

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%
EBITDA⁽¹⁾ Consolidado	3.155	3.134	21	0,7%	9.858	9.719	139	1,4%
<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 & Outros</i>	23	60	(37)	-61,4%	199	160	39	24,5%
Lucro Líquido Consolidado	1.332	1.313	19	1,5%	4.187	4.210	(23)	-0,5%
<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 & Outros</i>	(79)	(10)	(69)	676,2%	(78)	(77)	(1)	0,8%
Dívida Líquida⁽²⁾	26.633	23.120	3.513	15,2%	26.633	23.120	3.513	15,2%
Dívida Líquida / EBITDA ⁽²⁾	2,04	1,71	-	18,8%	2,04	1,71	-	18,8%
Investimentos ⁽³⁾	1.454	1.234	219	17,8%	3.901	3.517	384	10,9%
Preço da Ação (R\$/ação)	33,93	33,61	0,32	1,0%	33,93	33,61	0,32	1,0%
Volume Médio Diário	52	57	(5)	-8,7%	63	65	(2)	-2,4%

Notas:

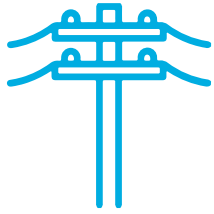
- (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Resolução CVM 156/22. Vide cálculo no item 2.1 deste relatório;
- (2) No critério dos *covenants* financeiros, que considera a participação da CPFL Energia nos projetos de 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 Concessão¹
+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/ EBITDA²)



CAPEX
R\$ 1.454
milhões (+17,8%)



Somos "**Most Honred**" em **utilities** pela **Institutional Investor Research**, sendo reconhecidos³ 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

1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA	6
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
2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG	14
2.1) Plano ESG 2030	14
2.2) Principais Indicadores	15
3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS	16
3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO	17
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
3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO	27
3.2.1) Desempenho Operacional	27
3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro	27
3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO	31
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
3.4) SEGMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS	38
3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro	38
4) ANEXO	39

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%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	9.338	8.731	607	7,0%	26.907	25.888	1.020	3,9%
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%
EBITDA¹	3.155	3.134	21	0,7%	9.858	9.719	139	1,4%
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%
Lucro Líquido	1.332	1.313	19	1,5%	4.187	4.210	(23)	-0,5%

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 %
Efeitos não Caixa (recorrentes)								
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%
Itens extraordinários								
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%
Diferença do IFRS (-) Regulatório	193	(0)			211	118		

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 Sul¹;
- 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.

¹ 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%
Receita Operacional Líquida	10.854	9.975	879	8,8%	30.682	29.203	1.479	5,1%

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%
Energia Comprada para Revenda	3.903	3.328	574	17,3%	9.912	9.473	440	4,6%
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%
Encargo	1.297	1.275	22	1,7%	4.009	3.575	434	12,1%
Custo com Energia Elétrica	5.200	4.604	596	13,0%	13.921	13.048	874	6,7%

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>
PMSO	1.190	1.183	6	0,5%	3.575	3.340	235	7,0%

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%
Demais Custos e Despesas Operacionais	1.983	1.700	283	16,7%	5.315	4.894	421	8,6%

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 %
Lucro Líquido	1.332	1.313	19	1,5%	4.187	4.210	(23)	-0,5%
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%
EBITDA	3.155	3.134	21	0,7%	9.858	9.719	139	1,4%

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%
Resultado Financeiro	(743)	(683)	(59)	8,7%	(2.274)	(1.920)	(355)	18,5%

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%
Resultado Financeiro	(743)	(683)	(59)	8,7%	(2.274)	(1.920)	(355)	18,5%

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

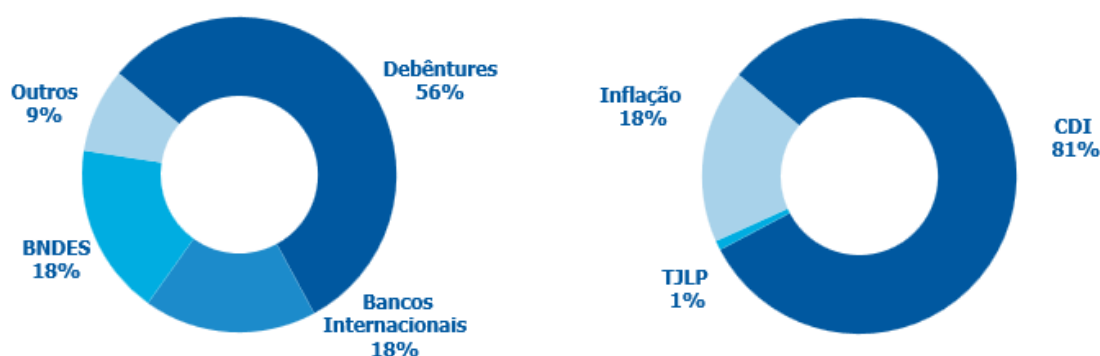
O aumento de 1,5% reflete principalmente o desempenho do **EBITDA** do trimestre, decorrente do melhor desempenho do segmento de Transmissão. No acumulado, as maiores **despesas financeiras líquidas** resultam em uma redução de 0,5% do lucro, compensadas pelo melhor desempenho do segmento de Distribuição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

