

Resultados 3T25

**Energia para um futuro
mais sustentável**



VIDEOCONFERÊNCIA
14 de novembro de 2025

Horário: 11h00 (BRT) | 09h00 (ET)

**Videoconferência em português com
tradução simultânea para o inglês**

[Clique aqui](#) ou pelo QR Code





Mensagem do Presidente

Encerramos o terceiro trimestre de 2025 e venho aqui mais uma vez compartilhar os resultados consistentes do período, em que alcançamos EBITDA de R\$ 3,2 bilhões, alta de 0,3%, e Lucro Líquido de R\$ 1,4 bilhão, um crescimento de 3,3%, na comparação com o 3T24.

No segmento de Distribuição, destaque mais uma vez para a PDD (Provisão para Devedores Duvidosos), que registrou uma redução de 24,7%, alcançando um indicador de PDD/Receita de Fornecimento de 0,91%, ante 1,22% no mesmo período de 2024. No acumulado do ano, já reduzimos essas provisões em 31,1%. As perdas seguem sua trajetória de redução, enquanto as vendas de energia registraram queda de 0,6% no trimestre, influenciadas pelas temperaturas mais amenas e o contínuo avanço da geração distribuída. Desconsiderando esses efeitos, o mercado na área de concessão continua apresentando boa performance nas classes residencial e comercial, além de um leve crescimento na indústria. Esse desempenho, aliado aos reajustes tarifários positivos dos últimos 12 meses, garantiu uma expansão de 11,4% no EBITDA do segmento.

Passando para a Geração, no 3T25 os ventos tiveram performance semelhante ao ano anterior. No entanto, os cortes efetuados pelo ONS (*curtailment*) foram maiores, atingindo 37,3% da nossa geração potencial total. Isso gerou um impacto de R\$ 219 milhões no 3T25. No acumulado do ano, já deixamos de auferir receita de R\$ 348 milhões por conta desses efeitos.

No que se refere ao Capex, neste trimestre, realizamos investimentos no total de R\$ 1,7 bilhão, com crescimento de 19,2% em relação ao mesmo período do ano passado. Deste total, R\$ 1,4 bilhão foram destinados à Distribuição, enquanto R\$ 215 milhões foram investidos na Transmissão. No ano, já investimos R\$ 4,4 bilhões e nossa estimativa é atingir um Capex de R\$ 6,5 bilhões até o final do ano.

Esses investimentos são sustentados por financiamentos obtidos com base no nosso compromisso de gestão de caixa e otimização da estrutura de capital. Encerramos o 3T25 com uma alavancagem balanceada de 2,19x Dívida Líquida/EBITDA, no critério de medição dos *covenants* financeiros, e posição de caixa de R\$ 5,9 bilhões. Vale ressaltar ainda que recentemente a agência de rating Fitch Ratings atribuiu à Companhia o rating corporativo global “BBB”, três níveis acima do rating soberano, atestando nossa solidez financeira e nos capacitando a buscar recursos no exterior a custos bastante atrativos.

Por fim, é com muito orgulho que anuncio que fomos vencedores do Lote 3 do último leilão de transmissão, realizado na B3 no dia 31/10. Esse lote compreende ativos nos estados do Rio Grande do Sul e do Paraná, com 115 km de linhas e 4 novas subestações, e tem início previsto para 2030. O Capex estimado pela Aneel é de R\$ 1,1 bilhão e a RAP será de R\$ 81 milhões. Esta é mais uma oportunidade para aplicarmos o modelo de negócios da CPFL, obtendo elevadas sinergias entre esses novos ativos e aqueles que já operamos no Sul, baseados na nossa eficiência operacional e na forte disciplina financeira que sempre foi nossa característica.

Encerro essa mensagem destacando as recentes premiações que recebemos. Pelo 3º ano consecutivo, fomos eleitos a melhor empresa do setor elétrico no ranking Valor 1000. Fomos também amplamente reconhecidos no Prêmio Abradee, com todas as nossas distribuidoras sendo premiadas em diversas categorias, e no Prêmio Aneel de Inovação, com a CPFL Santa Cruz e a CPFL Transmissão vencendo em suas respectivas categorias. Tais resultados evidenciam a excelência com que o grupo CPFL vem executando seu trabalho, com o foco em investimentos, eficiência operacional e disciplina financeira, que garantem retorno aos seus acionistas, sempre com colaboração e respeito pelas pessoas e pelo meio ambiente. Juntos, seguimos construindo o futuro da CPFL Energia.

Gustavo Estrella
Presidente da CPFL Energia

Resumo dos Principais Indicadores

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Carga na Área de Concessão GWh	17.689	17.656	33	0,2%	54.773	54.815	(42)	-0,1%
Vendas na Área de Concessão GWh	17.331	17.442	(112)	-0,6%	54.222	54.339	(117)	-0,2%
<i>Mercado Cativo</i>	<i>8.605</i>	<i>9.348</i>	<i>(743)</i>	<i>-7,9%</i>	<i>28.056</i>	<i>30.609</i>	<i>(2.553)</i>	<i>-8,3%</i>
<i>Cliente Livre</i>	<i>8.726</i>	<i>8.095</i>	<i>631</i>	<i>7,8%</i>	<i>26.166</i>	<i>23.730</i>	<i>2.436</i>	<i>10,3%</i>
Receita Operacional Bruta	16.834	15.403	1.432	9,3%	47.346	44.601	2.745	6,2%
Receita Operacional Líquida	11.329	10.854	475	4,4%	32.533	30.682	1.851	6,0%
EBITDA⁽¹⁾ Consolidado	3.165	3.155	9	0,3%	10.044	9.858	187	1,9%
<i>Distribuição</i>	<i>1.839</i>	<i>1.652</i>	<i>188</i>	<i>11,4%</i>	<i>6.497</i>	<i>5.877</i>	<i>620</i>	<i>10,5%</i>
<i>Geração</i>	<i>1.070</i>	<i>1.107</i>	<i>(37)</i>	<i>-3,4%</i>	<i>2.731</i>	<i>2.919</i>	<i>(188)</i>	<i>-6,4%</i>
<i>Transmissão</i>	<i>248</i>	<i>373</i>	<i>(125)</i>	<i>-33,6%</i>	<i>779</i>	<i>863</i>	<i>(84)</i>	<i>-9,7%</i>
<i>Comercialização, Serviços & Outros</i>	<i>8</i>	<i>23</i>	<i>(15)</i>	<i>-66,6%</i>	<i>37</i>	<i>199</i>	<i>(162)</i>	<i>-81,2%</i>
Lucro Líquido Consolidado	1.376	1.332	45	3,3%	4.178	4.187	(10)	-0,2%
<i>Distribuição</i>	<i>795</i>	<i>523</i>	<i>271</i>	<i>51,8%</i>	<i>2.736</i>	<i>2.246</i>	<i>490</i>	<i>21,8%</i>
<i>Geração</i>	<i>587</i>	<i>674</i>	<i>(87)</i>	<i>-12,9%</i>	<i>1.368</i>	<i>1.580</i>	<i>(211)</i>	<i>-13,4%</i>
<i>Transmissão</i>	<i>69</i>	<i>213</i>	<i>(145)</i>	<i>-67,7%</i>	<i>288</i>	<i>440</i>	<i>(151)</i>	<i>-34,4%</i>
<i>Comercialização, Serviços & Outros</i>	<i>(74)</i>	<i>(79)</i>	<i>5</i>	<i>-6,2%</i>	<i>(215)</i>	<i>(78)</i>	<i>(136)</i>	<i>174,7%</i>
Dívida Líquida⁽²⁾	28.685	26.633	2.052	7,7%	28.685	26.633	2.052	7,7%
Dívida Líquida / EBITDA ⁽²⁾	2,19	2,04	-	7,3%	2,19	2,04	-	7,3%
Investimentos ⁽³⁾	1.733	1.454	279	19,2%	4.393	3.901	492	12,6%
Preço da Ação (R\$/ação)	39,40	33,93	5,47	16,1%	39,40	33,93	5,47	16,1%
Volume Médio Diário	51	52	(0)	-0,9%	61	63	(2)	-2,9%

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.](#)

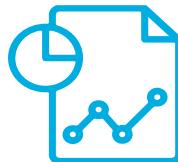
Em caso de dúvidas, [Fale com o RI](#).



Destaques



EBITDA
R\$ 3.165
milhões (+0,3%)



Lucro Líquido
R\$ 1.376
milhões (+3,3%)



Dívida Líquida
R\$ 28,7
bilhões e alavancagem
de **2,19x** (Dívida
Líquida/ EBITDA²)



CAPEX
R\$ 1.733
milhões (+19,2%)



PDD
Distribuição
-24,7%



Em movimento de **Expansão**
no Segmento de
Transmissão, vencemos o
Lote 3 do Leilão 04/2025, com
ativos no **Paraná** e **Rio Grande do Sul**, e **RAP** de **R\$ 81 milhões**



A Fitch atribuiu à CPFL
Energia o **Rating**
Corporativo Global
"BBB", três níveis acima
do *rating* Soberano



Pelo **2º ano consecutivo**, somos
"Most Honored" em
utilities pelo **Prêmio Extel**,
sendo reconhecidos pelas
melhores práticas de Relações
com Investidores



A CPFL Energia conquistou
o **1º lugar** no Setor Elétrico
no **Prêmio Valor 1000**
pelo **3º ano consecutivo**



Fomos amplamente reconhecidos no
Prêmio Abradee com destaque
para as categorias **ESG**, **Região**
Sul e **Gestão da Inovação**, e
conquistamos o **1º lugar** no
Prêmio ANEEL de Inovação
nos segmentos de distribuição e
transmissão

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	13
1.3) Investimentos	13
1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento	13
1.3.2) Investimentos Previstos	13
2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG.....	15
2.1) Plano ESG 2030	15
2.2) Principais Indicadores	16
3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS	18
3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO	18
3.1.1) Desempenho Operacional	18
3.1.1.1) Carga Líquida de Perdas Área de Concessão	18
3.1.1.2) Venda de Energia Área de Concessão	18
3.1.1.3) Inadimplência.....	19
3.1.1.4) Perdas	20
3.1.1.5) DEC e FEC.....	21
3.1.2) Eventos Tarifários.....	21
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro.....	22
3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO	28
3.2.1) Desempenho Operacional	28
3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro.....	28
3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO	33
3.3.1) Portfólio	33
3.3.2) Desempenho Operacional	33
3.3.3) Temas Regulatórios	34
3.3.4) Desempenho Econômico-Financeiro Regulatório.....	35
3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro IFRS	38
3.4) SEGMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS	39
3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro	39
4) ANEXO	40

1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA

1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	16.834	15.403	1.432	9,3%	47.346	44.601	2.745	6,2%
Receita Operacional Líquida	11.329	10.854	475	4,4%	32.533	30.682	1.851	6,0%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	9.655	9.338	317	3,4%	28.284	26.907	1.377	5,1%
Custo com Energia Elétrica	(5.392)	(5.200)	(192)	3,7%	(14.977)	(13.921)	(1.055)	7,6%
PMSO, Previdência e PDD	(1.298)	(1.217)	(81)	6,7%	(3.788)	(3.676)	(112)	3,0%
Custos com construção de infraestrutura	(1.551)	(1.369)	(182)	13,3%	(3.936)	(3.491)	(445)	12,8%
Equivalência Patrimonial	77	87	(10)	-11,2%	211	263	(52)	-19,7%
EBITDA¹	3.165	3.155	9	0,3%	10.044	9.858	187	1,9%
Depreciação e Amortização	(600)	(587)	(13)	2,2%	(1.793)	(1.724)	(69)	4,0%
Resultado Financeiro	(738)	(743)	4	-0,6%	(2.274)	(2.274)	0	0,0%
<i>Receitas Financeiras</i>	515	417	98	23,6%	1.365	1.211	154	12,7%
<i>Despesas Financeiras</i>	(1.253)	(1.159)	(94)	8,1%	(3.639)	(3.486)	(153)	4,4%
Lucro Antes da Tributação	1.827	1.826	1	0,0%	5.978	5.860	118	2,0%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(450)	(494)	44	-8,9%	(1.800)	(1.673)	(128)	7,6%
Lucro Líquido	1.376	1.332	45	3,3%	4.178	4.187	(10)	-0,2%

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	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Distribuição	(46)	18	(64)		678	341	337	
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	83	114	(31)	-27,2%	994	704	289	41,1%
Despesas legais e judiciais	(75)	(52)	(23)	43,6%	(171)	(144)	(26)	18,4%
Baixa de ativos	(55)	(38)	(17)	44,1%	(145)	(116)	(29)	25,1%
Impacto Enchente - Rio Grande do Sul*	-	(7)	7	-	-	(104)	104	-
Geração	64	77	(14)		111	301	(190)	
Equivalência Patrimonial	77	87	(10)	-11,2%	211	263	(52)	-19,7%
Despesas legais e judiciais	(14)	(4)	(10)	280,2%	(15)	(1)	(13)	943,8%
Baixa de ativos	(0)	2	(2)	-	(2)	4	(6)	-
Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)*	-	-	-	-	8	62	(54)	-86,5%
Impacto Venda Epasa*	-	-	-	-	(92)	-	(92)	-
Impacto Enchente - Rio Grande do Sul*	-	(8)	8	-	-	(27)	27	-
Transmissão	27	192	(164)		142	180	(38)	
Despesas legais e judiciais	(12)	4	(16)	-	(27)	(19)	(8)	39,9%
Baixa de ativos	(0)	(3)	3	-93,4%	7	(0)	8	-
Diferença do IFRS (-) Regulatório	39	193	(154)	-79,8%	161	211	(50)	-23,6%
Impacto Enchente - Rio Grande do Sul*	-	(3)	3	-	-	(11)	11	-
Outros	1	(5)	6		(7)	(9)	2	
Despesas legais e judiciais	(2)	(5)	3	-56,6%	(10)	(9)	(1)	14,0%
Baixa de ativos	3	1	3	404,6%	3	0	3	3381,3%

* Extraordinário.

