176	23,967	1,209	5.0%
<b>Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)</b>	<b>7,326</b>	<b>7,035</b>	<b>291</b>	<b>4.1%</b>	<b>22,049</b>	<b>21,214</b>	<b>835</b>	<b>3.9%</b>
Cost of Electric Power	(4,733)	(4,418)	(315)	7.1%	(13,327)	(12,724)	(603)	4.7%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(941)	(904)	(37)	4.1%	(2,845)	(2,647)	(198)	7.5%
Costs of Building the Infrastructure	(1,210)	(943)	(266)	28.2%	(3,127)	(2,753)	(374)	13.6%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>1,652</b>	<b>1,712</b>	<b>(61)</b>	<b>-3.5%</b>	<b>5,877</b>	<b>5,843</b>	<b>34</b>	<b>0.6%</b>
Depreciation and Amortization	(321)	(293)	(27)	9.3%	(935)	(871)	(63)	7.3%
Financial Income (Expense)	(588)	(508)	(79)	15.6%	(1,714)	(1,315)	(399)	30.3%
<i>Financial Revenues</i>	289	370	(81)	-21.9%	953	1,213	(259)	-21.4%
<i>Financial Expenses</i>	(877)	(878)	2	-0.2%	(2,667)	(2,528)	(139)	5.5%
Income Before Taxes	743	910	(167)	-18.4%	3,229	3,657	(428)	-11.7%
Income Tax / Social Contribution	(220)	(307)	87	-28.4%	(983)	(1,232)	250	-20.2%
<b>Net Income</b>	<b>523</b>	<b>603</b>	<b>(80)</b>	<b>-13.3%</b>	<b>2,246</b>	<b>2,424</b>	<b>(178)</b>	<b>-7.4%</b>

Note: (1) EBITDA (IFRS) is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.

### Sectoral Financial Assets and Liabilities

On September 30<sup>th</sup>, 2024, the balance of sectoral financial assets and liabilities was negative (liability) in R\$ 1,073 million. If compared to December 31<sup>st</sup>, 2023, there was a variation of R\$ 55 million, as demonstrated in the chart below:



The variation in this balance was due to the net constitution of a liability of R\$ 69 million, mainly due to:

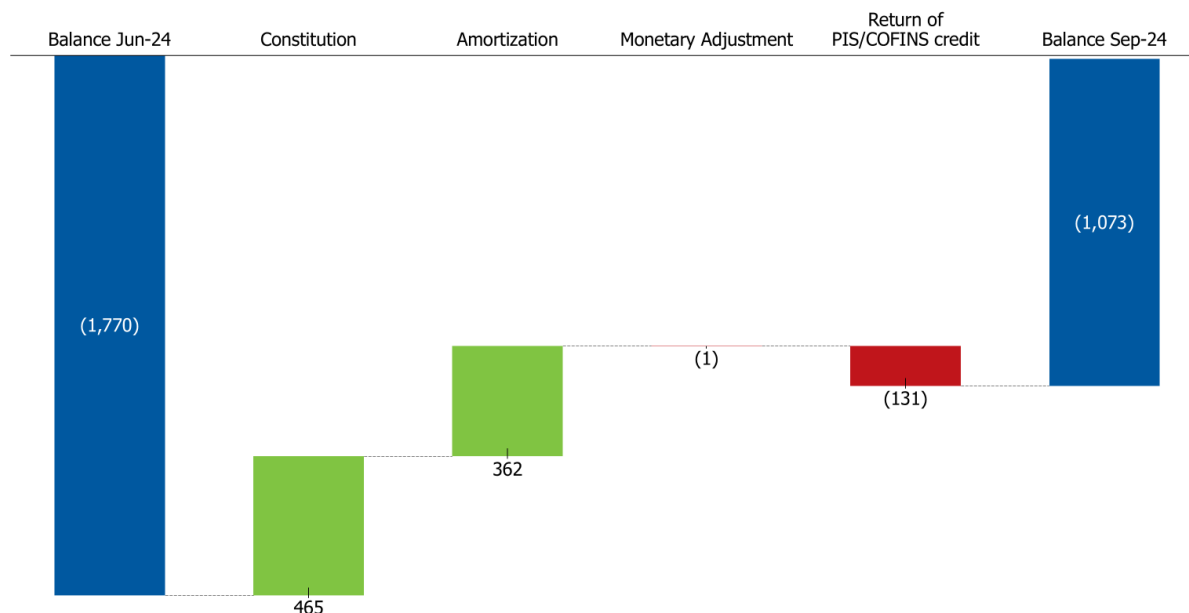
- (i) Electric energy cost (R\$ 515 million);
- (ii) Itaipu costs (R\$ 253 million);
- (iii) Billed tariff flag (R\$ 95 million);
- (iv) Neutrality of Sectoral Charges (R\$ 81 million);
- (v) Other items (R\$ 96 million);

Partially offset by the constitution of assets in:

- (vi) Overcontracting (R\$ 341 million);
- (vii) National Grid (R\$ 322 million);
- (viii) Sector charges (ESS/EER) (R\$ 200 million);
- (ix) CDE (R\$ 108 million).

The amortization was of R\$ 1,538 million in this period and the monetary adjustment of assets and liabilities totaled R\$ 78 million. During this period, there was also the approval of the return to consumers of the PIS/COFINS credit, in the amount of R\$ 1,158 million. In addition, there was transfer of funds related to CDE Eletrobrás, in the amount of R\$ 177 million.

For analysis purposes, below is the graph that demonstrates the movement in the balances of sectoral assets and liabilities, only in 3Q24:



## Operating Revenue

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Revenue with Energy Sales (Captive + TUSD)	9,724	9,609	115	1.2%	30,631	28,373	2,259	8.0%
Short-term Electric Energy	176	113	63	55.9%	275	363	(89)	-24.4%
Concession Infrastructure Construction Revenue	1,210	943	266	28.2%	3,127	2,753	374	13.6%
Sectoral Financial Assets and Liabilities	827	725	102	14.0%	1,469	1,160	309	26.6%
CDE Resources - Low-income and Other Tariff Subsidies	608	500	108	21.7%	1,699	1,452	247	17.0%
Adjustments to the Concession's Financial Asset	112	38	74	196.8%	696	868	(172)	-19.8%
Other Revenues and Income	175	187	(12)	-6.3%	522	524	(1)	-0.2%
Compensatory Fines (DIC/FIC)	(21)	(17)	(5)	28.3%	(97)	(76)	(21)	27.7%
<b>Gross Operating Revenue</b>	<b>12,810</b>	<b>12,098</b>	<b>712</b>	<b>5.9%</b>	<b>38,321</b>	<b>35,416</b>	<b>2,905</b>	<b>8.2%</b>
ICMS Tax	(1,621)	(1,524)	(97)	6.4%	(5,125)	(4,030)	(1,095)	27.2%
PIS and COFINS Taxes	(901)	(874)	(27)	3.1%	(2,676)	(2,519)	(157)	6.2%
CDE Sector Charge	(1,525)	(1,471)	(54)	3.6%	(4,613)	(4,257)	(356)	8.4%
R&D and Energy Efficiency Program	(72)	(70)	(2)	3.3%	(215)	(204)	(11)	5.2%
PROINFA	(79)	(80)	1	-1.4%	(239)	(251)	12	-4.9%
Others	(76)	(96)	20	-20.7%	(278)	(183)	(94)	51.4%
<b>Deductions from the Gross Operating Revenue</b>	<b>(4,274)</b>	<b>(4,115)</b>	<b>(159)</b>	<b>3.9%</b>	<b>(13,145)</b>	<b>(11,449)</b>	<b>(1,696)</b>	<b>14.8%</b>
<b>Net Operating Revenue</b>	<b>8,536</b>	<b>7,982</b>	<b>553</b>	<b>6.9%</b>	<b>25,176</b>	<b>23,967</b>	<b>1,209</b>	<b>5.0%</b>

## Gross Operating Revenue

The increase in **Revenue with Energy Sales (captive + free clients)**, perceived in the quarter and in YTD, is due to the increase of 2.4% and 4.9%, respectively, in the load in the concession area, mainly due to the increase in temperature. In the YTD, there was also a gain from the CPFL

Paulista tariff revision, which generated a gain until March-24, with a negative tariff adjustment then being applied as from April-24.

The increase in the **adjustments to the Concession's Financial Asset** in the quarter, explained by the increase in the IPCA (0.27% in 3Q23 and 0.57% in 3Q24) and the average increase of 15% in the asset base. In the YTD, there was a drop in the **adjustments to the Concession's Financial Asset**, due to the extraordinary effects related to the RAB appraisal reports of the RTPs, which generated a gain of R\$ 196 million in 9M23 (for more details, see explanation at the beginning of chapter 1) and the impact of climatic events in Rio Grande do Sul, which generated a reduction in concession financial assets in the amount of R\$ 9 million. Excluding these effects, in the YTD, this line would show an increase of 3.6%, explained by the 15% increase in the asset base, partially offset by the reduction of the IPCA (3.63% in 9M23 and 3.45% in 9M24).