1.2) Endividamento

1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS

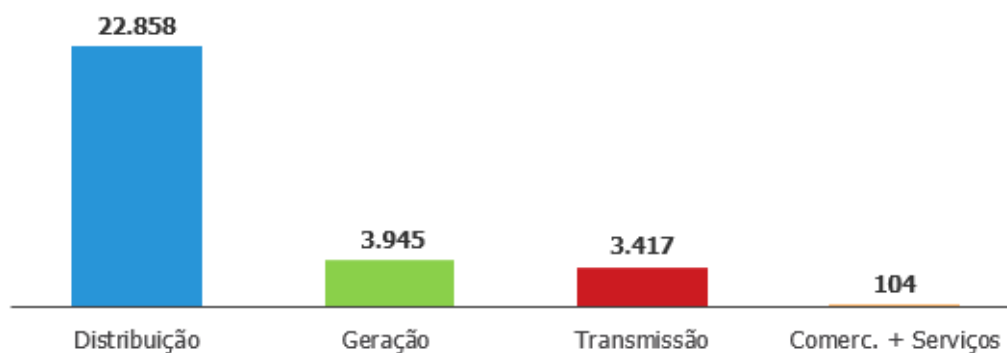
R\$ Milhões	3T24	3T23	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	30.323	28.519	(1.804)	6,3%
Disponibilidades	(3.820)	(5.704)	(1.884)	-33,0%
Dívida Líquida	26.503	22.816	3.688	16,2%
Custo da Dívida	11,2%	12,9%	-	-13,7%

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*.

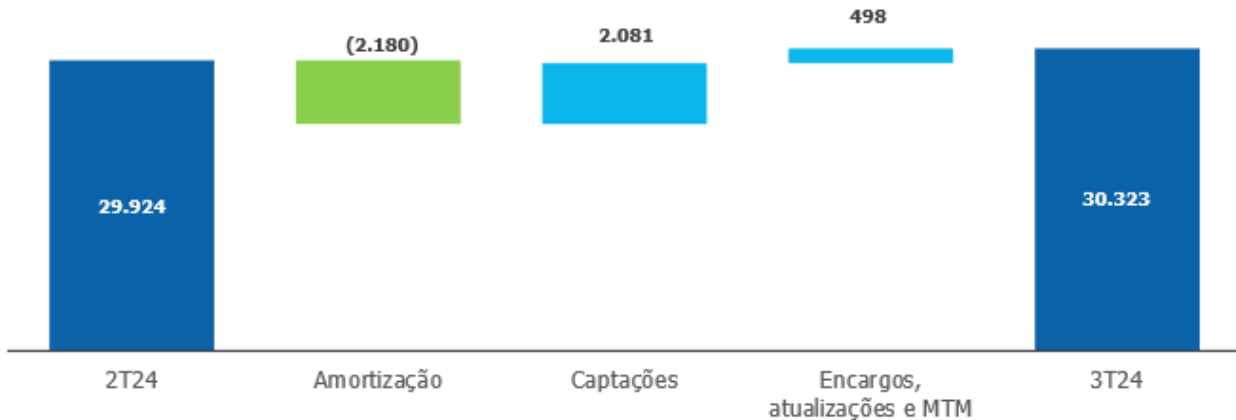
Dívida por Segmento – IFRS | R\$ Milhões