Explicação dos itens extraordinários

Impacto das Enchentes em 2024 – Rio Grande do Sul:

- RGE (R\$ 7 milhões): (i) impacto na contratação de Rede Básica (R\$ 10 milhões), parcialmente compensado pela reversão de provisões de (ii) baixa de ativos, no montante de R\$ 2 milhões, e de (iii) serviços relacionados à substituição de ativos

- impactados, serviços de limpeza e infraestrutura, manutenção de frota, entre outros, no montante de R\$ 1 milhão;
- Ceran (R\$ 8 milhões): serviços de limpeza e infraestrutura, entre outros;
 - CPFL Transmissão (R\$ 3 milhões): despesas de infraestrutura e manutenção, entre outras.

Para a análise do acumulado, o resultado também foi impactado pelos seguintes items:

- Impacto das Enchentes em 2024 – Rio Grande do Sul:
 - RGE (R\$ 104 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) impacto na contratação de Rede Básica (R\$ 24 milhões), (iii) serviços relacionados à substituição de ativos impactados, serviços de limpeza e infraestrutura, manutenção de frota, entre outros, no montante de R\$ 22 milhões, e (iv) impossibilidade de faturamento de clientes afetados pelas enchentes, em **valor estimado** de R\$ 12 milhões;
 - 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;
 - 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 Lajeado (efeito não caixa): Efeito positivo de R\$ 8 milhões nos 9M25, comparado ao efeito positivo de R\$ 62 milhões nos 9M24, por conta da remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado;
- Impacto da venda da participação na Epasa (UTEs Termonordeste e Termoparaíba): Em 10 de junho de 2025, foi concluído o processo de venda da participação societária da CPFL Geração nas Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA ("EPASA"). A venda gerou um impacto negativo na baixa de ativos, relacionado principalmente ao benefício da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste ("SUDENE") (não-caixa) (-R\$ 153 milhões), parcialmente compensado pelo impacto positivo do valor da venda da participação (+R\$ 60 milhões).

Outros números relevantes para a análise do resultado

Efeitos no EBITDA Segmento de Transmissão	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
EBITDA IFRS	248	373	(125)	-33,6%	779	863	(84)	-9,7%
EBITDA Regulatório	209	180	28	15,7%	618	652	(34)	-5,3%
Diferença do IFRS (-) Regulatório	39	193			161	211		
Efeitos no Resultado Financeiro R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Acréscimos e multas moratórias	119	86	33	39,0%	361	304	57	18,6%
Marcação a mercado (MTM) da Dívida	14	(128)	142	-	123	(279)	401	-

A variação do EBITDA IFRS do segmento de Transmissão, no trimestre, foi afetado pelo seguinte efeito extraordinário alocado nas despesas com PMSO:

- Reversão de Provisão - TESB – 3T24 (IFRS): Efeito positivo de R\$ 26 milhões por conta de reversão de provisão para perdas relacionadas ao possível atraso de operação do ativo.

Para a análise do acumulado, tivemos também o seguinte item alocado na margem:

Ajustes RBSE – 2T25 (IFRS): Em 10 de junho de 2025, a ANEEL decidiu sobre os pedidos de reconsideração relacionados ao reperfilamento da RBSE, aprovando parcialmente as recomendações da Nota Técnica nº 85/2023. Em decorrência dessa decisão, a CPFL Transmissão reconheceu um ajuste de remensuração no valor de R\$ 150 milhões. O impacto no resultado regulatório será diluído até 2028 a partir de julho de 2025, com a nova RAP homologada no RTA;

Para o resultado financeiro é importante destacar o seguinte efeito:

Marcação a mercado (MTM) da Dívida: houve uma variação positiva decorrente de maiores ganhos relacionados às novas captações e da menor redução da curva de *spread* de risco nesse trimestre. No acumulado, o ganho com novas captações ainda é o principal efeito, junto com uma menor redução da curva de *spread* de risco acumulada, se comparada ao ano passado.

Receita Operacional Líquida por Segmento

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Distribuição	9.249	8.536	714	8,4%	26.835	25.176	1.659	6,6%
Geração	1.381	1.381	(0)	0,0%	3.605	3.538	67	1,9%
Transmissão	538	612	(73)	-12,0%	1.566	1.519	46	3,1%
Comercialização	702	830	(128)	-15,4%	1.965	1.801	164	9,1%
Serviços	326	315	11	3,6%	934	938	(4)	-0,4%
Eliminações e Outros	(867)	(818)	(49)	6,0%	(2.371)	(2.291)	(80)	3,5%
Receita Operacional Líquida	11.329	10.854	475	4,4%	32.533	30.682	1.851	6,0%

O desempenho no trimestre e no acumulado reflete principalmente a maior receita no segmento de Distribuição, impulsionada pelo aumento da receita de fornecimento (Cativo + TUSD).

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

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Itaipu	544	573	(29)	-5,0%	1.645	1.648	(3)	-0,2%
PROINFA	118	93	25	27,1%	372	276	95	34,4%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	3.876	3.613	263	7,3%	10.365	8.933	1.432	16,0%
Crédito de PIS e COFINS	(404)	(376)	(28)	7,4%	(1.084)	(945)	(139)	14,7%
Energia Comprada para Revenda	4.134	3.903	231	5,9%	11.298	9.912	1.385	14,0%
Encargos da Rede Básica	1.024	955	68	7,1%	3.048	3.111	(63)	-2,0%
Encargos de Transporte de Itaipu	95	78	18	22,6%	245	291	(46)	-15,9%
Encargos de Conexão	29	31	(2)	-5,3%	84	89	(5)	-5,8%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	11	11	0	0,6%	32	32	0	0,1%
ESS / EER	226	360	(134)	-37,2%	640	917	(277)	-30,2%
Crédito de PIS e COFINS	(127)	(138)	11	-8,0%	(371)	(432)	61	-14,2%
Encargo	1.258	1.297	(39)	-3,0%	3.679	4.009	(330)	-8,2%
Custo com Energia Elétrica	5.392	5.200	192	3,7%	14.977	13.921	1.055	7,6%

O aumento dos Custos com **Energia Comprada para Revenda**, tanto no trimestre quanto no acumulado decorre principalmente do aumento do preço de energia comprada em **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**.

No caso da energia adquirida de **Itaipu**, observou-se uma redução no trimestre, atribuída à menor quantidade de energia comprada.

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, as reduções percebidas no trimestre e no acumulado decorrem dos **encargos setoriais (ESS/EER)**. O custo do **ESS - Encargos de Serviço do Sistema** foi reduzido em função, principalmente, do

decréscimo do nível de despachos termelétricos fora da ordem de mérito ocorridos no período. No acumulado, houve ainda o alívio retroativo gerado pela diferença de preços entre submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN). O **EER - Encargos de Energia de Reserva** registrou uma redução dos custos, em decorrência do aumento do PLD aplicado às liquidações de energia dos Contratos de Energia de Reserva na CCEE, tanto no trimestre quanto no acumulado.

Nos encargos de **Rede Básica** os montantes contratados no 3T25 foram superiores aos do 3T24, e houve aumento das tarifas de uso do sistema de transmissão a partir de julho/25, conforme a Resolução ANEEL nº 3.482/2025. O mesmo ocorreu com o encargo de **Transporte de Itaipu**, em razão das novas tarifas estabelecidas pela mesma resolução e dos novos montantes definidos em dezembro/24, por meio do Despacho nº 3.836/2024. Já no acumulado, os efeitos desses dois itens resultaram em redução, em função do desempenho observado no 1S25, uma vez que as tarifas vigentes no período (homologadas em julho/24) foram inferiores às do ano anterior.

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

PMSO

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Pessoal	584	564	20	3,5%	1.710	1.654	56	3,4%
Material	125	133	(8)	-6,1%	376	395	(19)	-4,8%
Serviços de Terceiros	268	266	2	0,7%	784	765	19	2,5%
<i>Serviços de Terceiros</i>	<i>268</i>	<i>256</i>	<i>11</i>	<i>4,3%</i>	<i>784</i>	<i>711</i>	<i>74</i>	<i>10,4%</i>
<i>Serviços de Terceiros - Enchente Rio Grande do Sul*</i>	<i>-</i>	<i>9</i>	<i>(9)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>54</i>	<i>(54)</i>	<i>-</i>
Outros Custos/Despesas Operacionais	313	227	86	38,1%	892	762	130	17,1%
<i>PDD</i>	<i>89</i>	<i>105</i>	<i>(16)</i>	<i>-15,6%</i>	<i>265</i>	<i>325</i>	<i>(60)</i>	<i>-18,5%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>52</i>	<i>39</i>	<i>14</i>	<i>35,4%</i>	<i>137</i>	<i>112</i>	<i>25</i>	<i>21,9%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>102</i>	<i>57</i>	<i>46</i>	<i>80,0%</i>	<i>222</i>	<i>174</i>	<i>49</i>	<i>28,0%</i>
<i>Outros</i>	<i>70</i>	<i>31</i>	<i>39</i>	<i>125,7%</i>	<i>183</i>	<i>168</i>	<i>15</i>	<i>9,0%</i>
<i>Baixa de Ativos - Enchente Rio Grande do Sul*</i>	<i>-</i>	<i>(5)</i>	<i>5</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>44</i>	<i>(44)</i>	<i>-</i>
<i>Impacto Venda Epasa*</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>92</i>	<i>-</i>	<i>92</i>	<i>-</i>
<i>Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)*</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(8)</i>	<i>(62)</i>	<i>54</i>	<i>-86,5%</i>
PMSO	1.289	1.190	100	8,4%	3.762	3.575	187	5,2%

* Extraordinário.

A variação do PMSO no trimestre foi impactada pelos efeitos da Enchente no Rio Grande do Sul no 3T24, no total de R\$ 4 milhões, e por um item extraordinário em Transmissão (para mais detalhes, vide explicações no início do capítulo). Na análise do acumulado, o resultado também foi impactado pela remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado, que gerou efeitos positivos de R\$ 8 milhões no 9M25 e de R\$ 62 milhões no 9M24, e pelo efeito total da venda da participação na Epasa, que gerou um efeito negativo de R\$ 92 milhões no 9M25, além dos efeitos da Enchente no Rio Grande Sul no 3T24 (R\$ 98 milhões).

Expurgando esses itens extraordinários, o PMSO teria apresentado um aumento de 6,5% (R\$ 78 milhões) decorrente dos seguintes fatores:

- l **MSO não ligado à inflação (aumentos de R\$ 36 milhões no trimestre e de R\$ 45 milhões no acumulado):** aumentos nas despesas legais e judiciais e na baixa de ativos, parcialmente compensados pela redução na provisão para devedores duvidosos (PDD);
- l **MSO ligado à inflação (aumentos de R\$ 23 milhões no trimestre e de R\$ 12 milhões no acumulado):** maiores despesas com frota e manutenção de hardware/software tanto no trimestre quanto no acumulado. As variações no acumulado ficaram abaixo da inflação do período;
- l **Pessoal (aumentos de R\$ 20 milhões no trimestre e de R\$ 56 milhões no acumulado):** o crescimento reflete principalmente os reajustes salariais decorrentes dos acordos coletivos aplicados em 2024 e 2025.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	1.551	1.369	182	13,3%	3.936	3.491	445	12,8%
Entidade de Previdência Privada	9	27	(19)	-68,1%	26	101	(75)	-74,1%
Depreciação e Amortização	600	587	13	2,2%	1.793	1.724	69	4,0%
Demais Custos e Despesas Operacionais	2.160	1.983	177	8,9%	5.755	5.315	440	8,3%

EBITDA

O **EBITDA** do trimestre teve a base de comparação do 3T24 afetada pelos efeitos das enchentes no RS e item extraordinário do segmento de Transmissão (efeito somente no IFRS, vide explicações no início do capítulo).

Expurgando esses efeitos, o desempenho permanece positivo, explicado principalmente pela boa performance no segmento de Distribuição, principalmente pelos efeitos de Parcela B e melhora na PDD, e também pelos reajustes por IGP-M em contratos no segmento de Geração, parcialmente compensados pelos impactos do *curtailment*.

O acumulado foi impactado também pelos efeitos extraordinários da venda da participação na Epasa, do ajuste da RBSE no segmento de Transmissão (efeito somente no IFRS) e o efeito extraordinário da remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado. Sem esses efeitos, o desempenho positivo é explicado pelos mesmos motivos do trimestre.

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

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	1.376	1.332	45	3,3%	4.178	4.187	(10)	-0,2%
Depreciação e Amortização	600	587	13	2,2%	1.793	1.724	69	4,0%
Resultado Financeiro	738	743	(4)	-0,6%	2.274	2.274	(0)	0,0%
Imposto de Renda / Contribuição Social	450	494	(44)	-8,9%	1.800	1.673	128	7,6%
EBITDA	3.165	3.155	9	0,3%	10.044	9.858	187	1,9%

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Receitas	515	417	98	23,6%	1.365	1.211	154	12,7%
Despesas	(1.253)	(1.159)	(94)	8,1%	(3.639)	(3.486)	(153)	4,4%
Resultado Financeiro	(738)	(743)	4	-0,6%	(2.274)	(2.274)	0	0,0%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(924)	(741)	(184)	24,8%	(2.719)	(2.226)	(493)	22,1%
Acréscimos e multas moratórias	119	86	33	39,0%	361	304	57	18,6%
Marcação a mercado	14	(128)	142	-	123	(279)	401	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	64	1	63	5445,1%	81	(78)	159	-
Outras receitas e despesas	(11)	40	(51)	-	(119)	4	(123)	-
Resultado Financeiro	(738)	(743)	4	-0,6%	(2.274)	(2.274)	0	0,0%

As **despesas financeiras líquidas** permaneceram em linha, tanto no trimestre quanto no acumulado, por conta dos efeitos positivos da **marcação a mercado** (ganho com o aumento da curva de *spread* de risco) e da **atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, parcialmente compensados pelas maiores **despesas com a dívida líquida**, devido aos aumentos nos indexadores (IPCA e CDI), nos gastos com novas captações e no endividamento, na comparação com o período anterior.