The changes in the **Sectoral Financial Assets and Liabilities**, perceived in the quarter and YTD, are mainly due to the movement of the constitution and amortization balances of the periods.

## Deductions from the Gross Operating Revenue

Deductions from gross operating revenues increased, perceived in the quarter and in YTD, is due to the increase in taxes (ICMS and PIS/Cofins).

## Cost of Electric Energy

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Itaipu	573	595	(22)	-3.8%	1,648	1,588	60	3.8%
PROINFA	93	108	(15)	-14.2%	276	313	(36)	-11.7%
Auction, Bilateral Contracts and Spot Market	3,056	2,708	349	12.9%	8,132	7,892	240	3.0%
PIS and COFINS Tax Credit	(330)	(309)	(21)	6.9%	(880)	(880)	(0)	0.0%
<b>Cost of Electric Power Purchased for Resale</b>	<b>3,392</b>	<b>3,102</b>	<b>290</b>	<b>9.3%</b>	<b>9,176</b>	<b>8,913</b>	<b>263</b>	<b>3.0%</b>
National Grid Charges	965	1,034	(68)	-6.6%	3,156	2,886	270	9.3%
Itaipu Transmission Charges	78	109	(31)	-28.8%	291	260	31	11.8%
Connection Charges	73	63	10	16.5%	204	196	9	4.4%
Charges for the Use of the Distribution System	3	13	(10)	-77.4%	9	38	(29)	-76.0%
ESS / EER	359	231	127	54.9%	914	819	95	11.6%
PIS and COFINS Tax Credit	(137)	(134)	(3)	1.9%	(423)	(388)	(35)	8.9%
<b>Charges for the Use of the Distribution System</b>	<b>1,341</b>	<b>1,316</b>	<b>25</b>	<b>1.9%</b>	<b>4,150</b>	<b>3,810</b>	<b>340</b>	<b>8.9%</b>
<b>Cost of Electric Energy</b>	<b>4,733</b>	<b>4,418</b>	<b>315</b>	<b>7.1%</b>	<b>13,327</b>	<b>12,724</b>	<b>603</b>	<b>4.7%</b>

The increase in **Cost of Electric Power Purchased for Resale**, in the quarter and YTD, is mainly due to the increase in the price of energy purchased from **Auction, Bilateral Contracts and Spot Market** partially offset by the reduction in the **PROINFA** (reduction in the values of costing quotas and volume). In relation to **Itaipu**, in the quarter the reduction was due to the reduction of the tariff approved for 2024; in the YTD, the growth is due to the increase in the dollar in 2024, partially offset by the effect of the tariff reduction.

Regarding **Charges for the Use of the Transmission and Distribution System**, the reduction perceived in the quarter is mainly due to the variation in the charges of the National Grid, due to the adjustments in the Tariff for the Use of the Transmission System (TUST), implemented by ANEEL Resolution No. 3,349/2024, which determined new tariffs as of Jul-24. In the YTD, the perceived increase in the **Charges for the Use of the Transmission and Distribution System** is mainly due to the variation in the charges of the Nation Grid due to the adjustments in the TUST, in accordance with ANEEL Resolution No. 3,217/2023, for RGE, CPFL Paulista and CPFL Piratininga, which determined new tariffs as of Jul-23, partially offset by the adjustments in the TUST in accordance with ANEEL Resolution No. 3,349/2024, which determined new tariffs as of Jul-24.

Regarding **sectoral charges (ESS/EER)**, the perceived variations, in the quarter and YTD, result from the **ESS - System Service Charges**, due to the increase in the level of thermal dispatches outside the order of price merit that occurred in the period. As for the **EER - Reserve Energy Charges**, the oscillations perceived in the quarter and YTD are due to the variation in the volume of generation by the plants with Reserve Energy Contracts. When the CONER balance is not sufficient to cover the costs of the Reserve Power Plants, there is a greater need to collect the charge to fund these plants; on the contrary, when the volume generated is greater, the charge is reduced, since the energy from these plants is settled in the CCEE at the PLD value, covering its costs.

## PMSO

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Personnel	329	320	9	3.0%	967	941	26	2.8%
Material	71	71	0	0.0%	212	220	(8)	-3.6%
Outsourced Services	313	279	34	12.1%	889	818	71	8.7%
<i>Outsourced Services</i>	314	279	35	12.6%	867	818	49	6.0%
<i>Outsourced Services climate events</i>	(1)	-	(1)	-	22	-	22	-
Other Operating Costs/Expenses	220	203	16	8.0%	733	577	156	27.1%
<i>ADA</i>	97	64	33	52.4%	308	190	118	61.9%
<i>Legal and judicial expenses</i>	52	57	(5)	-8.8%	144	138	6	4.3%
<i>Assets Write-Off</i>	38	41	(3)	-6.4%	116	115	1	0.5%
<i>Assets Write-Off climate events</i>	(5)	-	(5)	-	38	-	38	-
<i>Others</i>	37	42	(5)	-11.2%	127	133	(6)	-4.7%
<b>PMSO</b>	<b>933</b>	<b>873</b>	<b>59</b>	<b>6.8%</b>	<b>2,800</b>	<b>2,555</b>	<b>245</b>	<b>9.6%</b>

The PMSO was impacted by an extraordinary item – climate events in Rio Grande do Sul (for more details, see explanation at the beginning of chapter 1), which generated a positive effect of R\$ 6 million in the quarter and negative effect of R\$ 60 million in the YTD. Excluding this item, the PMSO would have increased by 7.5% (R\$ 66 million) in the quarter and by 7.2% (R\$ 185 million) in the YTD, due to the following factors:

- | **MSO not linked to inflation (increases of R\$ 41 million in the quarter and of R\$ 129 million in the YTD):** increase in the allowance for doubtful accounts (ADA) (as explained in the item 3.1.1.4) and in Opex expenses related to Capex;
- | **MSO linked to inflation (increases of R\$ 15 million in the quarter and of R\$ 30 million in the YTD) - main impacts:** hardware and software (R\$ 10 million and R\$ 16 million); collection actions (R\$ 2 million and R\$ 5 million); and call center (R\$ 1 million and R\$ 4 million);
- | **Personnel (increases of R\$ 9 million in the quarter and of R\$ 26 million in the YTD):** mainly explained by the increase of 2.8%<sup>2</sup> and 2.3%<sup>3</sup> in headcount, in the quarter and YTD, respectively.

## Other operating costs and expenses

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Costs of Building the Infrastructure	(1,210)	(943)	(266)	28.2%	(3,127)	(2,753)	(374)	13.6%
Private Pension Fund	(8)	(31)	22	-72.9%	(45)	(92)	47	-51.1%
Depreciation and Amortization	(321)	(293)	(27)	9.3%	(935)	(871)	(63)	7.3%
<b>Total</b>	<b>(1,539)</b>	<b>(1,267)</b>	<b>(271)</b>	<b>21.4%</b>	<b>(4,106)</b>	<b>(3,716)</b>	<b>(390)</b>	<b>10.5%</b>

<sup>2</sup> Average from July to September.

<sup>3</sup> Average from January to September.



## EBITDA

The **EBITDA** of the Distribution segment was impacted by extraordinary effects of 2023 and 2024 (for more details, see explanation at the beginning of chapter 1). The least significant result in the quarter is due to tariff adjustments between 3Q23 and 3Q24 (for more details, see explanation in item 3.1.2).

In the YTD, excluding the extraordinary effects, EBITDA would have increased by 5.5% (R\$ 311 million), mainly explained by the increase in load in the concession area, driven by the effect of temperature.

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
<b>Net Income</b>	<b>523</b>	<b>603</b>	<b>(80)</b>	<b>-13.3%</b>	<b>2,246</b>	<b>2,424</b>	<b>(178)</b>	<b>-7.4%</b>
Depreciation and Amortization	321	293	27	9.3%	935	871	63	7.3%
Financial Result	588	508	79	15.6%	1,714	1,315	399	30.3%
Income Tax / Social Contribution	220	307	(87)	-28.4%	983	1,232	(250)	-20.2%
<b>EBITDA</b>	<b>1,652</b>	<b>1,712</b>	<b>(61)</b>	<b>-3.5%</b>	<b>5,877</b>	<b>5,843</b>	<b>34</b>	<b>0.6%</b>

## EBITDA by Distribution Company

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
CPFL Paulista	700	757	(58)	-7.7%	2,560	2,504	56	2.2%
CPFL Piratininga	251	289	(38)	-13.2%	932	990	(57)	-5.8%
RGE	611	587	24	4.1%	2,117	2,124	(8)	-0.4%
CPFL Santa Cruz	90	78	11	14.6%	269	226	43	19.0%
<b>EBITDA</b>	<b>1,652</b>	<b>1,712</b>	<b>(61)</b>	<b>-3.5%</b>	<b>5,877</b>	<b>5,843</b>	<b>34</b>	<b>0.6%</b>

### CPFL Paulista:

The less significant result in the quarter is due to the negative adjustment of Parcel B (-1.93%), which came into effect in Apr-24.