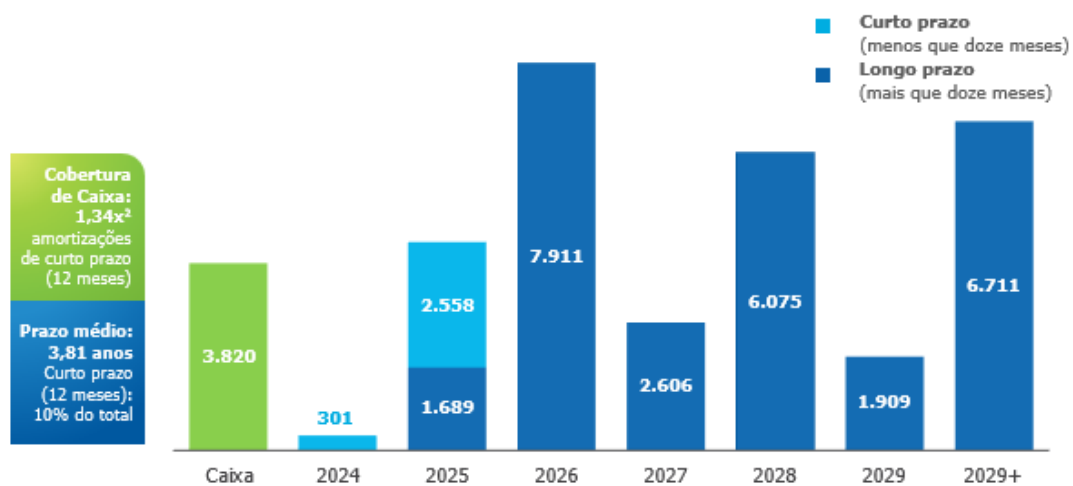
Notas:

- (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 Dívida¹ – 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>) ¹	30.681	28.995	1.687	5,8%
(-) Disponibilidades ²	(4.048)	(5.875)	1.827	-31,1%
(=) Dívida Líquida	26.633	23.120	3.513	15,2%
EBITDA <i>Pro forma</i> ³	13.075	13.482	(407)	-3,0%
Dívida Líquida / EBITDA	2,04	1,71	-	18,8%

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 ¹	201	181	20	10,9%	458	477	(19)	-4,0%
Comercialização	0	1	(1)	-75,4%	2	3	(0)	-4,9%
Serviços e Outros ²	16	43	(27)	-63,4%	56	63	(6)	-10,1%
Investimentos Realizados	1.454	1.234	219	17,8%	3.901	3.517	384	10,9%

Notas:

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

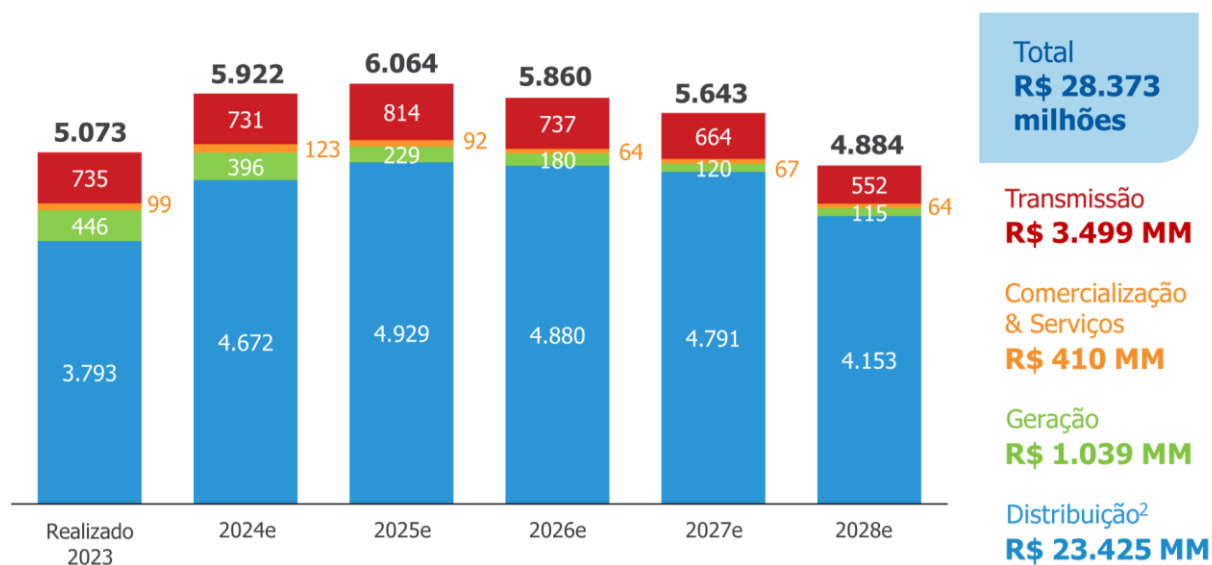
(2) Outros: refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