Lucro Líquido

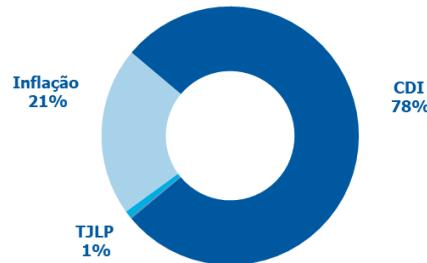
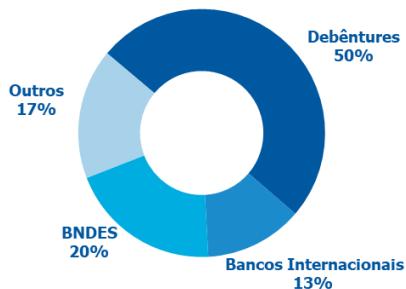
O aumento do **Lucro Líquido** refletiu principalmente o melhor desempenho do **EBITDA** do trimestre e uma menor alíquota efetiva (24,7% no 3T25 ante 27,1% no 3T24). No acumulado, a redução do **Lucro Líquido** refletiu a maior alíquota efetiva do período (30,1% nos 9M25 ante 28,5% nos 9M24), parcialmente compensado pelo aumento do **EBITDA**.

1.2) Endividamento

1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS

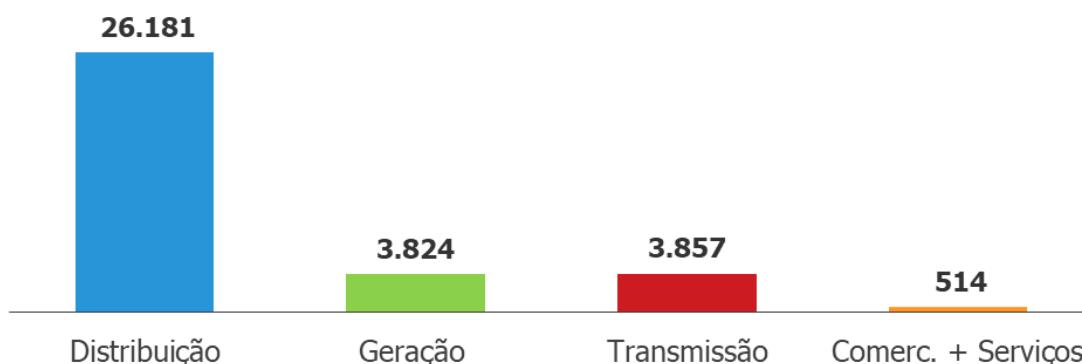
R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	34.375	30.323	(4.051)	13,4%
Disponibilidades	(5.891)	(3.820)	2.070	54,2%
Dívida Líquida	28.484	26.503	1.981	7,5%
Custo da Dívida	14,2%	11,2%	-	27,7%

Breakdown por Fonte e por Indexação | Pós-Hedge



Para mitigar possíveis exposições ao risco de flutuações do mercado, cerca de R\$ 4,5 bilhões em dívida possuem operações de **hedge**. Visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato, para as dívidas em moeda estrangeira (12,8% do total das dívidas em IFRS) foram contratadas operações de **swap**.

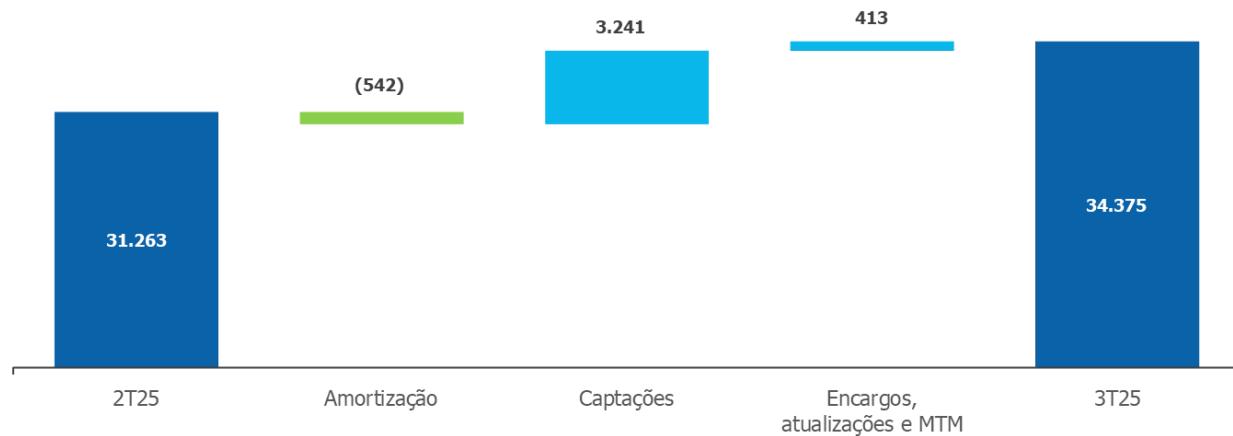
Dívida por Segmento – IFRS | R\$ milhões



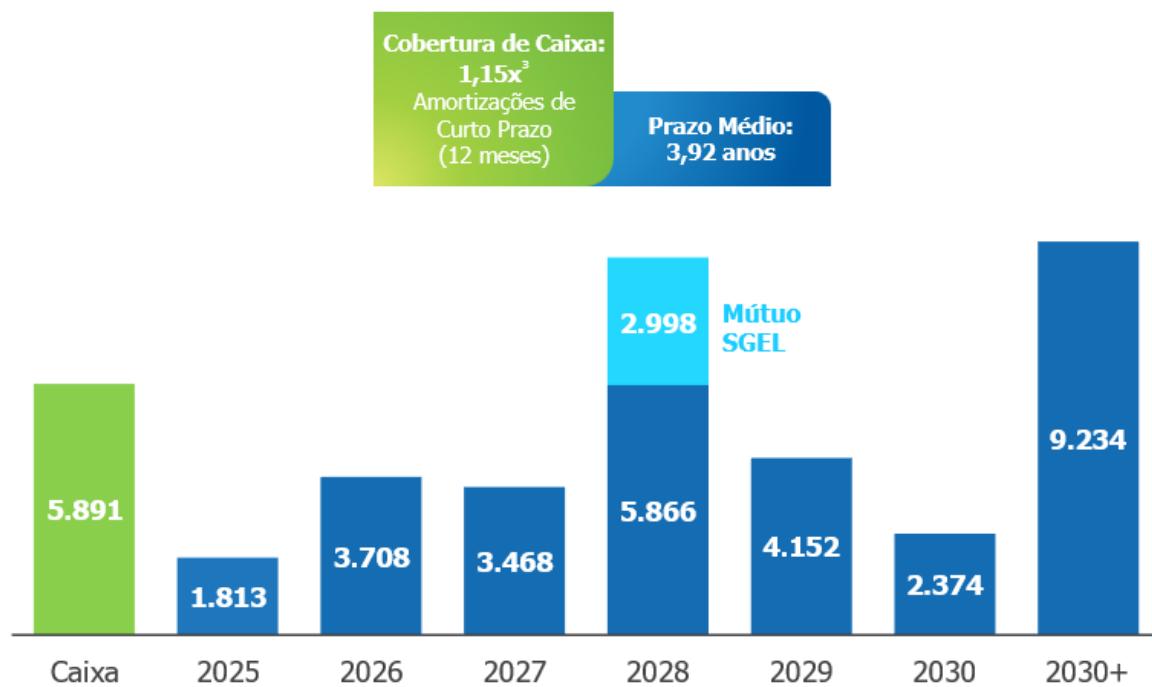
Notas:

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

Evolução do Saldo da Dívida – IFRS | 3T25



Cronograma de Amortização da Dívida¹ – IFRS | setembro de 2025



Notas:

- (1) Considerando apenas o valor nominal, a proteção da dívida e os mútuos. Para se chegar ao total da dívida financeira, faz-se a inclusão dos encargos, do efeito da marcação a mercado (MTM) e do custo com captação;
 (2) Considerando o montante de R\$ 3,8 bilhões de Títulos e Valores Mobiliários (TVM), conforme critérios de *covenants*.

1.2.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	34.588	30.681	3.907	12,7%
(-) Disponibilidades ²	(5.903)	(4.048)	(1.855)	45,8%
(=) Dívida Líquida	28.685	26.633	2.052	7,7%
EBITDA <i>Pro forma</i> ³	13.128	13.075	53	0,4%
Dívida Líquida / EBITDA	2,19	2,04	-	7,3%

Notas:

- (1) Considera a consolidação proporcional dos ativos de Geração e de Transmissão, além dos mútuos com a SGBP e SGEL;
- (2) Inclui Títulos e Valores Mobiliários (TVM);
- (3) EBITDA *Pro forma* no critério dos *covenants* financeiros, ajustado de acordo com as participações da CPFL Energia em 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	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Distribuição	1.416	1.112	304	27,4%	3.629	3.110	519	16,7%
Geração	73	125	(53)	-42,0%	168	274	(105)	-38,5%
Transmissão ¹	215	201	15	7,3%	557	458	99	21,6%
Comercialização	1	0	0	170,4%	1	2	(1)	-52,7%
Serviços e Outros ²	28	16	12	78,4%	37	56	(19)	-33,5%
Investimentos Realizados	1.733	1.454	279	19,2%	4.393	3.901	492	12,6%

Notas:

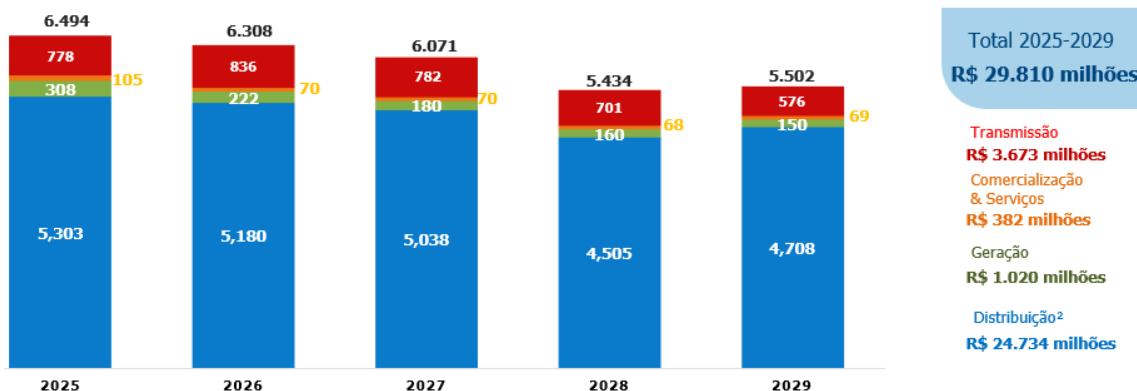
- (1) Transmissoras não possuem ativos imobilizados, assim, considera-se a adição de ativos contratuais;
- (2) Outros: refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

O aumento observado entre os períodos está relacionado a:

- l no segmento de Distribuição, o foco em obras de atendimento a clientes e plano de expansão do sistema elétrico, somado à manutenção e modernização da rede;
- l no segmento de Transmissão, a expansão dos investimentos é focada em reforços e melhorias para a rede.

1.3.2) Investimentos Previstos

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



Notas:

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



2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG

2.1) Plano ESG 2030

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

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



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



2.2) Principais Indicadores

Abaixo listamos alguns indicadores alinhados ao Plano ESG 2030:



Soluções Renováveis e Inteligentes

Tema	Indicador	Unidade	3T25	3T24	Δ %	9M25	9M24	Δ %
Energia renovável	Energia gerada por fontes renováveis	GWh	4.195	4.616	-9,1%	9.281	12.470	-25,6%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	2.651	2.770	-4,3%	5.316	7.910	-32,8%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	331	274	21,0%	1.193	1.255	-4,9%
	↳ Solar	GWh	0,1	0,3	-83,0%	0,4	0,8	-45,9%
	↳ Eólica	GWh	1.027	1.200	-14,4%	2.437	2.499	-2,5%
	↳ Biomassa	GWh	185	372	-50,2%	334	806	-58,6%
Smart Grid	Religadores automáticos instalados	unidade	21.089	19.323	9,1%	21.089	19.323	9,1%
	Carga de energia telemedida	%	57,6%	57,1%	58,7%	56,6%	55,9%	1,3%
Inovação	Investimento em inovação P&D ANEEL	R\$ MM	11,8	19,2	-38,5%	33,6	41,9	-19,8%
Descarbonização	Projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável	unidade	53	53	0,0%	53	53	0,0%
	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ MM	0,4	0,2	133,3%	1,3	1,7	-19,4%



Operações Sustentáveis

Tema	Indicador	Unidade	3T25	3T24	Δ %	9M25	9M24	Δ %
Economia circular	Transformadores reformados	unidade	2.289	2.490	-8,1%	6.855	7.474	-8,3%
	Alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa	toneladas	2.041	2.043	-0,1%	5.877	6.035	-2,6%



Valor Compartilhado com a Sociedade

Tema	Indicador	Unidade	3T25	3T24	Δ %	9M25	9M24	Δ %
Digitalização	Atendimentos digitais	%	92,8%	91,0%	2,0%	91,9%	90,4%	1,7%
	Pagamento de faturas por meio digital	%	79,4%	76,6%	3,7%	79,0%	75,5%	4,6%
	Contas digitais	MM de unidades	5,2	4,8	7,9%	5,2	4,8	7,9%
Comunidade	Investimentos de eficiência energética em hospitais públicos CPFL e RGE nos Hospitais	R\$ milhões	9,8	5,3	85,3%	36,4	16,5	120,9%
	Investimento em projetos socioambientais em comunidades Instituto CPFL, Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda e Meio Ambiente	R\$ milhões	12,0	15,5	-22,4%	35,5	29,3	21,3%
	Pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil	456,5	258,8	76,4%	929,1	777,4	19,5%
	Unidades consumidoras de baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética PEE ANEEL	mil	13,6	2,1	548,7%	30,1	2,6	1056,0%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Horas de treinamento ¹	mil	150,9	165,5	-8,8%	361,3	393,0	-8,1%
Diversidade ²	Negros na companhia	%	35,4%	34,7%	2,0%	35,4%	34,7%	2,0%
	Mulheres na companhia	%	39,4%	39,7%	-0,8%	39,4%	39,7%	-0,8%
	PcD na companhia	%	20,9%	20,9%	0,0%	20,9%	20,9%	0,0%
	Grupos Minoritários em cargos de liderança ²	%	39,4%	39,7%	-0,8%	39,4%	39,7%	-0,8%
Compras sustentáveis	Fornecedores críticos avaliados em critérios de sustentabilidade	%	99,0%	92,0%	7,6%	99,0%	94,0%	5,3%