In the YTD, CPFL Paulista had the accounting of the final appraisal report of the assets for PTR, which increased the basis of comparison by R\$ 72 million in 9M23. Excluding this effect, the variation would have been positive at 5.3%, explained by the better margin performance, as a result of the market performance, with growths in the residential and commercial segments.

### CPFL Piratininga:

The less significant result in the quarter is due to the tariff review, which applied a reduction of 1.08%<sup>4</sup> in Parcel B, in the tariffs that came into force in Oct-23, and a less favorable market mix in 3Q24, compared to 3Q23.

In the YTD, EBITDA was impacted by the extraordinary effect accounted in 9M23, related to the preliminary appraisal report of RAB (+R\$ 47 million). Excluding this effect, the variation in EBITDA would have been a reduction of 1.1% in the YTD; this result is due to the tariff review, which applied a reduction of 1.08% in parcel B, in the tariffs that came into force in Oct-23, partially offset by the better market performance, mainly in the residential and commercial segments.

### RGE:

EBITDA in the quarter showed a positive result, due to a reduction in PMSO expenses, mainly in the Legal and Judicial Expenses line.

<sup>4</sup> Parcel B in accordance with ANEEL Resolution No. 3,277 in October 2023.

In the YTD, EBITDA was impacted by the extraordinary effect recorded in 9M23, related to RAB's final appraisal report (+R\$ 77 million) and the effects resulting from the weather events in Rio Grande do Sul, in 2Q24 and 3Q24 (for more details, see explanation at chapter 1). Excluding this effect, the variation in EBITDA would have been an increase of 7.3% in the YTD. With a relatively small impact of the weather events on market performance, the positive adjusted result is influenced by improved market performance, with growth in the residential and commercial segments.

### CPFL Santa Cruz:

The positive variation in EBITDA in the quarter and YTD reflects the increase in Parcel B and better market performance, especially in the residential and commercial segments.

### Financial Result

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Revenues	289	370	(81)	-21.9%	953	1,213	(259)	-21.4%
Expenses	(877)	(878)	2	-0.2%	(2,667)	(2,528)	(139)	5.5%
<b>Financial Result</b>	<b>(588)</b>	<b>(508)</b>	<b>(79)</b>	<b>15.6%</b>	<b>(1,714)</b>	<b>(1,315)</b>	<b>(399)</b>	<b>30.3%</b>

### Managerial Analysis

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Expenses with the net debt	(584)	(534)	(51)	9.5%	(1,732)	(1,695)	(37)	2.2%
Late payment interest and fines	85	94	(10)	-10.5%	303	276	27	9.7%
Mark-to-market	(87)	(58)	(29)	49.3%	(225)	2	(227)	-
Adjustment to the sectorial financial asset/liability	1	(4)	5	-	(78)	63	(141)	-
Others financial revenues/expenses	(2)	(7)	5	-67.8%	18	38	(20)	-53.8%
<b>Financial Result</b>	<b>(588)</b>	<b>(508)</b>	<b>(79)</b>	<b>15.6%</b>	<b>(1,714)</b>	<b>(1,315)</b>	<b>(399)</b>	<b>30.3%</b>

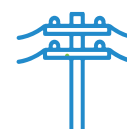
In the quarter, the increase in expenses was mainly due to: (i) the increase in **net debt expenses** (debt charges, net of income from financial investments), due to the increase in net indebtedness and funding expenses, offset by the drop in the IPCA and CDI index in this period; (ii) the increase on **marked-to-market** debt balance, due to new funding in the last 12 months; and (iii) the decrease of **late payment interest and fines** on energy bills, as the effect of the increase in the volume of overdue bills paid in the distributors in São Paulo was offset by a reduction in RGE due to the flexibility implemented by REN No. 1,092/2024<sup>5</sup>.

In the YTD, the increase in expenses is mainly due to: (i) **Mark-to-market (MTM)**, due to new funding and the behavior of the risk spread curve practiced by the market in 9M24, that presented a decreased, in contrast to the increase in the risk spread in 9M23; and (ii) the lower **adjustment to the sectorial financial assets and liabilities**, by the recording of the updatable balance of assets in 2023 and liabilities in 2024.

### Net Income

In the quarter, there was a reduction in EBITDA and the worsening in the financial result, such that **net income** decreased by 13.3%. In the YTD, the improvement in EBITDA was partially offset by the worsening of the financial result, so that **net income** decreased by 7.4%. Excluding the extraordinary effects, the variation would have been an increase of 0.2%.

<sup>5</sup> Flexibility of the Rules for the Public Electricity Distribution Service to address the public calamity in the State of Rio Grande do Sul.



## 3.2) GENERATION SEGMENT

### 3.2.1) Operational Performance

#### Generated Energy

GWh	3Q24	3Q23	Δ GWh	Δ %	9M24	9M23	Δ GWh	Δ %
Wind	1,200	1,246	(46)	-3.7%	2,499	2,843	(344)	-12.1%
SHPP	274	380	(106)	-28.0%	1,255	1,370	(116)	-8.4%
HPP	2,770	2,566	204	8.0%	7,910	4,701	3,209	68.3%
Biomass	372	384	(12)	-3.1%	806	769	36	4.7%
Solar	0.3	0.3	0.0	12.9%	0.8	0.9	(0.1)	-6.3%
TPP	6.2	-	6	0.0%	13.3	0	13	8078.0%
<b>Total</b>	<b>4,623</b>	<b>4,577</b>	<b>46</b>	<b>1.0%</b>	<b>12,484</b>	<b>9,685</b>	<b>2,799</b>	<b>28.9%</b>

#### Availability

%	3Q24	3Q23	Δ p.p.	Δ %	9M24	9M23	Δ p.p.	Δ %
Wind	94.9%	95.7%	-0.8	-0.8%	95.0%	95.6%	-0.6	-0.6%
SHPP	94.4%	94.8%	-0.5	-0.5%	96.7%	94.0%	2.7	2.9%
HPP	89.5%	99.1%	-9.6	-9.7%	95.5%	98.8%	-3.4	-3.4%
Biomass	99.5%	94.8%	4.6	4.9%	99.4%	95.5%	3.9	4.0%
Solar	100.0%	100.0%	0.0	0.0%	100.0%	100.0%	0.0	0.0%
TPP	99.0%	100.0%	-1.0	-1.0%	98.6%	99.8%	-1.2	-1.2%

### 3.2.2) Economic-Financial Performance

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	1,502	1,510	(8)	-0.5%	3,873	3,935	(62)	-1.6%
<b>Net Operating Revenue</b>	<b>1,381</b>	<b>1,387</b>	<b>(6)</b>	<b>-0.5%</b>	<b>3,538</b>	<b>3,606</b>	<b>(67)</b>	<b>-1.9%</b>
Cost of Electric Power	(186)	(143)	(43)	30.3%	(451)	(404)	(46)	11.5%
PMSO and Private Pension Fund	(174)	(234)	60	-25.6%	(427)	(486)	58	-12.0%
Equity income	86	89	(3)	-3.6%	259	249	9	3.7%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>1,107</b>	<b>1,100</b>	<b>7</b>	<b>0.6%</b>	<b>2,919</b>	<b>2,965</b>	<b>(46)</b>	<b>-1.6%</b>
Depreciation and Amortization	(220)	(219)	(1)	0.5%	(657)	(645)	(12)	1.9%
Financial Result	(18)	(103)	86	-82.6%	(247)	(404)	157	-38.9%
<i>Financial Revenues</i>	102	68	34	51.0%	168	165	3	1.7%
<i>Financial Expenses</i>	(120)	(171)	51	-29.9%	(414)	(569)	154	-27.2%
Income Before Taxes	870	778	91	11.7%	2,015	1,916	99	5.1%
<b>Net Income</b>	<b>674</b>	<b>600</b>	<b>74</b>	<b>12.4%</b>	<b>1,580</b>	<b>1,472</b>	<b>108</b>	<b>7.3%</b>

Note: (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.