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 2024-2028¹ 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 ³	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 ¹	mil	165,5	287,1	-42,4%	393,0	592,0	-33,6%
Diversidade ²	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 ¹	0,7	0,7	5,7%	0,7	0,6	19,9%
	Taxa de frequência de acidentes Terceiros	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ¹	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%
Carga Líquida de Perdas	17.656	17.237	419	2,4%	100,0%	54.813	52.250	2.563	4,9%	100,0%

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%
Venda de Energia	17.442	16.753	689	4,1%	100,0%	54.339	51.659	2.679	5,2%	100,0%
Cativo										
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%
Total Cativo	9.348	9.532	(184)	-1,9%	100,0%	30.609	29.891	718	2,4%	100,0%
TUSD										
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%
Total TUSD	8.095	7.221	873	12,1%	100,0%	23.730	21.768	1.962	9,0%	100,0%

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.

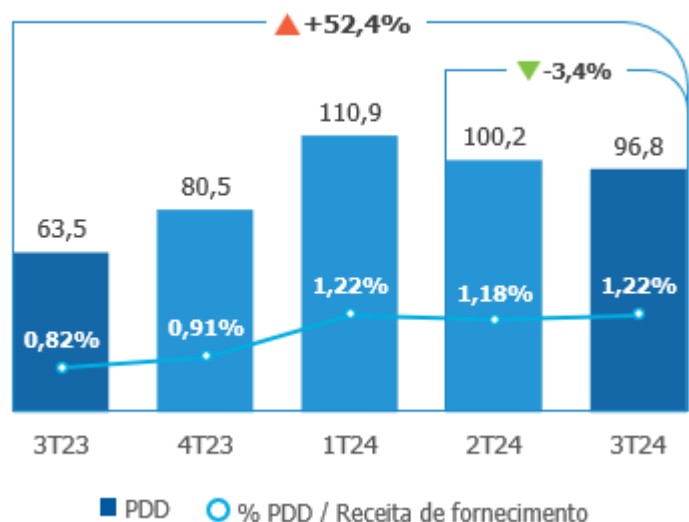
3.1.1.3) Inadimplência

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

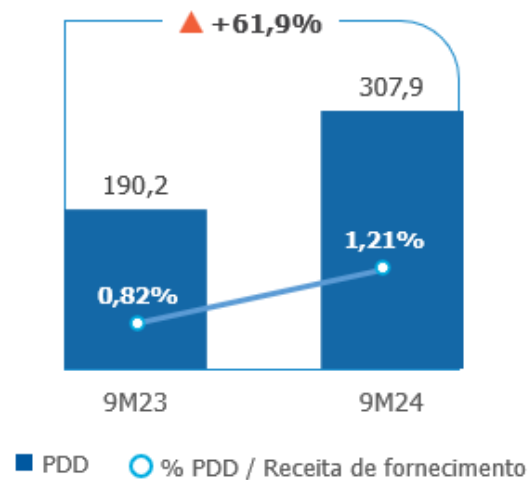


redução 0,8% em relação ao 2T24, e uma redução de 7,1% se comparado ao mesmo período de 2023.

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 ¹	Set-23	Dez-23	Mar-24	Jun-24	Set-24	ANEEL ²
CPFL Energia	8,64%	8,76%	8,84%	8,92%	8,93%	7,93%
CPFL Paulista	9,10%	9,14%	9,20%	9,21%	9,12%	8,00%
CPFL Piratininga	7,65%	7,75%	7,90%	7,59%	7,54%	5,97%
RGE	8,73%	9,03%	9,18%	9,80%	10,05%	9,28%
CPFL Santa Cruz	7,62%	7,75%	7,58%	7,33%	7,19%	8,50%

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

Notas:

- (1) 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.