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	3T25	3T24	Δ %	9M25	9M24	Δ %
Saúde e Segurança	Taxa de fréquencia de acidentes Próprios	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ¹	0,5	0,7	-31,1%	0,5	0,7	-27,2%
	Taxa de fréquencia de acidentes Terceiros	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ¹	2,5	1,9	29,3%	2,3	5,4	-58,0%
	Acidentes fatais com a população	unidade	1,0	3,0	-66,7%	14,0	6,0	133,3%
Ética	Colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	100%	100,0%	-0,4%	100%	100,0%	-0,4%
Transparência	Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	unidade	2	2	0,0%	2	2	0,0%
	Mulheres no Conselho de Administração	unidade	2	3	-33,3%	2	3	-33,3%

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



3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS

3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO

3.1.1) Desempenho Operacional

3.1.1.1) Carga Líquida de Perdas | Área de Concessão

GWh	3T25	3T24	Δ GWh	Δ %	Part.	9M25	9M24	Δ GWh	Δ %	Part.
Mercado Cativo	8.806	9.429	(623)	-6,6%	49,8%	28.393	30.652	(2.259)	-7,4%	51,8%
Cliente Livre	8.882	8.226	656	8,0%	50,2%	26.380	24.163	2.217	9,2%	48,2%
Carga Líquida de Perdas	17.689	17.656	33	0,2%	100,0%	54.773	54.815	(42)	-0,1%	100,0%

3.1.1.2) Venda de Energia | Área de Concessão

GWh	3T25	3T24	Δ GWh	Δ %	Part.	9M25	9M24	Δ GWh	Δ %	Part.
Residencial	5.407	5.361	46	0,9%	31,2%	17.324	17.383	(59)	-0,3%	31,9%
Industrial	6.762	6.765	(3)	0,0%	39,0%	19.935	19.734	201	1,0%	36,8%
Comercial	2.757	2.812	(55)	-1,9%	15,9%	9.198	9.404	(206)	-2,2%	17,0%
Rural	606	686	(80)	-11,6%	3,5%	2.124	2.188	(64)	-2,9%	3,9%
Outros	1.799	1.818	(20)	-1,1%	10,4%	5.641	5.630	11	0,2%	10,4%
Venda de Energia	17.331	17.442	(112)	-0,6%	100,0%	54.222	54.339	(117)	-0,2%	100,0%
<i>Cativo</i>										
Residencial	5.402	5.361	41	0,8%	62,3%	17.313	17.382	(69)	-0,4%	61,7%
Industrial	403	661	(259)	-39,1%	7,7%	1.284	2.183	(899)	-41,2%	4,6%
Comercial	1.193	1.470	(276)	-18,8%	17,1%	4.102	5.115	(1.014)	-19,8%	14,6%
Rural	508	616	(108)	-17,5%	7,2%	1.833	1.994	(162)	-8,1%	6,5%
Outros	1.099	1.240	(141)	-11,4%	14,4%	3.525	3.934	(409)	-10,4%	12,6%
Total Cativo	8.605	9.348	(743)	-7,9%	100,0%	28.056	30.609	(2.553)	-8,3%	100,0%
<i>TUSD</i>										
Residencial	5	0	5	1566,3%	0,0%	11	1	9	886,3%	0,0%
Industrial	6.359	6.104	256	4,2%	75,4%	18.651	17.551	1.100	6,3%	71,3%
Comercial	1.564	1.342	222	16,5%	16,6%	5.097	4.289	808	18,8%	19,5%
Rural	99	71	28	39,9%	0,9%	292	193	98	50,7%	1,1%
Outros	699	578	121	21,0%	7,1%	2.116	1.696	420	24,8%	8,1%
Total TUSD	8.726	8.095	631	7,8%	100,0%	26.166	23.730	2.436	10,3%	100,0%

Destacam-se no trimestre:

- l **Classe Residencial:** aumento de 0,9%, principalmente em função das baixas temperaturas no Sul, que estimulam o consumo de energia para aquecimento, em conjunto com o bom desempenho da massa de renda, nível de emprego e crescimento vegetativo;
- l **Classe Industrial:** variação nula, impactado pela geração distribuída (GD) e compensado por efeitos macroeconômicos;
- l **Classe Comercial:** redução de 1,9% na comparação com o mesmo período do ano anterior, em função do efeito de temperatura negativo em São Paulo e do impacto de GD. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo resultado positivo de renda e redução na taxa de desemprego;
- l **Classe Rural:** redução de 11,6%, impactada pela GD e uma maior pluviometria;
- l **Classe Outros:** retração de 1,1%, principalmente em função das temperaturas mais amenas e do impacto da GD.

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

- l **Classe Residencial:** queda de 0,3%, com os efeitos de temperatura mais amena e GD

anulando os ganhos decorrentes da expansão do emprego e da renda;

- Classe Industrial:** crescimento de 1,0%, impulsionado por 4 setores em nossa área de concessão: alimentos, minerais não metálicos, máquinas e equipamentos, e produtos metálicos;
- Classe Outros:** aumento de 0,2%, com os efeitos negativos de temperatura e GD sendo compensados pelo desempenho macroeconômico.

3.1.1.3) Inadimplência

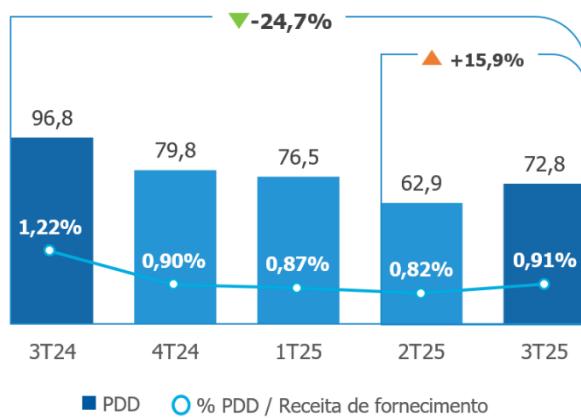
A PDD apresentou uma redução de R\$ 23,9 milhões em relação ao mesmo período de 2024 e um aumento de R\$ 9,9 milhões em relação ao 2T25. Com isso, o índice de PDD/Receita bruta de fornecimento alcançou 0,91% no trimestre.

O resultado do trimestre pode ser explicado por uma maior realização de cortes de energia, quando comparado com o mesmo período no ano passado, favorecido pela menor incidência de eventos climáticos extremos na área de concessão. Encerramos o trimestre com mais de 716 mil cortes, o que contribuiu para a queda do indicador de inadimplência.

É importante considerar que, por força das calamidades ocorridas no Rio Grande do Sul e da Resolução Normativa nº 1.092/2024 da ANEEL, que suspendeu os cortes de energia entre os meses de junho e agosto de 2024, o volume de cortes da CPFL RGE ficou bastante comprometido no 3T24. Desconsiderando a CPFL RGE no 3T25, para efeitos de comparação, encerramos o trimestre com a realização de 555 mil cortes, o que representa um aumento de 7% em relação ao 3T24.

Esses mesmos efeitos impactaram o resultado acumulado, em que registramos uma redução de R\$ 96 milhões na provisão para devedores duvidosos (PDD), com índice de PDD/Receita bruta de fornecimento de 0,87%.

A CPFL continua realizando constantes alterações em seus modelos de gestão da inadimplência, priorizando a otimização e automação dos processos de cobrança e atuações na frente de cortes. 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

O Despacho Aneel nº 684/2025, incorporando os resultados da Consulta Pública nº 09/2024, aprovou o aprimoramento da metodologia de cálculo da energia requerida e das perdas não técnicas, incorporando os efeitos da micro e minigeração distribuída (MMGD) no sistema de compensação de energia. A nova diretriz estabelece a adoção do conceito de "mercado de fornecimento medido", que representa a energia efetivamente consumida pelos usuários, independentemente de eventual compensação por geração própria. Adicionalmente, o despacho determina a inclusão da energia injetada na rede pelos sistemas de MMGD na carga total.

Perdas | Nova Metodologia (CP 09)

Acumulado 12 Meses	Set-24	Dez-24	Mar-25	Jun-25	Set-25	ANEEL ¹
CPFL Energia	9,81%	9,61%	9,76%	9,77%	9,43%	8,46%
CPFL Paulista	9,99%	9,76%	9,94%	9,77%	9,48%	8,54%
CPFL Piratininga	8,37%	8,41%	8,25%	8,38%	8,06%	6,73% ²
CPFL RGE ³	10,85%	10,52%	10,85%	11,07%	10,56%	9,51%
CPFL Santa Cruz	8,50%	8,19%	8,33%	8,41%	8,27%	9,11%

Notas:

(1) Limite ANEEL referente a 30/09/2025;

(2) Limite ANEEL referente a 23/10/2025;

(3) Para a CPFL RGE, clientes de alta tensão (A1) são expurgados da conta.

Desconsiderando o efeito do calendário de faturamento em ambos os períodos, as perdas teriam as seguintes variações: CPFL Paulista -0,53 p.p.; CPFL Piratininga -0,30 p.p.; CPFL RGE -0,29 p.p. e CPFL Santa Cruz -0,22 p.p.

As principais realizações no combate às perdas foram:

- (i) Manutenção das fronteiras elétricas e subestações internas;
- (ii) Mapeamento das perdas de energia por meio de microbalanços;
- (iii) Blindagem de 14,7 mil clientes do Grupo B com caixa blindada e 297 clientes do Grupo A com Conjunto de Medição (Migração de Cabine interna para medição exteriorizada no poste da CPFL);
- (iv) Realização de 100,9 mil inspeções em unidades consumidoras com 22% de assertividade na identificação de perdas;
- (v) Faturamento de 33,7 GWh de energia recuperada através das inspeções. Além da reconstrução do passado, os clientes normalizados passam a consumir a energia correta e esse montante representou 60,9 GWh de incremento no mercado;
- (vi) Substituição de mais de 5,7 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos equipamentos eletrônicos;
- (vii) Visita a 24,9 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à revelia;
- (viii) Regularização de 23,9 mil unidades consumidoras, com avanço de consumo e sem contrato;
- (ix) Regularização de 1 mil unidades consumidoras clandestinas, tendo, em sua maioria, a necessidade de obras de construção de rede da CPFL Energia;
- (x) Disciplina de mercado através da publicação de 85 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 cliente e o FEC indica o número médio de interrupções por cliente. Tais indicadores medem a qualidade e a confiabilidade anuais do fornecimento de energia elétrica.

No resultado dos últimos 12 meses, os valores de DEC apresentaram uma redução nos valores do Grupo. Já nos valores de FEC tivemos uma redução no consolidado do Grupo e nas distribuidoras de São Paulo, sendo que na CPFL RGE, ocorreu um leve aumento principalmente devido a desligamentos programados para manutenções.

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, tanto através de novos investimentos, como na operação e manutenção da rede.

3.1.2) Eventos Tarifários

RTAs				
Descrição	CPFL Santa Cruz ¹	CPFL Paulista	RGE	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	3.460	3.452	3.473	3.543
Reajuste	1,03%	-2,19%	2,52%	10,00%
Parcela A	0,56%	3,72%	4,71%	10,27%
Parcela B	1,11%	2,13%	1,74%	-0,02%
Componentes Financeiros	-0,64%	-8,05%	-3,94%	-0,25%
Efeito para o consumidor	2,62%	-3,66%	12,39%	7,63%
Data de entrada em vigor	22/05/2025	08/04/2025	19/06/2025	23/10/2025

Notas:

(1) Aplicação do RTA foi postergado para maio/25 devido ao pedido de vista do processo por conta da solicitação de diferimento por parte da Santa Cruz para amortizar o percentual de 2026.