#### Net Operating Revenue

We continue to observe a worse **performance of wind farms**, which continued to be impacted by the curtailment effect, resulting in a continued scenario of reduced revenue in the quarter and in the YTD. There was also a reduction in revenue from adjustments in energy prices, provided for in the contract (IPCA and IGP-M).

## Cost of Electric Power

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Energy Purchased in the Spot Market	54	23	32	140.7%	100	67	33	50.1%
Bilateral Contracts, ACR and ACL	73	56	18	31.8%	169	149	21	13.9%
PIS and COFINS Tax Credit	(6)	(2)	(4)	196.6%	(15)	(9)	(5)	57.2%
<b>Cost of Electric Power Purchased for Resale</b>	<b>122</b>	<b>76</b>	<b>45</b>	<b>59.7%</b>	<b>255</b>	<b>206</b>	<b>49</b>	<b>23.6%</b>
National Grid Charges	55	56	(1)	-1.8%	164	165	(0)	-0.2%
Connection Charges	4	4	(1)	-13.5%	13	13	0	2.9%
Charges for the Use of the Distribution System	10	10	(0)	-1.6%	30	32	(2)	-6.1%
ESS/EER	(1)	0	(1)	-	(0)	0	(0)	-
PIS and COFINS Tax Credit	(4)	(4)	0	-9.5%	(11)	(11)	(0)	1.0%
<b>Charges</b>	<b>64</b>	<b>66</b>	<b>(2)</b>	<b>-3.3%</b>	<b>196</b>	<b>199</b>	<b>(2)</b>	<b>-1.1%</b>
<b>Cost of Electric Energy</b>	<b>186</b>	<b>143</b>	<b>43</b>	<b>30.3%</b>	<b>451</b>	<b>404</b>	<b>46</b>	<b>11.5%</b>

There was a higher expense with **energy purchased in the spot market** and under **bilateral contracts, ACR and ACL**, increasing **Cost of Electric Power** in the quarter and YTD.

## PMSO

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Personnel	43	43	0	0.7%	126	125	1	0.5%
Material	14	22	(8)	-35.3%	38	44	(5)	-12.0%
Outsourced Services	80	75	5	6.6%	231	202	28	13.9%
<i>Outsourced Services</i>	72	75	(3)	-4.0%	134	127	7	5.6%
<i>Outsourced Services climate events</i>	8	-	8	0.0%	24	-	24	0.0%
Other Operating Costs/Expenses	36	94	(58)	-61.6%	31	114	(83)	-72.8%
<i>Asset Write-off</i>	(2)	1	(3)	-	(4)	(4)	0	-2.6%
<i>Asset Write-off climate events</i>	-	-	-	0.0%	3	-	3	0.0%
<i>GSF Risk Premium</i>	12	5	7	126.9%	24	16	7	46.2%
<i>Investment Fair Value Adjustments (non-cash effect)</i>	-	-	-	0.0%	(56)	-	(56)	0.0%
<i>Legal and judicial expenses</i>	4	68	(64)	-94.7%	1	44	(42)	-96.8%
<i>Others</i>	22	19	3	15.7%	63	58	5	8.5%
<b>PMSO</b>	<b>173</b>	<b>233</b>	<b>(60)</b>	<b>-25.7%</b>	<b>426</b>	<b>485</b>	<b>(59)</b>	<b>-12.3%</b>

The variation in PMSO expenses is mainly explained by the reduction in **Legal and Judicial expenses**, due to an effect in 3Q23.

In the YTD, we also had the extraordinary effect of Paulista Lajeado in 1Q24, of R\$ 56 million, and effects related to the climate events in Rio Grande do Sul in 2Q24, as already explained in Chapter 1.

## Other operating costs and expenses

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Private Pension Fund	0	0	0	52.7%	1	0	1	232.5%
Depreciation and amortization	173	176	(3)	-1.9%	517	519	(2)	-0.3%
Amortization of Concession Intangible	47	42	5	11.0%	140	126	14	11.3%
<b>Other operating costs and expenses</b>	<b>220</b>	<b>219</b>	<b>1</b>	<b>0.6%</b>	<b>658</b>	<b>645</b>	<b>13</b>	<b>2.1%</b>

## Equity Income

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Barra Grande HPP	(2)	1	(3)	-	2	3	(2)	-51.4%
Foz do Chapecó HPP	66	68	(2)	-3.5%	191	189	2	1.0%
Epasa TPP	23	20	3	12.8%	66	57	9	15.4%
<b>Equity Income</b>	<b>86</b>	<b>89</b>	<b>(3)</b>	<b>-3.3%</b>	<b>258</b>	<b>249</b>	<b>9</b>	<b>3.6%</b>

Note: (1) Disclosure of interest in subsidiaries is made in accordance with IFRS 12 and CPC 45.

## Barra Grande

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Net Revenue	15	12	3	22.6%	46	41	5	12.6%
Operating Costs / Expenses	(10)	(11)	1	-7.6%	(23)	(25)	3	-9.9%
Deprec. / Amortization	(4)	(4)	(0)	1.9%	(11)	(11)	(0)	1.4%
Net Financial Result	(5)	3	(8)	-	(10)	0	(10)	-
Income Tax	1	(0)	2	-	(1)	(2)	1	-53.7%
<b>Net Income</b>	<b>(2)</b>	<b>1</b>	<b>(3)</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>(2)</b>	<b>-51.4%</b>

There was an increase in **Net Revenue** in the quarter and YTD, while **Operating Costs/Expenses** were in line. **Net Financial Expense** were higher in the quarter and YTD, due to higher expenses with UBP.

## Foz do Chapecó

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Net Revenue	164	163	2	1.1%	485	483	3	0.6%
Operating Costs / Expenses	(31)	(34)	2	-6.9%	(98)	(105)	7	-6.7%
Deprec. / Amortization	(13)	(13)	0	-1.4%	(39)	(40)	0	-1.1%
Net Financial Result	(20)	(11)	(9)	76.7%	(61)	(46)	(15)	33.6%
Income Tax	(34)	(35)	1	-3.7%	(97)	(99)	2	-1.9%
<b>Net Income</b>	<b>66</b>	<b>68</b>	<b>(2)</b>	<b>-3.5%</b>	<b>191</b>	<b>189</b>	<b>2</b>	<b>1.0%</b>

**Net Revenue** increased in the quarter and YTD due to higher supplied energy prices. Lower volume of purchased energy reduced **Operating Costs/Expenses** in the quarter and YTD. The increase in **Net Financial Expenses** is explained by the higher expenses with UBP, mainly due to the variation in the IPCA, lower income from financial investments and greater monetary and exchange rate updates, being partially offset by lower debt expenses.

## Epasa

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Net Revenue	50	41	9	21.2%	143	124	19	14.9%
Operating Costs / Expenses	(15)	(8)	(6)	72.1%	(37)	(30)	(8)	26.2%
Deprec. / Amortization	(12)	(12)	0	-0.1%	(37)	(37)	(0)	0.1%
Net Financial Result	5	4	0	11.2%	12	13	(1)	-5.9%
Income Tax	(5)	(5)	(0)	9.7%	(14)	(13)	(1)	9.7%
<b>Net Income</b>	<b>23</b>	<b>20</b>	<b>3</b>	<b>12.8%</b>	<b>66</b>	<b>57</b>	<b>9</b>	<b>15.4%</b>

Along with the annual adjustment of revenue and greater generation dispatch, there was an increase in **Net Revenue** and in **Operating Costs/Expenses** in the quarter and YTD. The higher cash balance in the quarter resulted in a higher **Net Financial Revenue**, but in the YTD is still lower compared to last year.

## Financial Result

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Financial Revenues	102	68	34	51.0%	168	165	3	1.7%
Financial Expenses	(120)	(171)	51	-29.9%	(414)	(569)	154	-27.2%
<b>Financial Result</b>	<b>(18)</b>	<b>(103)</b>	<b>86</b>	<b>-82.6%</b>	<b>(247)</b>	<b>(404)</b>	<b>157</b>	<b>-38.9%</b>

## Managerial Analysis

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Expenses with the net debt	(64)	(101)	37	-36.6%	(248)	(358)	110	-30.8%
Market-to-market	(5)	3	(8)	-	(10)	14	(24)	-
Other financial revenues/expenses	51	(6)	57	-	12	(61)	74	-
<b>Financial Result</b>	<b>(18)</b>	<b>(103)</b>	<b>86</b>	<b>-82.6%</b>	<b>(247)</b>	<b>(404)</b>	<b>157</b>	<b>-38.9%</b>

**Lower CDI** in the quarter lowered **Expenses with the Net Debt**, with effects in the quarter and YTD. Also, there was an effect of **Tax Credits Adjustments**, with a positive impact in the quarter and YTD.