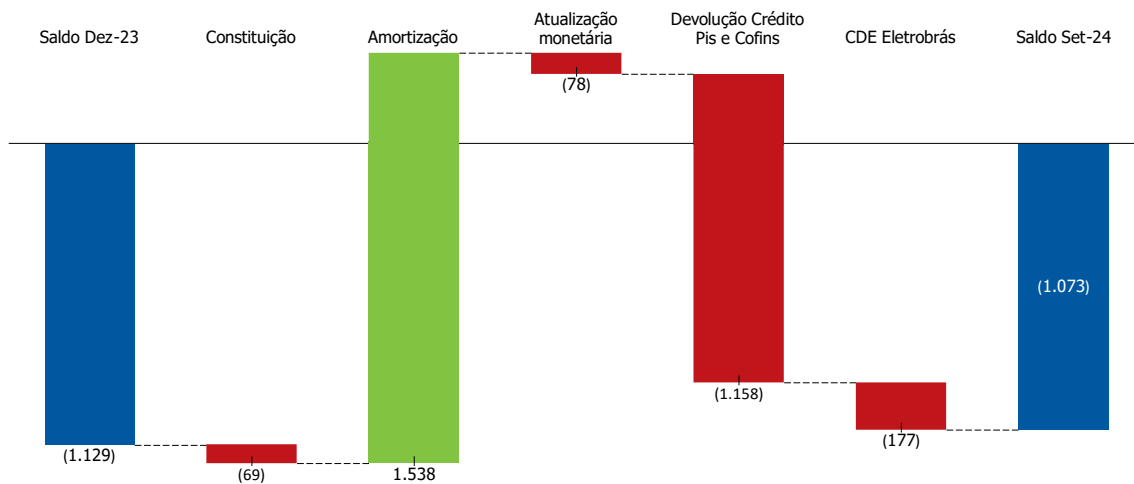
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro

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%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	7.326	7.035	291	4,1%	22.049	21.214	835	3,9%
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%
EBITDA¹	1.652	1.712	(61)	-3,5%	5.877	5.843	34	0,6%
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%
Lucro Líquido	523	603	(80)	-13,3%	2.246	2.424	(178)	-7,4%

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:

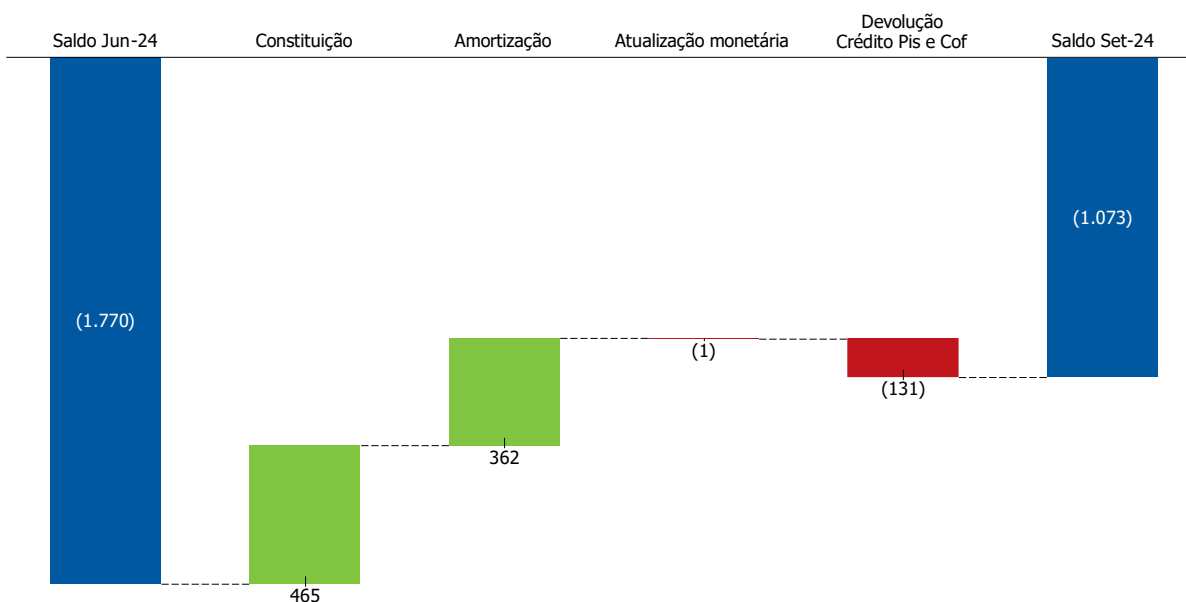
- (i) Custos com energia elétrica (R\$ 515 milhões);
- (ii) Repasse de Itaipu (R\$ 253 milhões);
- (iii) Bandeira Tarifária (R\$ 95 milhões);
- (iv) Neutralidade dos Encargos Setoriais (R\$ 81 milhões);
- (v) Demais itens (R\$ 96 milhões);

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%
Receita Operacional Bruta - Total	12.810	12.098	712	5,9%	38.321	35.416	2.905	8,2%
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%
Deduções da Receita Operacional Bruta - Total	(4.274)	(4.115)	(159)	3,9%	(13.145)	(11.449)	(1.696)	14,8%
Receita Operacional Líquida	8.536	7.982	553	6,9%	25.176	23.967	1.209	5,0%

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%
Energia Comprada para Revenda	3.392	3.102	290	9,3%	9.176	8.913	263	3,0%
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%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	1.341	1.316	25	1,9%	4.150	3.810	340	8,9%
Custo com Energia Elétrica	4.733	4.418	315	7,1%	13.327	12.724	603	4,7%

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>
PMSO	933	873	59	6,8%	2.800	2.555	245	9,6%

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%² e de 2,3%³ 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%
Demais Custos/Despesas Operacionais	(1.539)	(1.267)	(271)	21,4%	(4.106)	(3.716)	(390)	10,5%

EBITDA

² Média de julho a setembro.