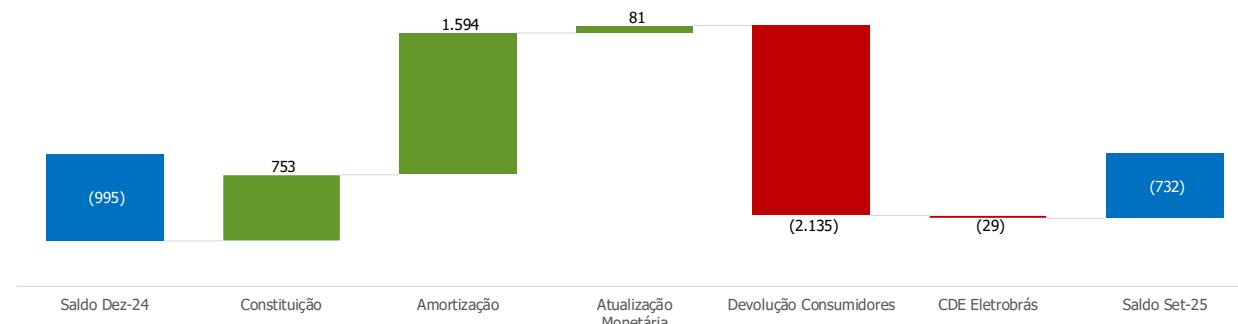
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	14.485	12.810	1.675	13,1%	40.914	38.321	2.593	6,8%
Receita Operacional Líquida	9.249	8.536	714	8,4%	26.835	25.176	1.659	6,6%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	7.852	7.326	526	7,2%	23.336	22.049	1.287	5,8%
Custo com Energia Elétrica	(5.013)	(4.733)	(279)	5,9%	(14.007)	(13.327)	(681)	5,1%
PMSO, Previdência e PDD	(1.000)	(941)	(59)	6,2%	(2.831)	(2.845)	14	-0,5%
Custos com construção de infraestrutura	(1.397)	(1.210)	(188)	15,5%	(3.499)	(3.127)	(372)	11,9%
EBITDA¹	1.839	1.652	188	11,4%	6.497	5.877	620	10,5%
Depreciação e Amortização	(343)	(321)	(23)	7,1%	(1.015)	(935)	(81)	8,7%
Resultado Financeiro	(517)	(588)	71	-12,1%	(1.607)	(1.714)	107	-6,2%
<i>Receitas Financeiras</i>	424	289	135	46,8%	1.132	953	179	18,8%
<i>Despesas Financeiras</i>	(941)	(877)	(64)	7,3%	(2.740)	(2.667)	(72)	2,7%
Lucro Antes da Tributação	979	743	236	31,7%	3.875	3.229	646	20,0%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(184)	(220)	36	-16,2%	(1.139)	(983)	(156)	15,9%
Lucro Líquido	795	523	271	51,8%	2.736	2.246	490	21,8%

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 2025, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era negativo (passivo) em R\$ 732 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2024, houve uma variação de R\$ 264 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo ocorreu em função da amortização de R\$ 1.594 milhões, sendo R\$ 1.256 milhões de devolução do PIS/COFINS e R\$ 338 milhões de demais efeitos, e da constituição líquida de um ativo de R\$ 753 milhões, principalmente nas linhas:

- CDE (R\$ 539 milhões);
- Postergação do reajuste tarifário (R\$ 526 milhões);
- Custos com energia elétrica (R\$ 257 milhões);
- Rede Básica (R\$ 146 milhões);
- Proinfa (R\$ 71 milhões);
- Sobrecontratação (R\$ 59 milhões);
- Demais itens (R\$ 30 milhões);

Parcialmente compensadas por passivos constituídos nas linhas de:

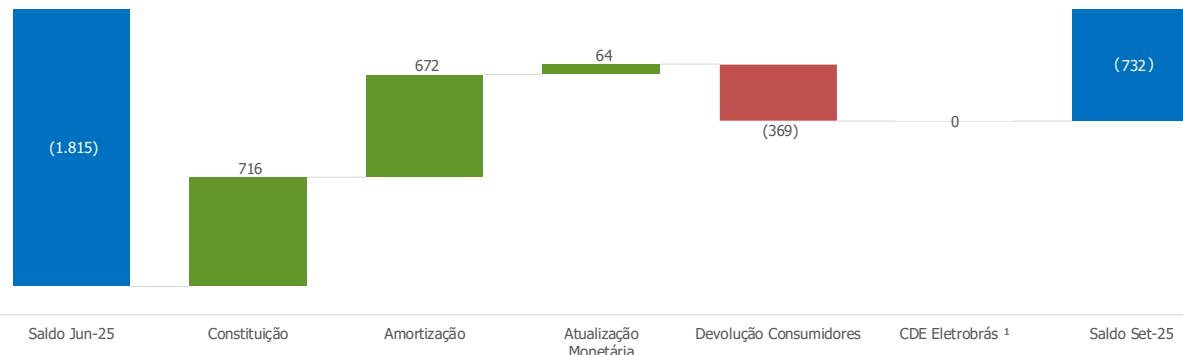
- Devolução para os clientes do crédito de PIS/COFINS (R\$ 336 milhões);
- Ultrapassagem de demanda e excedente de reativo (R\$ 191 milhões);

- (x) Bandeira tarifária faturada (R\$ 185 milhões);
- (xi) ESS e EER (R\$ 104 milhões);
- (xii) Repasse de Itaipu (R\$ 59 milhões).

Já a atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 81 milhões.

No período, foi realizada ainda a devolução aos consumidores, no montante de R\$ 2.135 milhões, sendo R\$ 1.876 milhões referente aos créditos de PIS/COFINS e R\$ 260 milhões decorrentes de créditos da geração distribuída. O Despacho nº 684/2025 regulamentou o tratamento dos créditos de geração distribuída, o que levou a Companhia a reconhecer um passivo regulatório que, até então, estava registrado em "outras contas a pagar". Nos reajustes tarifários das distribuidoras aplicados em 2025, esse passivo regulatório a ser repassado aos consumidores já foi considerado. Adicionalmente, houve o repasse de recursos da CDE no montante de R\$ 29 milhões.

Para fins de análise, o gráfico abaixo demonstra a movimentação dos saldos de ativo e passivo financeiro setorial, apenas no 3T25:



Nota: (1) A partir de 15 de julho de 2025, conforme disposto na Resolução Homologatória nº 3.484/2025, o valor do aporte da Eletrobras na CDE foi fixado em zero em decorrência do processo de securitização previsto na Medida Provisória nº 1.212/2024, por meio do qual os recebíveis da Eletrobras referentes aos anos de 2025, 2026 e 2027 foram utilizados para a quitação antecipada dos saldos devedores das contas vinculadas à CDE, nos termos da Resolução CNPE nº 15/2021.

Receita Operacional

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	10.125	9.724	401	4,1%	30.679	30.631	47	0,2%
Energia Elétrica de Curto Prazo	419	176	243	138,0%	563	275	289	105,0%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	1.397	1.210	188	15,5%	3.499	3.127	372	11,9%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	1.389	827	562	67,9%	2.347	1.469	878	59,8%
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	850	608	242	39,8%	2.282	1.699	584	34,4%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	83	112	(28)	-25,4%	994	696	298	42,8%
Outras Receitas e Rendas	241	175	66	37,5%	627	522	105	20,0%
Multas Compensatórias (DIC e FIC)	(19)	(21)	2	-9,1%	(77)	(97)	20	-21,0%
Receita Operacional Bruta - Total	14.485	12.810	1.675	13,1%	40.914	38.321	2.593	6,8%
ICMS	(1.737)	(1.621)	(116)	7,2%	(5.267)	(5.125)	(142)	2,8%
PIS e COFINS	(1.034)	(901)	(132)	14,7%	(2.845)	(2.676)	(168)	6,3%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(2.090)	(1.525)	(565)	37,1%	(5.212)	(4.613)	(599)	13,0%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(78)	(72)	(6)	8,0%	(225)	(215)	(10)	4,7%
PROINFA	(94)	(79)	(16)	20,0%	(268)	(239)	(29)	12,4%
Bandeiras Tarifárias	(190)	-	(190)	-	(190)	-	(190)	-
Outros	(13)	(76)	64	-83,3%	(73)	(278)	205	-73,7%
Deduções da Receita Operacional Bruta - Total	(5.236)	(4.274)	(961)	22,5%	(14.079)	(13.145)	(934)	7,1%
Receita Operacional Líquida	9.249	8.536	714	8,4%	26.835	25.176	1.659	6,6%

Receita Operacional Bruta

A variação da linha de **Ativo e Passivo Financeiro Setorial** decorre, principalmente, da maior constituição de Ativos Regulatórios no 3T25 se comparado ao 3T24.

Destaca-se o crescimento das linhas **Receita com Venda de Energia** e **Energia Elétrica de Curto Prazo** em relação ao mesmo período do ano anterior.

A redução na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão** é explicada pela variação do IPCA (0,57% no 3T24 e 0,39% no 3T25). Adicionalmente, o crescimento médio de 18% na base de ativos contribuiu para a elevação do saldo e a mitigação da perda no trimestre.

No acumulado, a **atualização do Ativo Financeiro da Concessão** apresentou um aumento em relação aos 9M24, decorrente dos laudos de avaliação realizados no 2T25, do incremento da base de ativos e das variações positivas do IPCA no período.

Destacou-se ainda o aumento no **Apórté CDE**, impulsionado pelo crescimento no número de clientes que passaram a ter o direito aos subsídios tarifários, resultando no recebimento pelas distribuidoras por meio do referido Apórté.

Os demais efeitos que impactaram a variação da receita foram semelhantes aos registrados no trimestre.

Deduções da Receita Operacional Bruta

No trimestre, a arrecadação com as bandeiras tarifárias foi insuficiente para cobrir a totalidade dos custos reais. As distribuidoras repassaram, por meio da Conta Bandeiras, gerida pela CCEE, o valor de R\$ 190 milhões, impactando a linha **Bandeiras Tarifárias**.

Adicionalmente, as deduções da receita operacional bruta apresentaram aumento, principalmente em razão da elevação nos valores da cota da **CDE** e nas arrecadações de **ICMS** e **PIS/COFINS**.

No acumulado, os efeitos foram semelhantes.

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Itaipu	544	573	(29)	-5,0%	1.645	1.648	(3)	-0,2%
PROINFA	118	93	25	27,1%	372	276	95	34,4%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	3.417	3.056	361	11,8%	9.171	8.132	1.039	12,8%
Crédito de PIS e COFINS	(368)	(330)	(38)	11,4%	(994)	(880)	(114)	13,0%
Energia Comprada para Revenda	3.712	3.392	320	9,4%	10.194	9.176	1.017	11,1%
Encargos da Rede Básica	1.038	965	73	7,5%	3.099	3.156	(57)	-1,8%
Encargos de Transporte de Itaipu	95	78	18	22,6%	245	291	(46)	-15,9%
Encargos de Conexão	75	73	1	1,9%	218	204	14	6,9%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	3	3	(0)	-9,4%	9	9	(0)	-4,0%
ESS / EER	223	359	(136)	-37,9%	633	914	(281)	-30,8%
Crédito de PIS e COFINS	(133)	(137)	4	-3,0%	(389)	(423)	34	-8,1%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	1.301	1.341	(41)	-3,0%	3.814	4.150	(337)	-8,1%
Custo com Energia Elétrica	5.013	4.733	279	5,9%	14.007	13.327	681	5,1%

O aumento dos **Custos com Energia Comprada para Revenda**, tanto no trimestre quanto no acumulado decorre principalmente do aumento do preço de energia comprada em **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**.

No caso da energia adquirida de **Itaipu**, observou-se uma redução no trimestre, atribuída à menor quantidade de energia comprada.

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, as reduções percebidas no trimestre e no acumulado decorrem dos **encargos setoriais (ESS/EER)**. O custo

do **ESS - Encargos de Serviço do Sistema** foi reduzido em função, principalmente, do decréscimo do nível de despachos termelétricos fora da ordem de mérito ocorridos no período. No acumulado, houve ainda o alívio retroativo gerado pela diferença de preços entre submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN). O **EER - Encargos de Energia de Reserva** registrou uma redução dos custos, em decorrência do aumento do PLD aplicado às liquidações de energia dos Contratos de Energia de Reserva na CCEE, tanto no trimestre quanto no acumulado.

Nos encargos de **Rede Básica** os montantes contratados no 3T25 foram superiores aos do 3T24, e houve aumento das tarifas de uso do sistema de transmissão a partir de julho/25, conforme a Resolução ANEEL nº 3.482/2025. O mesmo ocorreu com o encargo de **Transporte de Itaipu**, em razão das novas tarifas estabelecidas pela mesma resolução e dos novos montantes definidos em dezembro/24, por meio do Despacho nº 3.836/2024. Já no acumulado, os efeitos desses dois itens resultaram em redução, em função do desempenho observado no 1S25, uma vez que as tarifas vigentes no período (homologadas em julho/24) foram inferiores às do ano anterior.

PMSO

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Pessoal	354	329	25	7,6%	1.023	967	56	5,8%
Material	72	71	1	0,8%	210	212	(2)	-0,8%
Serviços de Terceiros	326	313	13	4,2%	944	889	55	6,2%
<i>Serviços de Terceiros</i>	<i>326</i>	<i>314</i>	<i>12</i>	<i>3,7%</i>	<i>944</i>	<i>867</i>	<i>77</i>	<i>8,9%</i>
<i>Serviços de Terceiros - Enchente Rio Grande do Sul*</i>	<i>-</i>	<i>(1)</i>	<i>1</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>22</i>	<i>(22)</i>	<i>-</i>
Outros Custos/Despesas Operacionais	250	220	30	13,7%	659	733	(74)	-10,1%
<i>PDD</i>	<i>73</i>	<i>97</i>	<i>(24)</i>	<i>-24,7%</i>	<i>212</i>	<i>308</i>	<i>(96)</i>	<i>-31,1%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>75</i>	<i>54</i>	<i>21</i>	<i>38,4%</i>	<i>171</i>	<i>144</i>	<i>27</i>	<i>18,5%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>55</i>	<i>43</i>	<i>12</i>	<i>28,5%</i>	<i>145</i>	<i>78</i>	<i>67</i>	<i>86,2%</i>
<i>Baixa de Ativos - Enchente Rio Grande do Sul*</i>	<i>-</i>	<i>(5)</i>	<i>5</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>38</i>	<i>(38)</i>	<i>-</i>
Outros	47	30	16	53,6%	130	165	(34)	-20,7%
PMSO	1.001	933	69	7,3%	2.836	2.800	36	1,3%

* Extraordinário.

O PMSO foi impactado por um item extraordinário – enchente no Rio Grande do Sul (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo 1), com uma reversão de R\$ 1 milhão nos custos de serviços de terceiros e um registro de baixa de ativos de R\$ 6 milhões no 3T24; nos 9M24, os efeitos da enchente totalizaram uma despesa de R\$ 60 milhões.

Expurgando esse item, o PMSO teria apresentado aumentos de 6,6% (R\$ 62 milhões) no trimestre e de 3,5% (R\$ 96 milhões) no acumulado, decorrente dos seguintes fatores:

- l **Pessoal (aumentos de R\$ 25 milhões no trimestre e de R\$ 56 milhões no acumulado):** explicado principalmente pelo crescimento no *headcount* de 1,5%¹ no trimestre e 1,6%² acumulado e pelo acordo coletivo homologado em 2024 e 2025;
- l **MSO ligado à inflação (aumentos de R\$ 14 milhões no trimestre e de R\$ 51 milhões no acumulado):** serviços terceirizados (R\$ 4 milhões no 3T25 e R\$ 24 milhões nos 9M25); hardware/software e suprimentos de escritório (R\$ 3 milhões no 3T25 e R\$ 25 milhões nos 9M25); despesas com frota (R\$ 3 milhões no 3T25 e R\$ 8 milhões nos 9M25); leitura e entrega de contas (R\$ 2 milhões no 3T25 e R\$ 2 milhões nos 9M25); auditoria e consultoria (R\$ 1 milhão no 3T25 e R\$ 2 milhões nos 9M25); call center (R\$ 1 milhão no 3T25 e R\$ 2 milhões nos 9M25); seguros (R\$ 1 milhão no 3T25 e R\$ 2 milhões nos 9M25); entre outros efeitos pulverizados;
- l **MSO não ligado à inflação (aumento de R\$ 6 milhões no trimestre e redução de R\$ 35 milhões no acumulado):** no trimestre, explicado por aumento em despesas legais e

¹ Média de julho a setembro.