## EBITDA and Net Income

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
<b>Net Income</b>	<b>674</b>	<b>600</b>	<b>74</b>	<b>12.4%</b>	<b>1,580</b>	<b>1,472</b>	<b>108</b>	<b>7.3%</b>
Depreciation and Amortization	220	219	1	0.5%	657	645	12	1.9%
Financial Result	18	103	(86)	-82.6%	247	404	(157)	-38.9%
Income Tax / Social Contribution	196	179	17	9.7%	435	444	(9)	-2.1%
<b>EBITDA</b>	<b>1,107</b>	<b>1,100</b>	<b>7</b>	<b>0.6%</b>	<b>2,919</b>	<b>2,965</b>	<b>(46)</b>	<b>-1.6%</b>

PMSO impacts, with better wind performance (+R\$ 65 million) were the main impacts on **EBITDA** in the quarter, partially offset by higher generation restrictions, that caused a negative effect of R\$ 96 million. In the YTD, worse wind performance (-R\$ 15 million) together with the negative impact of R\$ 123 million from the restrictions were the main impacts, partially offset by the PMSO and the extraordinary effect of Paulista Lajeado adjustment.

Beyond the EBITDA effect, the better **Financial Result** guaranteed the positive performance of **Net Income** in the quarter and YTD.





## 3.3) TRANSMISSION SEGMENT

### 3.3.1) Portfolio

Concession Contracts	Contract Start Date	Contract End Date	CPFL -T Share	Index	RAP 2024-2025 <sup>1</sup> (R\$ million)	RAP Expected 2024-2025 (R\$ million)	Km	Projects category
CONTRACT 055/01	12/31/2002	12/31/2042	100%	IPCA	856	212	5,829	Category 1
SUL II	3/22/2019	3/21/2049	100%	IPCA	44	-	75	Category 3
TESB	7/27/2011	7/27/2041	98%	IPCA	43	-	98	Category 3
SUL I	3/22/2019	3/21/2049	100%	IPCA	34	-	307	Category 3
CONTRACT 080/02	12/18/2002	12/18/2032	100%	IGP-M	20	-	127	Category 2
MORRO AGUDO	3/24/2015	3/24/2045	100%	IPCA	20	-	-	Category 3
PIRACICABA	2/24/2013	2/24/2043	100%	IPCA	17	-	-	Category 3
CONTRACT 004/01 (CAC 3)	3/31/2021	3/31/2051	100%	IPCA	12	-	-	Category 3
MARACANAÚ	9/21/2018	9/21/2048	100%	IPCA	11	-	-	Category 3
ETAU <sup>2</sup>	12/18/2002	12/18/2032	10%	IGP-M	54	-	188	Category 2
TPAE <sup>2</sup>	11/19/2009	11/19/2039	10%	IPCA	11	-	12	Category 3

Notes:

(1) Approved value discounting the Adjustment Portion (PA);

(2) Contracts consolidated by equity income.

### 3.3.2) Operational Performance

#### ENS – Unsupplied Energy | MWh

The Unsupplied Energy (ENS) indicator consists of the analysis of the amount of energy interrupted due to the unavailability of Transmission assets and, therefore, verifies the effective impact of the unavailability for the society.

MWh	3Q24	3Q23	Δ MWh	Δ %	9M24	9M23	Δ MWh	Δ %
ENS	119.3	197.7	-78.4	-39.7%	519.8	323.7	196.2	60.6%

The decrease, in the quarter, is explained by the lower number of events with an impact on energy supply, opposite of the YTD, where the number of events of this type (related to climate changes, caused by the El Niño phenomenon) had increase, specially in the 1H24.

#### PVd – Discounted Variable Parcel

The Discounted Variable Portion (PVd) consists of the percentage ratio of the Variable Portion Discounts effected on the basis of the Transmitter's Monthly Billing. Such data are made available monthly by the National Electric System Operator (ONS).

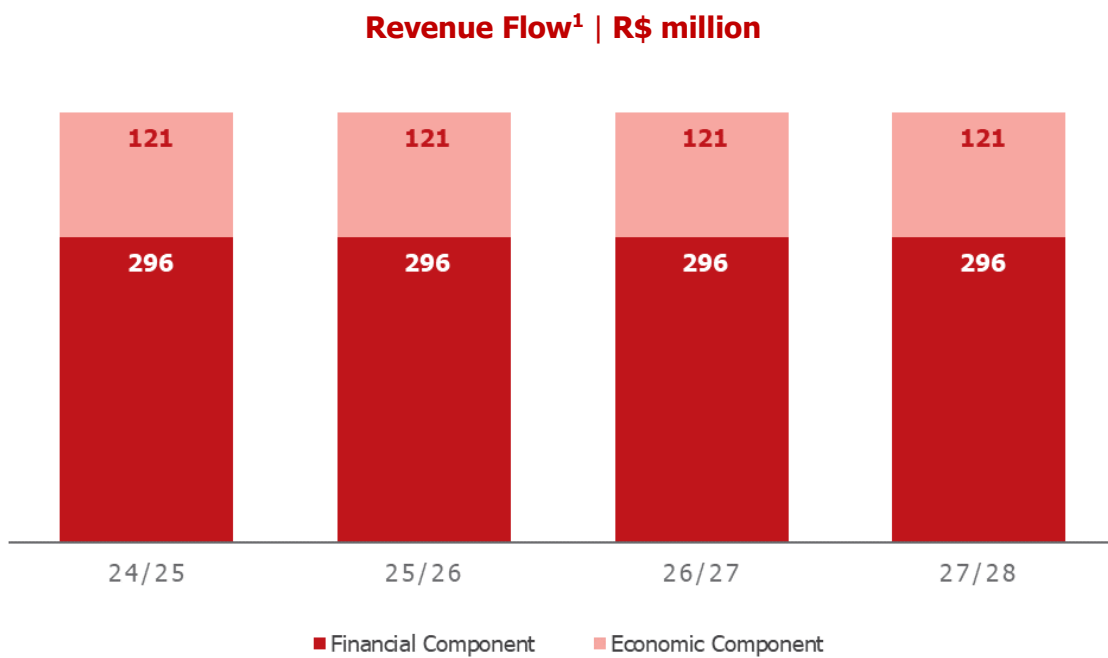
%	3Q24	3Q23	Δ %	9M24	9M23	Δ %
PVd	1.721%	0.418%	311.7%	0.319%	0.990%	-67.8%

The increase in the quarter is justified by an event that occurred on the TL 230 kV Bagé 2 / Livramento 2 in Mar-24, which began to be deducted in Jul-24 due to the discussions with the ONS. In the YTD, the decrease was due to the reactivation, in Feb-24, of the injunction to return discounts related to the disconnection of two transmission lines that occurred in Jan-22.

### 3.3.3) Regulatory Themes

#### RBSE Revenue Flow<sup>1</sup>

The RAP Parcel related to the assets belonging to the National Grid of Existing System – RBSE is the indemnity of unamortized assets, in the context of the renewal of Transmission concessions, in accordance with the Law No. 12,783/2013. The revenue flow from these assets belonging to CPFL Transmissão’s Concession Contract 055 are shown below. It is worth noting that the flow of the financial component was considered according to the re-profiling established by ANEEL from the 2021/2022 cycle onwards, after the approval of the result of the Transmitters’ RTP (REH No. 2,851/21). As for the flow of the economic component, it is the amount established by the Resolution nº 3,344/24, which dealt with the Periodic Tariff Review of transmission companies.



Note: (1) Values are in June-2024 data base and should be update by IPCA and must be updated by IPCA annually.

#### Periodic Tariff Revision (“PTR”)

The Transmission Concession Contract No. 055/2001-ANEEL, signed between the Federal Government and the CPFL Transmissão was extended in the terms of the Law No. 12,783, of January 11, 2013, defining in its eight clause the rules for tariff revision enough to maintain the concession economical-financial balance.

The second PTR was expected to happen in July 1<sup>st</sup> 2023, although, as like happened with the 1<sup>st</sup> PTR, there was a postponement, with the process being ended in 07/12/2024 with the publication of the REH No. 3,344/2024, which homologate the 2023 PTR final result RAP, associated to the Concession Contract No. 055/2001 under responsibility of CPFL Transmissão, and that show the revenue final repositioning index of 14.7%<sup>6</sup>, lower than the last tariff cycle.

About the RBSE economical component, which refers to the remuneration by the asset capital costs still not depreciated, as it is possible to see in the table below, in the RBSE 2023 PTR Write off and Depreciation item, there is a decline due to the asset depreciation during the current tariff revision period.

<sup>6</sup> The Repositioning index refers to the nominal variation in relation to the revenue in the previous year (22/23) compared to the Revision year (23/24). It does not take into account the financial aspect of the RBSE.