³ 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 %
Lucro Líquido	523	603	(80)	-13,3%	2.246	2.424	(178)	-7,4%
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%
EBITDA	1.652	1.712	(61)	-3,5%	5.877	5.843	34	0,6%

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%
EBITDA	1.652	1.712	(61)	-3,5%	5.877	5.843	34	0,6%

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%⁴), 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.

⁴ 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%
Resultado Financeiro	(588)	(508)	(79)	15,6%	(1.714)	(1.315)	(399)	30,3%

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%
Resultado Financeiro	(588)	(508)	(79)	15,6%	(1.714)	(1.315)	(399)	30,3%

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 1.092/2024⁵.

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%.

⁵ 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%
Total	4.623	4.577	46	1,0%	12.484	9.685	2.799	28,9%

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%
Receita Operacional Líquida	1.381	1.387	(6)	-0,5%	3.538	3.606	(67)	-1,9%
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%
EBITDA¹	1.107	1.100	7	0,6%	2.919	2.965	(46)	-1,6%
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%
Lucro Líquido	674	600	74	12,4%	1.580	1.472	108	7,3%

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%
Energia Comprada para Revenda	122	76	45	59,7%	255	206	49	23,6%
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%
Encargos	64	66	(2)	-3,3%	196	199	(2)	-1,1%
Custo com Energia Elétrica	186	143	43	30,3%	451	404	46	11,5%

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%
PMSO	173	233	(60)	-25,7%	426	485	(59)	-12,3%

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%
Demais Custos/Despesas Operacionais	220	219	1	0,6%	658	645	13	2,1%

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%
Equivalência Patrimonial	86	89	(3)	-3,3%	258	249	9	3,6%

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%
Lucro Líquido	(2)	1	(3)	-	2	3	(2)	-51,4%

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%
Lucro Líquido	66	68	(2)	-3,5%	191	189	2	1,0%

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%
Lucro Líquido	23	20	3	12,8%	66	57	9	15,4%

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%
Resultado Financeiro	(18)	(103)	86	-82,6%	(247)	(404)	157	-38,9%

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	-
Resultado Financeiro	(18)	(103)	86	-82,6%	(247)	(404)	157	-38,9%

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 %
Lucro Líquido	674	600	74	12,4%	1.580	1.472	108	7,3%
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%
EBITDA	1.107	1.100	7	0,6%	2.919	2.965	(46)	-1,6%

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 ¹ (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 ²	18/12/2002	18/12/2032	10%	IGP-M	54	-	188	Categoria 2
TPAE ²	19/11/2009	19/11/2039	10%	IPCA	11	-	12	Categoria 3

Notas:

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

(2) 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%

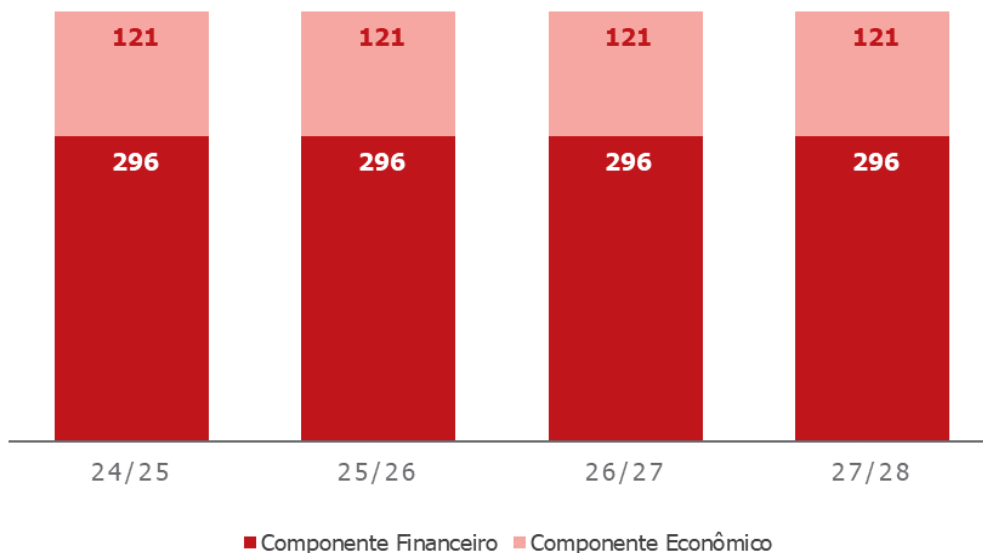
O aumento no trimestre é justificado por um evento ocorrido na linha de transmissão LT 230 kV Bagé 2 / Livramento 2 em mar/24, que começou a ser descontado em jul/24 devido às tratativas do ONS. Já no acumulado, a queda se deu devido à reativação, em fev/24, da liminar de devolução dos descontos referentes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