² Média de janeiro a setembro.

judiciais (R\$ 21 milhões), baixa de ativos (R\$ 17 milhões) e ações de cobrança (R\$ 6 milhões), parcialmente compensados pela provisão para devedores duvidosos (PDD), conforme explicado no item 3.1.1.3. (R\$ 24 milhões) e pelas despesas de OPEX relacionado ao CAPEX (R\$ 13 milhões). No acumulado, houve redução de PDD (R\$ 96 milhões) e despesas de OPEX relacionado ao CAPEX (R\$ 9 milhões), parcialmente compensados pelo aumento de baixa de ativos (R\$ 29 milhões), despesas legais (R\$ 27 milhões) e ações de cobrança (R\$ 14 milhões).

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	(1.397)	(1.210)	(188)	15,5%	(3.499)	(3.127)	(372)	11,9%
Entidade de Previdência Privada	2	(8)	10	-	5	(45)	50	-
Depreciação e Amortização	(343)	(321)	(23)	7,1%	(1.015)	(935)	(81)	8,7%
Demais Custos/Despesas Operacionais	(1.739)	(1.539)	(201)	13,1%	(4.510)	(4.106)	(404)	9,8%

EBITDA

O **EBITDA** das distribuidoras no 3T25 cresceu 11,4% em relação ao 3T24, motivado pelos reajustes tarifários positivos da Parcela B ocorridos em 2025 e pelo bom desempenho da PDD. Aliado a esses fatores, o ativo financeiro da concessão cresceu no acumulado do ano, influenciado pelo aumento da base de ativos e inflação.

Importante ressaltar ainda que segmento foi impactado pelo efeito extraordinário registrado em 2024 decorrente das enchentes no Rio Grande do Sul (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo 1).

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	795	523	271	51,8%	2.736	2.246	490	21,8%
Depreciação e Amortização	343	321	23	7,1%	1.015	935	81	8,7%
Resultado Financeiro	517	588	(71)	-12,1%	1.607	1.714	(107)	-6,2%
Imposto de Renda / Contribuição Social	184	220	(36)	-16,2%	1.139	983	156	15,9%
EBITDA	1.839	1.652	188	11,4%	6.497	5.877	620	10,5%

EBITDA por Distribuidora

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
CPFL Paulista	838	700	138	19,8%	2.937	2.560	377	14,7%
CPFL Piratininga	282	251	31	12,5%	1.016	932	84	9,0%
CPFL RGE	638	611	26	4,3%	2.254	2.117	137	6,5%
CPFL Santa Cruz	81	90	(8)	-9,4%	289	269	21	7,7%
EBITDA	1.839	1.652	188	11,4%	6.497	5.877	620	10,5%

CPFL Paulista:

No trimestre, o resultado positivo foi impulsionado pelo reajuste positivo da Parcela B (7,53%) que entrou em vigência em abr/25 e pela melhora na PDD.

No acumulado, soma-se aos efeitos relatados a atualização positiva do ativo financeiro da concessão.

CPFL Piratininga:

O resultado positivo do EBITDA no trimestre foi influenciado pela redução de PDD e pelo mix de energia mais favorável, além do reajuste tarifário, que resultou em um aumento de 1,88% na

Parcela B, vigente desde out/24.

Os efeitos prevaleceram no acumulado do ano, que também registrou crescimento do ativo financeiro da concessão.

CPFL RGE:

O EBITDA foi impactado pelo efeito positivo do reajuste tarifário da Parcela B (+4,90%) vigente desde jun/25, parcialmente compensado pelas maiores despesas com PMSO.

Desconsiderando o efeito extraordinário das enchentes, o EBITDA acumulado apresentaria crescimento de 1,6% impulsionado pela Parcela B, melhor desempenho da PDD e atualização do ativo financeiro da concessão.

CPFL Santa Cruz:

No trimestre, as maiores despesas com PMSO não foram compensadas na sua totalidade com o reajuste de 3,87% da Parcela B, resultando em um EBITDA menor em 9,4%.

No acumulado, a variação positiva do EBITDA é reflexo do incremento da Parcela B e do melhor mix de energia.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Receitas	424	289	135	46,8%	1.132	953	179	18,8%
Despesas	(941)	(877)	(64)	7,3%	(2.740)	(2.667)	(72)	2,7%
Resultado Financeiro	(517)	(588)	71	-12,1%	(1.607)	(1.714)	107	-6,2%

Análise Gerencial

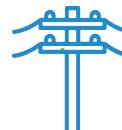
R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(715)	(584)	(131)	22,3%	(2.127)	(1.732)	(395)	22,8%
Acréscimos e multas moratórias	118	85	33	39,6%	359	303	56	18,5%
Marcação a mercado	34	(87)	121	-	136	(225)	360	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	64	1	63	5445,1%	81	(78)	159	-
Outras receitas e despesas	(19)	(2)	(16)	771,2%	(56)	18	(73)	-
Resultado Financeiro	(517)	(588)	71	-12,1%	(1.607)	(1.714)	107	-6,2%

No trimestre e no acumulado, destaca-se a variação positiva da **Marcação a Mercado** das dívidas, em função da menor redução da curva de *spread* de risco. Adicionalmente, houve a contribuição positiva da **Atualização do ativo e passivo financeiro setorial** em função do saldo atualizável, e aumento de **Acréscimos e multas moratórias**. Em contrapartida, registrou-se um aumento das **Despesas com a dívida líquida**, decorrente do aumento nos indexadores (IPCA e CDI), das captações e endividamento.

Lucro Líquido

O aumento do **Lucro Líquido** ocorreu devido ao maior resultado do EBITDA, bem como pelas menores despesas financeiras líquidas e menor alíquota efetiva do imposto de renda e contribuição social (19% no 3T25 ante 29% no 3T24).

No acumulado, o aumento do EBITDA e a redução das despesas financeiras líquidas contribuíram para o crescimento do **Lucro Líquido**.



3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO

3.2.1) Desempenho Operacional

Energia Gerada

GW ^h	3T25	3T24	Δ GW ^h	Δ %	9M25	9M24	Δ GW ^h	Δ %
Eólica	1.027	1.200	(173)	-14,4%	2.437	2.499	(62)	-2,5%
PCH	331	274	58	21,0%	1.193	1.255	(62)	-4,9%
UHE	2.651	2.770	(119)	-4,3%	5.316	7.910	(2.594)	-32,8%
Biomassa ¹	185	372	(187)	-50,2%	334	806	(472)	-58,6%
Solar	0,1	0,3	(0,3)	-84,3%	0,4	0,8	(0,4)	-47,9%
UTE ²	-	6	(6)	-	-	13	(13)	-
Total	4.195	4.623	(428)	-9,3%	9.281	12.484	(3.203)	-25,7%

Notas:

(1) As usinas de biomassa Bio Buriti, Bio Ipê e Bio Pedra foram transferidas para o Grupo Pedra em nov/24, deixando de pertencer ao Grupo CPFL desde então;

(2) O contrato de energia se encerrou em dez/24 e o ativo foi alienado em jun/25.

No trimestre e no acumulado, registramos uma redução no volume de energia gerada, sendo que, no trimestre o *curtailment* nos parques eólicos foi o principal ofensor, representando 37% da geração potencial total. Já no resultado acumulado, o pior desempenho das UHEs foi mais representativo, devido ao menor despacho, seguido pelo *curtailment* nos parques eólicos, que registrou 29% de impacto sobre a geração potencial total.

Disponibilidade

Média Mensal	3T25	3T24	Δ p.p.	Δ %	9M25	9M24	Δ p.p.	Δ %
Eólica	94,7%	94,9%	-0,2	-0,2%	93,1%	95,0%	-1,9	-2,0%
PCH	93,3%	94,4%	-1,1	-1,1%	95,0%	96,7%	-1,7	-1,8%
UHE	91,6%	89,5%	2,2	2,4%	95,8%	95,5%	0,4	0,4%
Biomassa ¹	100,0%	99,5%	0,5	0,5%	99,9%	99,4%	0,5	0,5%
Solar	100,0%	100,0%	0,0	0,0%	100,0%	100,0%	0,0	0,0%
UTE ²	0,0%	99,0%	-99,0	-	0,0%	98,6%	-98,6	-

Notas:

(1) As usinas de biomassa Bio Buriti, Bio Ipê e Bio Pedra foram transferidas para o Grupo Pedra em nov/24, deixando de pertencer ao Grupo CPFL desde então;

(2) O contrato de energia se encerrou em dez/24 e o ativo foi alienado em jun/25.

3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	1.513	1.502	11	0,7%	3.944	3.873	71	1,8%
Receita Operacional Líquida	1.381	1.381	(0)	0,0%	3.605	3.538	67	1,9%
Custo com Energia Elétrica	(223)	(186)	(37)	19,9%	(544)	(451)	(93)	20,6%
PMSO e Previdência	(166)	(174)	8	-4,7%	(538)	(427)	(111)	26,1%
Equivalência Patrimonial	78	86	(9)	-10,0%	208	259	(50)	-19,4%
EBITDA¹	1.070	1.107	(37)	-3,4%	2.731	2.919	(188)	-6,4%
Depreciação e Amortização	(218)	(220)	2	-1,0%	(657)	(657)	1	-0,1%
Resultado Financeiro	(84)	(18)	(66)	365,1%	(285)	(247)	(39)	15,8%
Receitas Financeiras	68	102	(34)	-33,7%	173	168	6	3,4%
Despesas Financeiras	(151)	(120)	(31)	26,1%	(459)	(414)	(45)	10,8%
Lucro Antes da Tributação	769	870	(101)	-11,6%	1.789	2.015	(226)	-11,2%
Lucro Líquido	587	674	(87)	-12,9%	1.368	1.580	(211)	-13,4%

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

Receita Operacional Líquida

No trimestre e no acumulado, a receita foi favorecida principalmente pelos contratos de energia reajustados por inflação (IPCA ou IGP-M), parcialmente compensada pelo pior desempenho dos parques eólicos, devido ao aumento no **curtailment** imposto pelo ONS, intensificado especialmente no trimestre, representando uma perda de receita de R\$ 219 milhões no 3T25 (versus R\$ 149 milhões no 3T24), e refletido no resultado acumulado, registrando uma perda de R\$ 348 milhões nos 9M25 (versus R\$ 183 milhões nos 9M24).

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Energia de Curto Prazo	46	54	(8)	-14,6%	136	100	35	35,4%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	121	73	48	65,4%	237	169	68	40,2%
Crédito de PIS e COFINS	(9)	(6)	(3)	53,4%	(18)	(15)	(3)	22,5%
Energia Comprada para Revenda	158	122	37	30,3%	355	255	100	39,4%
Encargos da Rede Básica	55	55	0	0,5%	162	164	(2)	-1,2%
Encargos de Conexão	4	4	(0)	-9,3%	10	13	(3)	-25,5%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	10	10	(0)	-4,3%	28	30	(3)	-8,9%
ESS/EER	(0)	(1)	0	-61,4%	(0)	(0)	(0)	3017,5%
Crédito de PIS e COFINS	(4)	(4)	0	-5,8%	(10)	(11)	1	-8,8%
Encargos	64	64	0	0,3%	189	196	(7)	-3,8%
Custo com Energia Elétrica	223	186	37	19,9%	544	451	93	20,6%

Nota: (1) O Prêmio de Risco do GSF passou a ser contabilizado no custo de energia a partir do 4T24.

No trimestre e no acumulado, a principal variação ocorreu devido a maior quantidade de energia adquirida em **Contratos Bilaterais, ACR e ACL**, assim como um maior preço médio. O resultado acumulado foi impactado ainda pelo aumento na compra de **Energia de Curto Prazo**.

PMSO

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Pessoal	45	43	2	4,4%	131	126	5	4,2%
Material	10	14	(4)	-31,1%	33	38	(6)	-15,4%
Serviços de Terceiros	72	80	(8)	-10,2%	202	231	(28)	-12,3%
<i>Serviços de Terceiros</i>	<i>72</i>	<i>72</i>	<i>(0)</i>	<i>-0,3%</i>	<i>202</i>	<i>207</i>	<i>(4)</i>	<i>-2,1%</i>
<i>Serviços de Terceiros - Enchente Rio Grande do Sul*</i>	<i>-</i>	<i>8</i>	<i>(8)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>24</i>	<i>(24)</i>	<i>-</i>
Outros	39	36	3	7,4%	172	31	141	454,2%
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>0</i>	<i>(2)</i>	<i>2</i>	<i>-</i>	<i>2</i>	<i>(4)</i>	<i>6</i>	<i>-</i>
<i>Legais, Judiciais e Indenizações</i>	<i>14</i>	<i>4</i>	<i>10</i>	<i>280,2%</i>	<i>15</i>	<i>1</i>	<i>13</i>	<i>943,8%</i>
<i>Outros</i>	<i>25</i>	<i>22</i>	<i>3</i>	<i>13,6%</i>	<i>71</i>	<i>69</i>	<i>2</i>	<i>2,9%</i>
<i>Prêmio do Risco do GSF¹</i>	<i>-</i>	<i>12</i>	<i>(12)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>24</i>	<i>(24)</i>	<i>-</i>
<i>Impacto Venda Epasa*</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>92</i>	<i>-</i>	<i>92</i>	<i>-</i>
<i>Ajuste a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)*</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(8)</i>	<i>(62)</i>	<i>54</i>	<i>-86,5%</i>
<i>Baixa de Ativos - Enchente Rio Grande do Sul*</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>3</i>	<i>(3)</i>	<i>-</i>
PMSO	165	173	(8)	-4,6%	537	426	112	26,2%

Notas:

* Extraordinário;

(1) O Prêmio de Risco do GSF passou a ser contabilizado no custo de energia a partir do 4T24.