- Contents
- CPFL Energia
- Distribution
- Generation
- Transmission
- Commercialization and Services
- Attachments

Related to the RBSE Financial Component, it's highlighted that this was not the 2023 PTR scope. The process is waiting deliberation of the Collegiate Board of ANEEL, while CPFL Transmissão, in conjunction with others affected Transmissions Companies, keep acting proactively in this process.

Considering the bided concessionaires, it is noted that Maracanaú, Sul I and Sul II underwent Tariff Revision, with a repositioning index close to 2.9%.

Tariff Revision of the extended concession contract in terms of the Law No 12,783/2013:

Contracts	REH 3,216/2023	Financial RBSE (out of PTR scope)	CAOM Path	2023 RBSE PTR Write off and Depreciation	2023 RBNI PTR Write off and Depreciation	2023 PTR Incremental RTP 2023	Others	Homologate Revenue REH 3,344/2024
055/2001	<b>1,122.0</b>	-284.2	-16.6	-85.7	-55.0	28.3	-4.1	<b>704.7</b>

\* Values expressed in R\$ million.

Tariff review of bided concession contracts:

Contracts	REH 3,216/2023	Repositioning Index	REH 3,348/2024 Approved Revenue
020/2018	10,658.8	2.96%	<b>10,974.3</b>
005/2019	34,856.1	2.93%	<b>35,878.0</b>
011/2019	44,776.5	2.93%	<b>46,088.2</b>

\* Values expressed in R\$ x 1,000.

### Annual Tariff Adjustment ("ATA")

According to REH No. 3,348/2024, for the 2024-2025 cycle, from 07/01/2024 to 06/30/2025, the Revenue (RAP) added to the Adjustment Portion (PA) of **Concession Contract nº 055/2001**, totals around R\$ 856 million, net of PIS and COFINS, highlighting:

- (i) The data includes the effects of the 2023 PTR, ended in July/2024, including the revenue trajectory (CAOM) also established in the 2023 PTR process;
- (ii) Monetary correction by the IPCA for the 2023/2024 cycle;
- (iii) Discount of the Adjustment Portion (PA), whose negative impact is mainly due to (i) the result of the 2023 PTR, which includes the effects of the revenue received during the 2023/2024 cycle, which had not yet been revised (PA Postponement), and (ii) the reversal of the differences in the RAP portions due to ANEEL's failure to apply the correct report inspected for the purposes of establishing the RAP in the 2018 PTR ("Material Error"). The latter, by way of administrative self-protection;
- (iv) "Smal-scale" reinforces and replacement that started up during the 2018/2023 PTR cycle and were assessed in the 2023 PTR;
- (v) Also includes replacement that started up during the 2023/2024 cycle, and increased the transmission's revenue (new investments).

As a highlight related to the RBSE's Financial Component, it has not undergone any change in its value, being only updated by IPCA, since its process is currently being analyzed by the regulatory agency.

Annual Tariff Adjustment of the concession contract extended under the terms of the Law No. 12,783/2013:

Contracts	REH 3,344/2024 RTP result	RBSE Financial	CAOM Path	New Investments	Index (IPCA)	REH 3,348/2024 Homologated Revenue	ATA Adjustment Portion 2023	REH 3,348/2024
055/2001	<b>704.7</b>	284.2	-22.3	29.3	33.7	1,029.6	-173.6	<b>856.0</b>

\* Values expressed in R\$ million.

As for the bided contracts, according to REH No. 3,348/2024, for the 2024-2025 cycle, from 07/01/2024 to 06/30/2025 the total RAP plus the Adjustment Portion amounts to approximately R\$ 200 million.

Annual Tariff Adjustment 2024:

Contracts	REH 3,216/2023	Start-up	Indexer (IPCA or IGP-M)	Impact of PTR Repositioning	REH 3,348/2024 Approved Revenue	PA ATA 2023	REH 3,348/2024
<b>080/2002</b>	21,435.2	-	-72.5	-	<b>21,362.7</b>	-925.9	<b>20,436.8</b>
<b>001/2011</b>	37,230.4	6,913.6	1,733.1	0.0	<b>45,877.1</b>	-2,654.5	<b>43,222.6</b>
<b>003/2013</b>	15,428.5	-	628.6	584.1	<b>16,641.2</b>	435.9	<b>17,077.1</b>
<b>020/2018</b>	10,658.8	-	315.5	-99.2	<b>10,974.3</b>	-85.5	<b>10,888.8</b>
<b>006/2015</b>	19,059.0	-	748.3	-	<b>19,807.3</b>	-195.0	<b>19,612.3</b>
<b>005/2019</b>	34,856.1	-	1,355.3	-333.4	<b>35,878.0</b>	-1,504.5	<b>34,373.5</b>
<b>011/2019</b>	43,186.5	1,590.0	1,311.7	-429.4	<b>46,088.2</b>	-2,316.5	<b>43,771.7</b>
<b>004/2021</b>	-	10,739.2	421.7	-	<b>11,160.9</b>	521.2	<b>11,682.1</b>

\* Values expressed in R\$ x 1,000.

Related to the **Concession Contract No. 004/2021 (Cachoeirinha 3)**, the transmission company has concluded it works covered by the Concession Contract, however, in order to receive the full RAP, it is waiting for the Distributor being connect to the substation, in accordance with the clause in the Connection Contract (CCT) signed between the concessionaires. As soon as the conditions set out it the CCT are met, the Transmitter will receive the RAP of approximately R\$ 12.0 million.

### 3.3.4) Economic-Financial Performance | Regulatory



**Disclaimer:** This chapter contains the regulatory results (Regulatory Financial Statements prepared for Aneel, the electricity sector regulatory agency), therefore, is merely for the purpose of analyzing the regulatory/management performance, following the market practices for transmission businesses.

Therefore, this does not work as an official report from the Company to the Brazilian Securities and Exchange Commission (CVM), which strictly and rigidly follows the IFRS international accounting standards.

The figures have not been audited and are still subject to change.

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	319	380	(62)	-16.2%	1,113	1,076	37	3.5%
<b>Net Operating Revenue</b>	<b>269</b>	<b>315</b>	<b>(46)</b>	<b>-14.5%</b>	<b>928</b>	<b>883</b>	<b>45</b>	<b>5.1%</b>
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(89)	(54)	(36)	66.8%	(282)	(253)	(28)	11.2%
Equity Income	1	1	0	-14.9%	5	3	3	87.3%
<b>EBITDA</b>	<b>180</b>	<b>262</b>	<b>(82)</b>	<b>-31.2%</b>	<b>652</b>	<b>633</b>	<b>19</b>	<b>3.0%</b>
Depreciation and Amortization	(31)	(29)	(2)	7.4%	(88)	(87)	(1)	1.0%
Financial Income (Expense)	(124)	(60)	(65)	108.7%	(287)	(142)	(145)	102.2%
<i>Financial Revenues</i>	23	23	(0)	-0.1%	58	68	(10)	-14.9%
<i>Financial Expenses</i>	(147)	(83)	(65)	78.4%	(345)	(210)	(135)	64.2%
Income Before Taxes	25	174	(149)	-85.5%	277	404	(127)	-31.5%
Income Tax / Social Contribution	0	(54)	54	-	(59)	(91)	32	-35.4%
<b>Net Income</b>	<b>25</b>	<b>120</b>	<b>(94)</b>	<b>-78.8%</b>	<b>218</b>	<b>313</b>	<b>(95)</b>	<b>-30.3%</b>

### Operational Revenue

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Concession Contract 055/2001	269	336	(67)	-19.9%	961	946	15	1.6%
Sul II	12	11	1	8.9%	35	30	5	15.6%
TESB	11	9	2	26.3%	32	27	5	19.4%
Sul I	9	9	0	3.4%	27	25	3	11.1%
Concession Contract 080/2002	3	5	(2)	-42.7%	13	16	(2)	-15.1%
Morro Agudo	5	5	0	4.9%	15	13	3	22.2%
Piracicaba	4	4	1	13.6%	13	11	1	12.6%
Maracanaú	3	3	0	5.5%	9	8	1	11.2%
Concession Contract 004/2001 (CAC 3)	3	-	3	-	7	-	7	-
Regulatory Charges	(23)	(33)	10	-29.9%	(90)	(100)	10	-9.5%
<b>Gross Revenue</b>	<b>319</b>	<b>380</b>	<b>(62)</b>	<b>-16.2%</b>	<b>1,113</b>	<b>1,076</b>	<b>37</b>	<b>3.5%</b>
Deductions from Revenue	(27)	(33)	6	-18.3%	(95)	(92)	(2)	2.5%
<b>Net Revenue</b>	<b>269</b>	<b>315</b>	<b>(46)</b>	<b>-14.5%</b>	<b>928</b>	<b>883</b>	<b>45</b>	<b>5.1%</b>

In the quarter, the decrease perceived in the **operating revenue** is mainly due effects of the tariff revision for the 2024/2025 cycle, mainly the reduction in the RBSE economic component and the effect of the adjustment portion (PA) postergation, due to the 2023 review of the 55 concession contract been postergated to 2024. For the YTD, the result is still positive coming from the last cycle (2023/2024). The regulatory charges, which are part of billed revenue, together with tariff subsidies, had a decrease both in the quarter and in the YTD.