3.3.3) Temas Regulatórios

Fluxo de Recebimento da RBSE¹

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 Recebimento¹ | 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%⁶ 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

⁶ 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	1.122,0	-284,2	-16,6	-85,7	-55,0	28,3	-4,1	704,7

* Valores expressos em R\$ milhões.

Revisão Tarifária dos contratos de concessão licitados:

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

* Valores expressos em R\$ 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	704,7	284,2	-22,3	29,3	33,7	1.029,6	-173,6	856,0

* Valores expressos em R\$ milhões.

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

Reajuste Tarifário Anual 2024:

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

* Valores expressos em R\$ 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%
Receita Operacional Líquida	269	315	(46)	-14,5%	928	883	45	5,1%
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%
EBITDA	180	262	(82)	-31,2%	652	633	19	3,0%
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%
Lucro Líquido	25	120	(94)	-78,8%	218	313	(95)	-30,3%

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%
Receita Bruta	319	380	(62)	-16,2%	1.113	1.076	37	3,5%
Deduções da Receita	(27)	(33)	6	-18,3%	(95)	(92)	(2)	2,5%
Receita Líquida	269	315	(46)	-14,5%	928	883	45	5,1%

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%
PMSO	(89)	(54)	(36)	66,8%	(282)	(253)	(28)	11,2%
Depreciação e Amortização	(31)	(29)	(2)	7,4%	(88)	(87)	(1)	1,0%
PMSO, depreciação e amortização	(120)	(82)	(38)	46,1%	(370)	(341)	(29)	8,6%

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 %
Lucro Líquido	25	120	(94)	-78,8%	218	313	(95)	-30,3%
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%
EBITDA	180	262	(82)	-31,2%	652	633	19	3,0%

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%
Resultado Financeiro	(125)	(60)	(65)	108,4%	(289)	(147)	(142)	96,8%

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%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. constru	305	238	67	28,1%	871	850	21	2,5%
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%
EBITDA¹	373	262	112	42,6%	863	751	112	14,9%
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%
Lucro Líquido	213	120	94	78,4%	440	392	48	12,2%

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



3.4) SEGMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS

3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

Comercialização

R\$ Milhões	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%
Receita Operacional Líquida	830	629	201	31,9%	1.801	1.659	142	8,6%
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%
EBITDA¹	(36)	11	(47)	-	2	20	(19)	-91,7%
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%
Lucro (prejuízo) Líquido	(45)	(3)	(42)	1281,3%	(26)	(51)	26	-50,4%

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%
Receita Operacional Líquida	315	261	54	20,7%	938	734	204	27,8%
PMSO, Previdência e PDD	(245)	(203)	(42)	20,6%	(711)	(568)	(143)	25,2%
EBITDA¹	70	58	12	21,0%	228	166	61	36,8%
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%
Lucro Líquido	39	36	4	9,8%	139	105	34	32,5%