No trimestre, a variação positiva nas despesas com PMSO são explicadas pela **reclassificação do Prêmio de Risco do GSF** para a linha de Compra de Energia (R\$ 12 milhões), somado ao efeito extraordinário de R\$ 8 milhões referente à **Enchente no Rio Grande do Sul do 3T24**.

(para mais detalhes, vide explicação no capítulo 1), parcialmente compensados pelo aumento nas despesas legais e judiciais (R\$ 14 milhões).

No acumulado, a variação se deu principalmente pela **venda da participação na Epasa**, que gerou um efeito negativo de R\$ 92 milhões, além do **efeito extraordinário** de ajuste a valor justo de Paulista Lajeado, que gerou um impacto negativo de R\$ 54 milhões, ambos incorridos no primeiro semestre (para mais detalhes, vide explicação no capítulo 1).

Expurgando esses itens, o PMSO teria apresentado aumentos de 8,1% (R\$ 12 milhões) no trimestre e de 3,8% (R\$ 16 milhões) no acumulado, decorrente dos seguintes fatores:

- └ **PMSO ligado à inflação (em linha no trimestre e redução de R\$ 3 milhões no acumulado):** sobretudo pela redução de despesas com outros serviços terceirizados e manutenção de máquinas e equipamentos;
- └ **PMSO não ligado à inflação (aumentos de R\$ 12 milhões no trimestre e de R\$ 19 milhões no acumulado):** decorrente de despesas legais e judiciais.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Entidade de Previdência Privada	0	0	(0)	-26,4%	1	1	(0)	-26,4%
Depreciação e Amortização	170	173	(3)	-1,9%	513	517	(4)	-0,7%
Amortização do Intangível da Concessão	48	47	1	2,1%	143	140	3	2,2%
Demais Custos/Despesas Operacionais	218	220	(2)	-1,1%	657	658	(1)	-0,1%

Equivalência Patrimonial

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Baesá	(0)	(2)	2	-98,3%	1	2	(1)	-51,8%
Foz do Chapecó	77	66	12	17,6%	206	191	15	7,7%
Epasa	-	23	(23)	-	1	66	(65)	-98,6%
Equivalência Patrimonial¹	77	86	(9)	-10,2%	208	258	(51)	-19,7%

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

Baesá

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	15	15	0	2,5%	51	46	5	10,1%
Custos/Desp. Operacionais	(14)	(10)	(4)	36,3%	(33)	(23)	(10)	42,5%
Depreciação e Amortização	(4)	(4)	(0)	0,7%	(11)	(11)	(0)	0,9%
Resultado Financeiro	2	(5)	7	-	(6)	(10)	4	-40,1%
IR/CS	0	1	(1)	-95,3%	(0)	(1)	0	-41,2%
Lucro Líquido	(0)	(2)	2	-98,3%	1	2	(1)	-51,8%

No trimestre a **Receita Líquida** permaneceu em linha, enquanto no acumulado, o discreto aumento foi resultado de uma maior tarifa, parcialmente compensado pela redução da CFURH. Em ambos os períodos, os **Custos e Despesas Operacionais** apresentaram um aumento decorrente da maior quantidade de energia comprada, devido a redução da geração, bem como um maior preço. Além disso, houve redução na **Despesa Financeira Líquida** em função de menores despesas com UBP.

Foz do Chapecó

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	175	164	10	6,3%	511	485	26	5,4%
Custos/Desp. Operacionais	(37)	(31)	(5)	17,2%	(115)	(98)	(16)	16,6%
Depreciação e Amortização	(13)	(13)	0	-0,3%	(39)	(39)	0	-0,2%
Resultado Financeiro	(7)	(20)	13	-63,8%	(45)	(61)	16	-26,8%
IR/CS	(40)	(34)	(6)	17,7%	(105)	(97)	(8)	8,6%
Lucro Líquido	77	66	12	17,6%	206	191	15	7,7%

No trimestre e no acumulado, a **Receita Líquida** aumentou devido ao maior preço da energia suprida, parcialmente compensado pela redução da CFURH. Os **Custos e Despesas Operacionais** tiveram um aumento devido ao maior volume de energia comprada. A **Despesa Financeira Líquida** apresentou uma redução no trimestre, em função da redução das despesas com UBP, indexadas por IGP-M e IPCA, somado a um menor saldo de dívidas e renda de aplicações financeiras, em função do maior saldo de caixa e da alta do CDI. No acumulado, os efeitos se assemelham, com exceção das despesas com UBP, que foram maiores no primeiro semestre.

Epasa

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	-	50	(50)	-	(0)	143	(143)	-100,2%
Custos/Desp. Operacionais	-	(15)	15	-	(7)	(37)	30	-80,1%
Depreciação e Amortização	-	(12)	12	-	-	(37)	37	-100,0%
Resultado Financeiro	-	5	(5)	-	10	12	(2)	-18,3%
IR/CS	-	(5)	5	-	(1)	(14)	14	-96,1%
Lucro Líquido	-	23	(23)	-	1	66	(65)	-98,6%

Com o fim do contrato de venda de energia em dez/24 e a conclusão da venda da participação no ativo em jun/25, a contribuição para o resultado de 2025 é significativamente menor. Passamos a reportar apenas as variações apresentadas nos períodos analisados.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Receitas	68	102	(34)	-33,7%	173	168	6	3,4%
Despesas	(151)	(120)	(31)	26,1%	(459)	(414)	(45)	10,8%
Resultado Financeiro	(84)	(18)	(66)	365,1%	(285)	(247)	(39)	15,8%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(82)	(67)	(16)	23,7%	(242)	(248)	6	-2,4%
Marcação a mercado	(1)	(3)	1	-44,6%	(2)	(10)	8	-76,9%
Outras receitas e despesas	0	51	(51)	-99,9%	(41)	12	(54)	-
Resultado Financeiro	(84)	(18)	(66)	365,1%	(285)	(247)	(39)	15,8%

No trimestre e no acumulado, o aumento se deu principalmente devido ao efeito de **Atualização de Créditos Fiscais** no 3T24. Além disso, as **Despesas com a dívida líquida** tiveram um aumento no trimestre, devido ao maior custo e da alta do CDI no período, enquanto no acumulado, houve redução por conta dos impactos incorridos durante o primeiro semestre. Ademais, houve um ganho com **Marcação a mercado (MTM)** tanto no trimestre quanto no acumulado.

EBITDA e Lucro Líquido

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	587	674	(87)	-12,9%	1.368	1.580	(211)	-13,4%
Depreciação e Amortização	218	220	(2)	-1,0%	657	657	(1)	-0,1%
Resultado Financeiro	84	18	66	365,1%	285	247	39	15,8%
Imposto de Renda / Contribuição Social	182	196	(14)	-7,0%	421	435	(14)	-3,3%
EBITDA	1.070	1.107	(37)	-3,4%	2.731	2.919	(188)	-6,4%

No trimestre, o fim de contratos das biomassas e da Epasa e o GSF do ACL foram os principais impactos no **EBITDA**. Os mesmos impactos também afetaram o resultado acumulado, somados ainda aos efeitos de ajuste a valor justo de Paulista Lajeado (-R\$ 54 milhões) e à venda da Epasa (-R\$ 92 milhões) no primeiro semestre.

Esta redução do EBITDA foi refletida no desempenho do **Lucro Líquido**, além da piora no **Resultado Financeiro** incorrida no trimestre e refletida no resultado acumulado.



3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO

3.3.1) Portfólio

Contrato de Concessão	Ínicio da Concessão	Final da Concessão	Participação CPFL-T	Índice de Reajuste	RAP 2025-2026 ¹ (R\$ milhões)	RAP Prevista 2025-2026 (R\$ milhões)	Km de Rede	Categoria dos Projetos	Revisão Tarifária	Próxima Revisão
CONTRATO 055/01	31/12/2002	31/12/2042	100%	IPCA	1.043	34	5.829	Categoria 1	1 ^a RTP - 2018 2 ^a RTP - 2024	3 ^a RTP - 2028
SUL II	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	46	-	75	Categoria 3	1 ^a RTP - 2024	2 ^a RTP - 2029
TESB	27/07/2011	27/07/2041	98%	IPCA	44	-	98	Categoria 3	1 ^a RTP - 2017 2 ^a RTP - 2022	3 ^a RTP - 2026
SUL I	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	36	-	307	Categoria 3	1 ^a RTP - 2024	2 ^a RTP - 2029
CONTRATO 080/02	18/12/2002	18/12/2032	100%	IGP-M	22	-	127	Categoria 2	Não tem	
MORRO AGUDO	24/03/2015	24/03/2045	100%	IPCA	20	-	-	Categoria 3	1 ^a RTP - 2020	2 ^a RTP - 2025
PIRACICABA	24/02/2013	24/02/2043	100%	IPCA	17	-	-	Categoria 3	1 ^a RTP - 2018 2 ^a RTP - 2023	3 ^a RTP - 2028
CONTRATO 004/01 (CAC 3)	31/03/2021	31/03/2051	100%	IPCA	12	-	-	Categoria 3	-	1 ^a RTP - 2026
MARACANAÚ	21/09/2018	21/09/2048	100%	IPCA	11	-	-	Categoria 3	1 ^a RTP - 2024	2 ^a RTP - 2029
ETAU ²	18/12/2002	18/12/2032	10%	IGP-M	54	-	188	Categoria 2	-	-
TPAE ²	19/11/2009	19/11/2039	10%	IPCA	12	-	12	Categoria 3	-	-

Notas:

- (1) Valor homologado descontando a Parcela de Ajuste (PA);
 (2) Projetos 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	3T25	3T24	Δ MWh	Δ %	9M25	9M24	Δ MWh	Δ %
ENS	84,0	119,3	-35,3	-29,6%	563,7	572,9	-9,2	-1,6%

A redução do ENS no período de análise se deve à menor incidência de eventos relevantes com perda de carga no 3T25, ao contrário do 3T24. No acumulado, a redução decorre de eventos climáticos e falhas de equipamentos que ocorreram no ano passado.

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).

%	3T25	3T24	Δ %	9M25	9M24	Δ %
PVd	1,176%	1,721%	-31,7%	1,066%	0,319%	234,2%

No trimestre, tivemos uma redução, quando comparado com o mesmo período de 2024, devido à menor incidência de eventos climáticos que impactaram as linhas de transmissão.

Já no acumulado, tivemos um aumento, se comparado com o mesmo período de 2024, devido à devolução de valores que ocorreram em 2024 e impactaram positivamente o resultado do período.

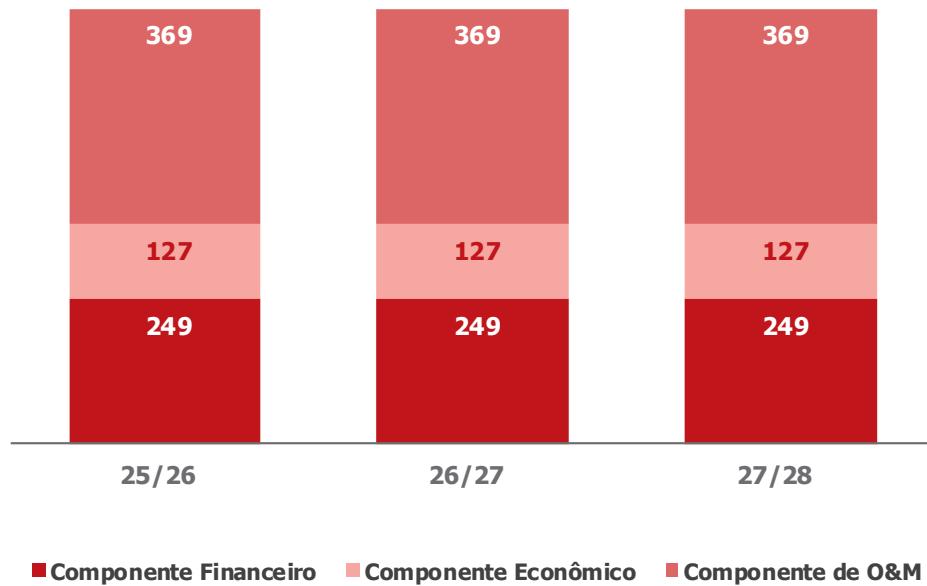
3.3.3) Temas Regulatórios

Fluxo de Recebimento da RBSE¹

A Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) correspondente aos ativos pertencentes à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE é a indenização dos ativos não amortizados, no contexto da renovação das concessões de Transmissão, nos termos da Lei nº 12.783/2013. O fluxo de recebimento para a receita desses ativos pertencentes ao Contrato de Concessão nº 055/2001 da CPFL Transmissão são demonstrados abaixo.

Com a conclusão da discussão administrativa da RBSE, a Aneel publicou a REH nº 3.464/2025, a qual estabeleceu que as parcelas do componente financeiro para os ciclos 2025/2026, 2026/2027 e 2027/2028, a serem recebidas pela CPFL-T, fossem alteradas de R\$ 296 MM para R\$ 249 milhões (por ciclo anual de reajuste tarifário). Os fluxos do componente econômico e de O&M não eram objeto de discussão e não tiveram alterações, mantendo o estabelecido na Revisão Periódica Tarifária (RTP) das transmissoras, conforme determinado na REH 3.344/2024.

Fluxo de Recebimento – Componentes Financeiro¹, Econômico² e O&M² | R\$ milhões



Nota: (1) Valores do gráfico estão na data base Junho/2025 e devem ser atualizados por IPCA anualmente. (2) Valores sem data definida para acabar (acaba somente na baixa ou substituição do ativo).