## O&M Costs and Expenses – PMSO and Depreciation/Amortization

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Personnel	(33)	(33)	0	-0.7%	(101)	(102)	1	-0.7%
Material	(3)	(2)	(2)	79.6%	(19)	(4)	(14)	335.6%
Outsourced Services	(28)	(20)	(8)	41.6%	(79)	(59)	(20)	34.5%
<i>Outsourced Services</i>	(25)	(20)	(5)	26.6%	(72)	(59)	(13)	22.6%
<i>Outsourced Services climate events</i>	(3)	-	(3)	-	(7)	-	(7)	-
Private Pension Fund	(18)	(15)	(3)	22.1%	(54)	(46)	(8)	17.1%
Others	(6)	17	(23)	-	(28)	(42)	13	-32.2%
<i>ADA</i>	(3)	3	(6)	-	3	(4)	7	-
<i>Legal and judicial expenses</i>	9	24	(16)	-64.7%	18	58	(40)	-69.6%
<i>Others climate events</i>	-	-	-	-	(5)	-	(5)	-
<i>Others</i>	(12)	(10)	(1)	12.5%	(44)	(96)	52	-54.1%
<b>PMSO</b>	<b>(89)</b>	<b>(54)</b>	<b>(36)</b>	<b>66.8%</b>	<b>(282)</b>	<b>(253)</b>	<b>(28)</b>	<b>11.2%</b>
Depreciation and Amortization	(31)	(29)	(2)	7.4%	(88)	(87)	(1)	1.0%
<b>Depreciation and Amortization</b>	<b>(120)</b>	<b>(82)</b>	<b>(38)</b>	<b>46.1%</b>	<b>(370)</b>	<b>(341)</b>	<b>(29)</b>	<b>8.6%</b>

In the quarter, **PMSO** had an increase, mainly due to:

- └ Lower reversal of Provisions, specially for contingencies;
- └ Increase in the Allowance for Doubtful Accounts (ADA);
- └ Increase in outsourced services, mainly because of Climate events expenses, tree punning and Transmission lines cleaning;
- └ Increase in private pension Entity, due to a new actuarial report.

In the YTD, there was an increase too, mainly because of an increase in outsourced services by the same factors as the quarter, although with maintenances due to floods.

## EBITDA

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
<b>Net Income</b>	<b>25</b>	<b>120</b>	<b>(94)</b>	<b>-78.8%</b>	<b>218</b>	<b>313</b>	<b>(95)</b>	<b>-30.3%</b>
Depreciation and Amortization	31	29	2	7.4%	88	87	1	1.0%
Financial Result	124	60	65	108.7%	287	142	145	102.2%
Income Tax / Social Contribution	(0)	54	(54)	-	59	91	(32)	-35.4%
<b>EBITDA</b>	<b>180</b>	<b>262</b>	<b>(82)</b>	<b>-31.2%</b>	<b>652</b>	<b>633</b>	<b>19</b>	<b>3.0%</b>

In the quarter, the decrease in the EBITDA is mainly due to increase in the Others items of the PMSO, and a lower revenue, things explained previously. In the YTD, the higher revenue received until 1H24 contributed to a positive EBITDA, which was partially offset by a worst PMSO.

## Financial Result

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Expenses with the net debt	(85)	(74)	(12)	15.7%	(245)	(193)	(52)	26.9%
Mark-to-Market	(39)	(4)	(35)	909.5%	(44)	(0)	(44)	9329.8%
Others financial revenues/expenses	(1)	18	(19)	-	0	47	(46)	-99.1%
<b>Financial Result</b>	<b>(125)</b>	<b>(60)</b>	<b>(65)</b>	<b>108.4%</b>	<b>(289)</b>	<b>(147)</b>	<b>(142)</b>	<b>96.8%</b>



In the quarter and YTD, the worsening in the financial result is due to the new debentures issuances, occurred after the 3Q23.

## Net Income

In the quarter and YTD, there was a decrease in the net income, mainly due to the worsening in the financial result, as explained before.

### 3.3.5) Economic-Financial Performance | IFRS

<b>R\$ Million</b>	<b>3Q24</b>	<b>3Q23</b>	<b>Δ R\$</b>	<b>Δ %</b>	<b>9M24</b>	<b>9M23</b>	<b>Δ R\$</b>	<b>Δ %</b>
Gross Operating Revenue	656	605	51	8.4%	1,699	1,608	91	5.7%
Net Operating Revenue	612	539	73	13.5%	1,519	1,412	107	7.6%
<b>Net Operating Revenue (ex-rev. from infras</b>	<b>305</b>	<b>238</b>	<b>67</b>	<b>28.1%</b>	<b>871</b>	<b>850</b>	<b>21</b>	<b>2.5%</b>
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(59)	(57)	(2)	2.7%	(240)	(249)	9	-3.7%
Costs of Building the Infrastructure	(181)	(220)	39	-17.8%	(421)	(415)	(5)	1.3%
Equity Income	1	(0)	1	-	5	3	2	48.5%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>373</b>	<b>262</b>	<b>112</b>	<b>42.6%</b>	<b>863</b>	<b>751</b>	<b>112</b>	<b>14.9%</b>
Depreciation and Amortization	(9)	(15)	7	-43.6%	(28)	(44)	15	-35.2%
Financial Income (Expense)	(125)	(60)	(65)	108.4%	(289)	(147)	(142)	96.8%
<i>Financial Revenues</i>	23	18	5	28.3%	114	65	49	75.5%
<i>Financial Expenses</i>	(147)	(78)	(70)	90.0%	(403)	(212)	(191)	90.2%
Income Before Taxes	240	187	53	28.6%	546	560	(14)	-2.6%
Income Tax / Social Contribution	(27)	(67)	40	-60.2%	(106)	(169)	62	-37.0%
<b>Net Income</b>	<b>213</b>	<b>120</b>	<b>94</b>	<b>78.4%</b>	<b>440</b>	<b>392</b>	<b>48</b>	<b>12.2%</b>

Note (1): EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.



## 3.4) COMMERCIALIZATION AND SERVICES SEGMENTS

### 3.4.1) Economic-Financial Performance

#### Commercialization

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	956	739	217	29.4%	2,108	1,967	141	7.1%
<b>Net Operating Revenue</b>	<b>830</b>	<b>629</b>	<b>201</b>	<b>31.9%</b>	<b>1,801</b>	<b>1,659</b>	<b>142</b>	<b>8.6%</b>
Cost of Electric Power	(848)	(602)	(246)	40.8%	(1,746)	(1,592)	(154)	9.7%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(18)	(15)	(2)	16.0%	(53)	(46)	(7)	14.9%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>(36)</b>	<b>11</b>	<b>(47)</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>20</b>	<b>(19)</b>	<b>-91.7%</b>
Depreciation and Amortization	(2)	(2)	(0)	10.3%	(5)	(4)	(1)	13.6%
Financial Income (Expense)	(5)	(13)	8	-64.1%	(16)	(67)	51	-75.7%
<i>Financial Revenues</i>	9	19	(10)	-51.0%	40	39	1	2.2%
<i>Financial Expenses</i>	(14)	(32)	18	-56.4%	(56)	(106)	50	-47.0%
Income Before Taxes	(42)	(3)	(39)	1299.1%	(19)	(51)	31	-61.9%
Income Tax / Social Contribution	(3)	(0)	(3)	1066.9%	(6)	(1)	(5)	809.7%
<b>Net Income (loss)</b>	<b>(45)</b>	<b>(3)</b>	<b>(42)</b>	<b>1281.3%</b>	<b>(26)</b>	<b>(51)</b>	<b>26</b>	<b>-50.4%</b>

Note: (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.