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



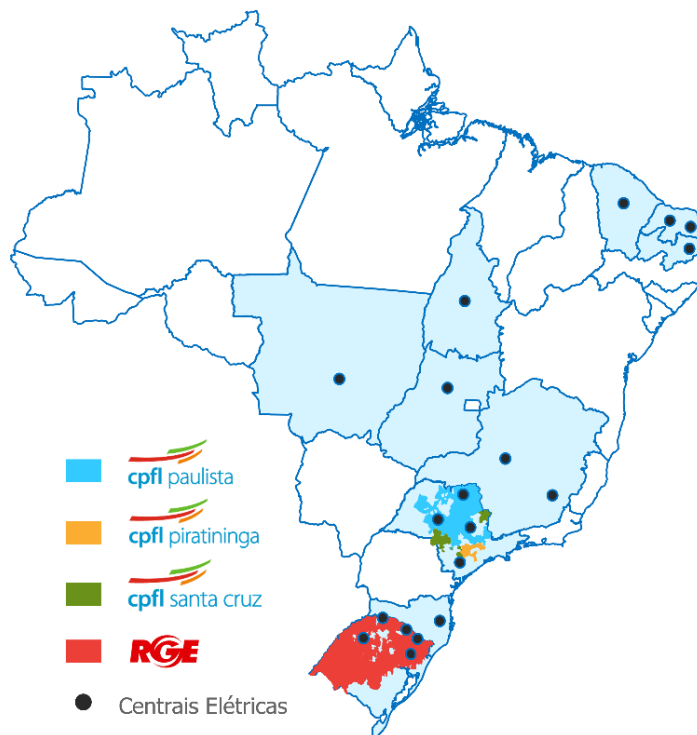
Perfil da Empresa e Estrutura Societária

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](#).



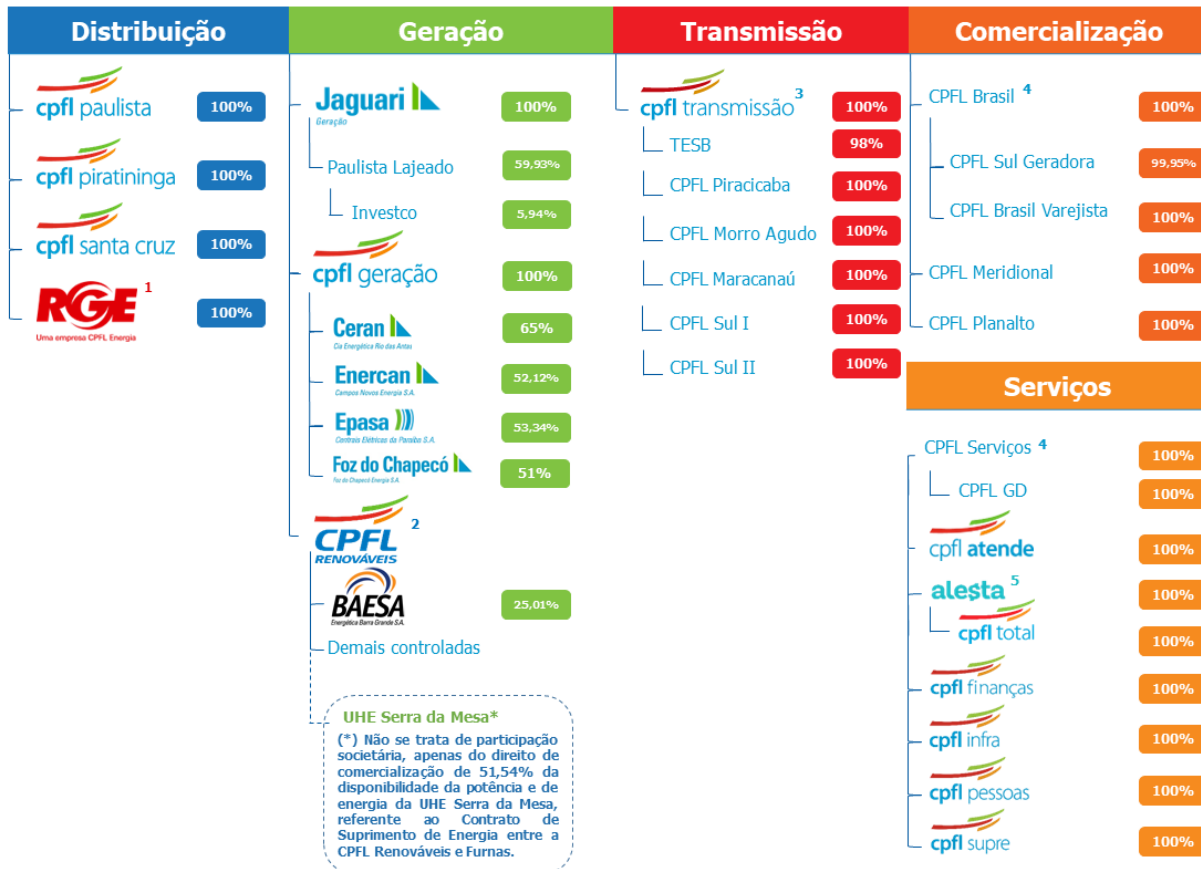
STATE GRID
CORPORATION OF CHINA

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 ajustado⁷. 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](#).

⁷ 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.