#### Services

R\$ Million	3Q24	3Q23	Δ R\$	Δ %	9M24	9M23	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	343	284	59	20.8%	1,022	802	220	27.5%
<b>Net Operating Revenue</b>	<b>315</b>	<b>261</b>	<b>54</b>	<b>20.7%</b>	<b>938</b>	<b>734</b>	<b>204</b>	<b>27.8%</b>
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(245)	(203)	(42)	20.6%	(711)	(568)	(143)	25.2%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>70</b>	<b>58</b>	<b>12</b>	<b>21.0%</b>	<b>228</b>	<b>166</b>	<b>61</b>	<b>36.8%</b>
Depreciation and Amortization	(20)	(12)	(8)	64.0%	(49)	(37)	(12)	31.6%
Financial Income (Expense)	1	3	(2)	-69.5%	8	10	(2)	-22.4%
<i>Financial Revenues</i>	4	6	(3)	-44.5%	14	18	(4)	-21.9%
<i>Financial Expenses</i>	(3)	(3)	1	-20.1%	(7)	(9)	2	-21.5%
Income Before Taxes	51	49	2	4.6%	186	139	47	34.0%
Income Tax / Social Contribution	(12)	(13)	1	-9.5%	(47)	(34)	(13)	38.7%
<b>Net Income</b>	<b>39</b>	<b>36</b>	<b>4</b>	<b>9.8%</b>	<b>139</b>	<b>105</b>	<b>34</b>	<b>32.5%</b>

Note: (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.



### Company Profile and Corporate Structure

#### Company Operation

CPFL Energia operates in the Generation, Transmission, Distribution, Commercialization and Services segments.

CPFL is the largest distribution company in volume of energy sales, with 13% of the national market, serving approximately 10.6 million customers in 687 municipalities. With 4,371 MW of installed capacity, it is among the largest generators in the country, with 96% of its generation portfolio coming from renewable sources.

The group also has a relevant role in the transmission segment, with an installed capacity of 15.9 thousand MVA and more than 6,000 km of transmission lines. It also has a national operation through CPFL Soluções, providing integrated solutions in energy management and commercialization, energy efficiency, distributed generation, energy infrastructure and consulting services. To access the detailed Action Map, [click here](#).

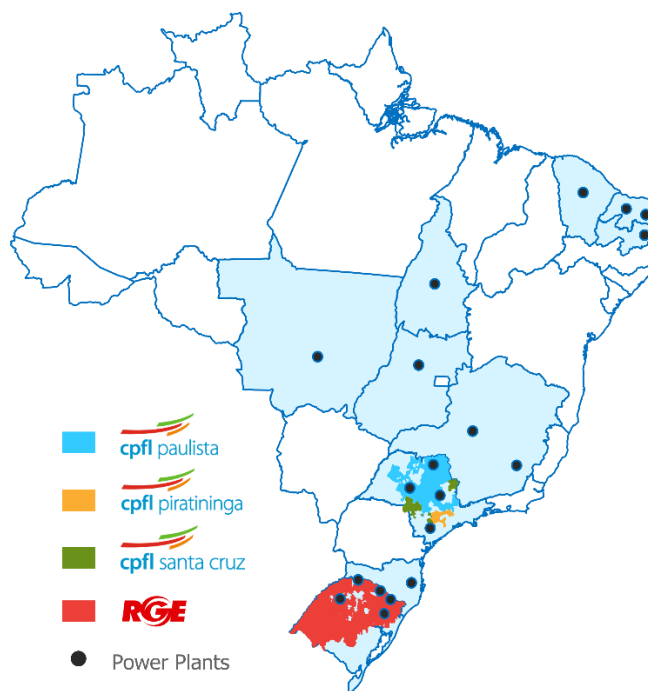
#### Growth Strategy

Aware of the uncertainties surrounding the macroeconomic scenarios intrinsic to our business and the regulatory discussions to modernize the sector, we will focus our strategic efforts on measures capable of managing costs, expanding investments and achieving CPFL Energia's sustainable growth, on the premise of maintaining our financial discipline and guaranteeing a return to our shareholders.

#### Shareholders Structure and Corporate Governance

CPFL Energia is a holding company that owns stake in other companies. State Grid Corporation of China (SGCC) controls CPFL Energia through its subsidiaries State Grid International Development Co. Ltd, State Grid International Development Limited (SGID), International Grid Holdings Limited, State Grid Brazil Power Participações S.A. (SGBP) and ESC Energia S.A.

The guidelines and set of documents relating to corporate governance are available on the [IR website](#).



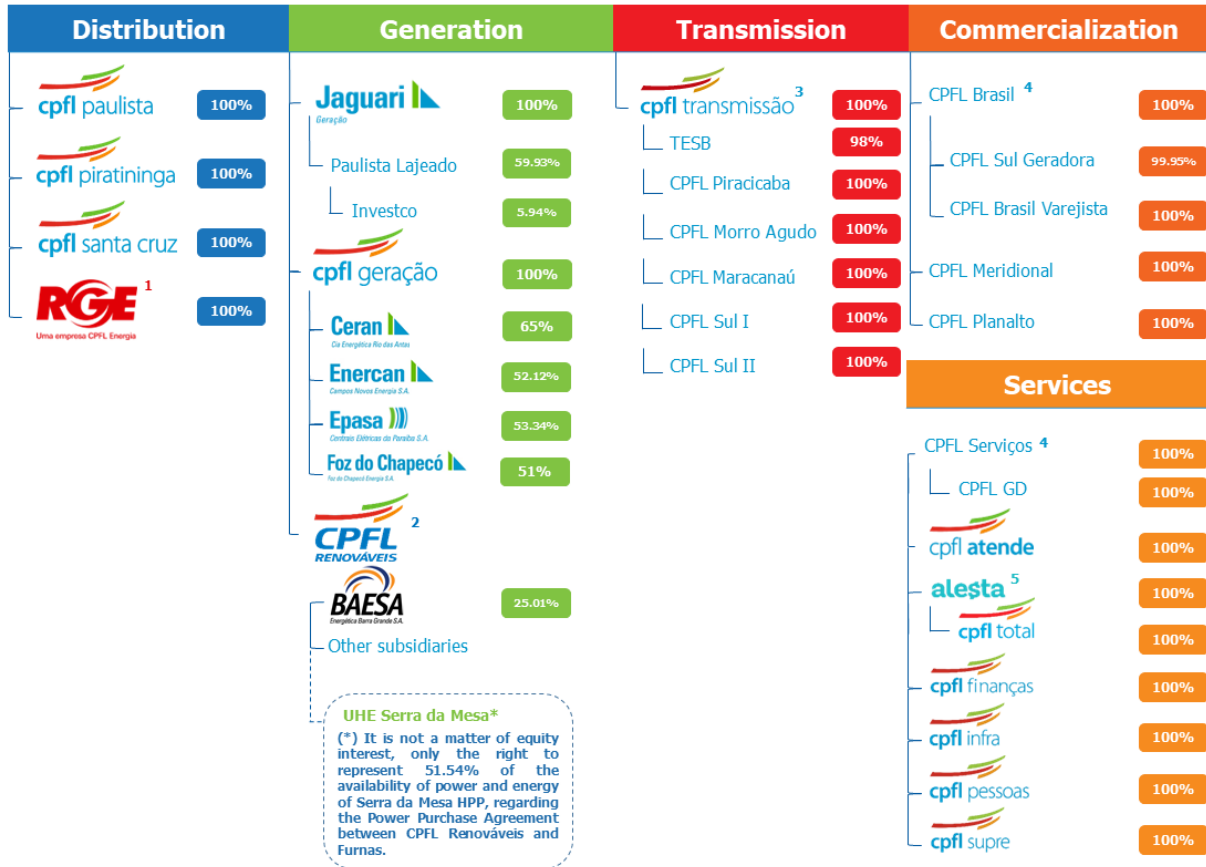


83.71%



Free Float

16.29%



Reference date: 09/30/2024

Notes:

- (1) RGE is controlled by CPFL Energia (89.0107%) and CPFL Brasil (10.9893%);
- (2) CPFL Renováveis is controlled by CPFL Energia (49.1502%) and CPFL Geração (50.8498%);
- (3) CPFL Transmissão is controlled by CPFL Brasil (100%);
- (4) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços;
- (5) Alesta is controlled by CPFL Energia (99.99%) and by CPFL Brasil (0.01%).

### Dividend Policy

The CPFL Energia dividend distribution policy determines that the Company should distribute annually as dividends, at least, 50% of the adjusted net income<sup>7</sup>. The approved Dividend Policy is merely indicative, with the purpose of signaling to the market the treatment that the Company intends to give to the distribution of dividends to its shareholders, having, therefore, a programmatic character, not binding upon the Company or its governing bodies. The Dividend Policy is available at the [IR website](#).

<sup>7</sup> The Policy also establishes the factors that will influence in the amount of distribution, as well as other factors considered relevant for the board of directors and the shareholders. It's also highlights that certain obligations contained in the Company's financial contracts may limit the amount of dividends and/or interest on equity that may be distributed.



- Contents
- CPFL Energia
- Distribution
- Generation
- Transmission
- Commercialization and Services
- Attachments