Reajuste Tarifário Anual ("RTA")

De acordo com a REH ANEEL nº 3.481/2025, para o ciclo de 2025-2026, de 01/07/2025 a 30/06/2026, a Receita (RAP) somada à Parcela de Ajuste (PA) do **Contrato de Concessão nº 055/2001**, totaliza cerca de R\$ 1.252 milhões, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- (i) Correção monetária pelo IPCA;
- (ii) Desconto da Parcela de Ajuste (PA), composta dos seguintes componentes: (i) PA RTP 2023 relativa à retroatividade da RAP pertinente aos Reforços e Melhorias, (ii) PA

Financeiro Melhorias, (iii) PA Calculada correspondente ao desconto dos valores excedentes de RAP recebidos a maior no ciclo anterior (Subsídio CDE, Antecipações de RAP) e (iv) PA Outros, relativa à PA Qualidade DIT e Outros;

- (iii) Reforços e Melhorias que entraram em operação comercial durante o ciclo 2024-2025 e incrementaram a receita da transmissora (novos investimentos);
- (iv) RBSE, sendo a redução relativo à decisão final em Reunião Ordinária da ANEEL na data de 10 de junho de 2025 acerca da discussão do Componente Financeiro da RBSE, relativos à trajetória da cobertura de O&M e relativos às desativações.

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	Trajetória CAOM	Novos Investimentos	Indexador (IPCA)	REH 3.481/2025 Receita Homologada	PA RTA 2025	REH 3.481/2025
055/2001	1.029,6	-59,0	-25,3	47,6	50,3	1.043,2	-0,04	1.043,3

* Valores expressos em R\$ milhões.

Quanto aos contratos licitados, de acordo com a REH ANEEL nº 3.481/2025, para o ciclo de 2025/2026, de 01/07/2025 a 30/06/2026 o valor da RAP total, somada à Parcela de Ajuste alcança aproximadamente R\$ 209 milhões.

Reajuste Tarifário Anual 2025:

Contratos	REH 3.348/2024	Entrada em operação	Indexador (IPCA ou IGP-M)	Impacto do Reposicionamento da RTP	REH 3.481/2025 Receita Homologada	PA RTA 2025	REH 3.481/2025
080/2002	21.362,7	-	1.499,9	-	22.862,7	-677,9	22.184,7
001/2011	45.877,1	-	2.440,6	-	48.317,6	-4.218,4	44.099,2
003/2013	16.641,2	-	885,3	-	17.526,5	-383,2	17.143,3
020/2018	10.974,2	-	583,8	-	11.558,0	-129,6	11.428,5
006/2015	19.807,3	-	0,0	-67,8	19.739,5	-213,9	19.525,6
005/2019	35.878,0	-	1.908,6	-	37.786,7	-1.297,0	36.489,6
011/2019	46.088,2	-	2.451,8	-	48.539,9	-2.312,9	46.227,0
004/2021	11.160,9	880,4	593,8	-	12.635,1	-678,1	11.956,9

* Valores expressos em R\$ mil.

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	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	362	319	43	13,6%	1.023	1.113	(90)	-8,0%
Receita Operacional Líquida	306	269	37	13,7%	871	928	(57)	-6,1%
PMSO, Previdência e PDD	(98)	(89)	(9)	9,6%	(258)	(282)	24	-8,5%
Equivalência Patrimonial	1	1	0	19,1%	4	5	(1)	-22,5%
EBITDA	209	181	28	15,7%	618	652	(34)	-5,3%
Depreciação e Amortização	(48)	(31)	(17)	56,4%	(140)	(88)	(52)	59,2%
Resultado Financeiro	(134)	(124)	(10)	7,6%	(364)	(287)	(77)	26,9%
<i>Receitas Financeiras</i>	16	23	(7)	-31,5%	42	58	(16)	-27,3%
<i>Despesas Financeiras</i>	(150)	(147)	(2)	1,5%	(406)	(345)	(61)	17,8%
Lucro Antes da Tributação	27	25	2	5,9%	113	277	(164)	-59,2%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(2)	0	(3)	-	(16)	(59)	43	-72,5%
Lucro Líquido	24	26	(1)	-4,7%	97	218	(121)	-55,6%

Receita Operacional

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Contrato de Concessão 055/2001	326	269	57	21,3%	879	961	(82)	-8,5%
Sul II	13	12	1	10,0%	37	35	2	5,4%
TESB	13	11	2	13,8%	38	32	6	17,1%
Sul I	10	9	1	11,0%	28	27	1	3,8%
Contrato de Concessão 080/2002	6	3	3	88,0%	16	13	2	15,1%
Morro Agudo	4	5	(1)	-18,3%	15	15	(1)	-4,7%
Piracicaba	4	4	0	2,0%	13	13	1	7,4%
Maracanáu	3	3	0	7,1%	9	9	0	2,7%
Contrato de Concessão 004/2001 (CAC 3)	3	3	(0)	-10,8%	8	7	1	13,9%
Provisão Para Efeitos Temporários	(19)	-	(19)	-	(19)	-	(19)	-
Encargos Regulatórios	(25)	(23)	(1)	5,2%	(65)	(90)	25	-27,8%
Receita Bruta	363	319	44	13,7%	1.024	1.113	(89)	-8,0%
Deduções da Receita	(56)	(50)	(7)	13,2%	(87)	(95)	7	-7,9%
Receita Líquida	306	269	37	13,8%	871	928	(57)	-6,1%

O aumento da **receita operacional** é devido aos efeitos do reajuste tarifário para o ciclo 2025-2026, aplicado a partir de julho de 2025. Entretanto, a receita não reflete integralmente o reajuste da RAP porque foi reconhecido um efeito temporário no resultado, equivalente a valores recebidos a maior nos últimos 12 meses, visando alinhar a receita faturada com a RAP homologada.

No acumulado, a redução decorre do efeito da Parcela de Ajuste do ciclo 2024/2025, que devolvia valores arrecadados a maior no ciclo anterior, em função da postergação da RTP de 2023.

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

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Pessoal	32	33	(1)	-4,0%	102	101	1	0,7%
Material	3	3	(0)	-3,2%	9	19	(10)	-52,7%
Serviços de Terceiros	31	28	3	10,9%	81	79	1	1,8%
Entidade de Previdência Privada	10	18	(9)	-46,5%	30	54	(25)	-45,5%
Outros	22	6	16	257,3%	37	28	9	30,0%
<i>PDD</i>	3	4	(1)	-17%	10	3	7	255,7%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	12	(4)	16	-	24	(28)	52	-
<i>Provisões</i>	6	14	(8)	-59,8%	(14)	39	(53)	-
<i>Outros</i>	1	(8)	9	-	16	14	2	14,6%
PMSO	98	89	9	9,6%	258	282	(24)	-8,5%
Depreciação e Amortização	48	31	17	56,4%	140	88	52	59,2%
PMSO, depreciação e amortização	146	120	26	21,6%	398	370	28	7,7%

O **PMSO** foi afetado principalmente por:

- l Aumento de provisões para despesas legais e judiciais (+R\$ 16 milhões);
- l Outros (+ R\$ 2 milhões);

Parcialmente compensado por:

- l Redução nos gastos com entidade de previdência privada (-R\$ 9 milhões).

No acumulado, também houve um aumento, impactado pelos efeitos acima e parcialmente compensado por um menor gasto com materiais e entidade de previdência privada.

Em relação à depreciação, houve um aumento em função da revisão tarifária ocorrida em 2024, quando a ANEEL recalcular a taxa de depreciação dos ativos e reconheceu novos que entraram no ciclo.

EBITDA

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	25	26	(1)	-4,3%	97	218	(121)	-55,6%
Depreciação e Amortização	48	31	17	56,4%	140	88	52	59,2%
Resultado Financeiro	134	124	10	7,6%	364	287	77	26,9%
Imposto de Renda / Contribuição Social	2	(0)	3	-	16	59	(43)	-72,5%
EBITDA	209	181	28	15,7%	618	652	(34)	-5,3%

O aumento no **EBITDA** no trimestre se deve principalmente ao reajuste da RAP, parcialmente compensada por um aumento no PMSO.

No acumulado, ainda temos um resultado menor por conta do efeito da Parcela de Ajuste do ciclo 2024/2025, que devolvia valores arrecadados a maior em função da postergação da RTP de 2023, além do aumento no PMSO.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(126)	(85)	(40)	47,1%	(356)	(245)	(111)	45,3%
Marcação a Mercado	(23)	(39)	16	-41,5%	(14)	(44)	30	-67,5%
Outras receitas e despesas	15	(1)	15	-	7	0	6	1554,0%
Resultado Financeiro	(133)	(125)	(9)	7,1%	(364)	(289)	(75)	26,0%

Houve uma piora do **Resultado Financeiro**, devido principalmente a:

- l Aumento das despesas com a dívida líquida, por conta de gastos com novas captações (-R\$ 24 milhões);
- l Aumento de despesas por conta da variação do CDI (-R\$ 13 milhões)

Parcialmente compensados por:

- l Ganho no efeito da marcação a mercado (+R\$ 16 milhões);
- l Outros (+R\$ 12 milhões).

Já no acumulado, a variação se deu devido a:

- l Aumento das despesas com a dívida líquida, fruto das novas emissões ocorridas ao longo de 2024, da variação do CDI e dos gastos com novas captações (-R\$ 111 milhões)

Parcialmente compensado por:

- l Ganho no efeito da marcação a mercado, especialmente com as novas captações (+R\$ 30 milhões);
- l Outros (+R\$ 6 milhões).

Lucro Líquido

Houve uma redução no **Lucro Líquido**, pelo aumento da depreciação e pela piora no resultado financeiro, parcialmente compensados pela melhora no EBITDA, conforme explicado acima.

3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro | IFRS

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	595	656	-61	-9,3%	1.720	1.699	20	1,2%
Receita Operacional Líquida	538	612	-73	-12,0%	1.566	1.519	46	3,1%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	262	305	(43)	-14,1%	815	871	(56)	-6,4%
PMSO, Previdência e PDD	(93)	(59)	(35)	59,6%	(254)	(240)	-14	5,7%
Custos com construção de infraestrutura	(197)	(181)	(16)	9,0%	(536)	(421)	(115)	27,4%
Equivalência Patrimonial	(0)	1	-1	-	3	5	-2	-37,5%
EBITDA¹	248	373	(125)	-33,6%	779	863	-84	-9,7%
Depreciação e Amortização	(9)	(9)	0	4,9%	(27)	(28)	1	-4,8%
Resultado Financeiro	(133)	(125)	(9)	7,1%	(364)	(289)	(75)	26,0%
<i>Receitas Financeiras</i>	16	23	(7)	-28,6%	43	114	(71)	-62,5%
<i>Despesas Financeiras</i>	(150)	(147)	(2)	1,5%	(407)	(403)	(4)	0,9%
Lucro Antes da Tributação	105	240	(135)	-56,1%	388	546	(158)	-28,9%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(37)	(27)	(10)	36,8%	(100)	(106)	6	-6,0%
Lucro Líquido	69	213	(145)	-67,7%	288	440	(151)	-34,4%

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	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	814	956	(142)	-14,9%	2.283	2.108	175	8,3%
Receita Operacional Líquida	702	830	(128)	-15,4%	1.965	1.801	164	9,1%
Custo com Energia Elétrica	(750)	(848)	99	-11,6%	(2.049)	(1.746)	(303)	17,3%
PMSO, Previdência e PDD	(24)	(18)	(7)	37,4%	(75)	(53)	(22)	41,6%
EBITDA¹	(72)	(36)	(36)	98,7%	(160)	2	(161)	-
Depreciação e Amortização	(1)	(2)	1	-37,0%	(4)	(5)	1	-20,2%
Resultado Financeiro	(3)	(5)	1	-31,9%	(17)	(16)	(1)	6,4%
<i>Receitas Financeiras</i>	<i>10</i>	<i>9</i>	<i>1</i>	<i>6,3%</i>	<i>22</i>	<i>40</i>	<i>(18)</i>	<i>-43,9%</i>
<i>Despesas Financeiras</i>	<i>(13)</i>	<i>(14)</i>	<i>1</i>	<i>-6,4%</i>	<i>(40)</i>	<i>(56)</i>	<i>16</i>	<i>-29,4%</i>
Lucro Antes da Tributação	(76)	(42)	(33)	78,9%	(181)	(19)	(162)	834,2%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(5)	(3)	(2)	83,1%	(12)	(6)	(6)	100,0%
Lucro (prejuízo) Líquido	(81)	(45)	(36)	79,2%	(193)	(26)	(168)	656,6%

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

No trimestre, o **EBITDA** foi impactado principalmente pela menor margem e pela inadimplência (PDD) de algumas comercializadoras (contrapartes no mercado) que entraram em recuperação judicial. No resultado acumulado, os efeitos se repetem.

Serviços

R\$ Milhões	3T25	3T24	Δ R\$	Δ %	9M25	9M24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	354	343	11	3,3%	1.016	1.022	(6)	-0,6%
Receita Operacional Líquida	326	315	11	3,6%	934	938	(4)	-0,4%
PMSO, Previdência e PDD	(235)	(245)	9	-3,8%	(706)	(711)	4	-0,6%
EBITDA¹	91	70	21	29,4%	228	228	0	0,2%
Depreciação e Amortização	(13)	(20)	7	-35,1%	(41)	(49)	8	-16,6%
Resultado Financeiro	1	1	(0)	-28,7%	2	8	(6)	-79,5%
<i>Receitas Financeiras</i>	<i>4</i>	<i>4</i>	<i>0</i>	<i>13,4%</i>	<i>11</i>	<i>14</i>	<i>(4)</i>	<i>-24,8%</i>
<i>Despesas Financeiras</i>	<i>(3)</i>	<i>(3)</i>	<i>(1)</i>	<i>29,1%</i>	<i>(9)</i>	<i>(7)</i>	<i>(2)</i>	<i>34,9%</i>
Lucro Antes da Tributação	78	51	27	53,0%	189	186	3	1,4%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(18)	(12)	(6)	47,9%	(42)	(47)	5	-10,6%
Lucro Líquido	61	39	21	54,6%	147	139	7	5,4%

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



4) ANEXO

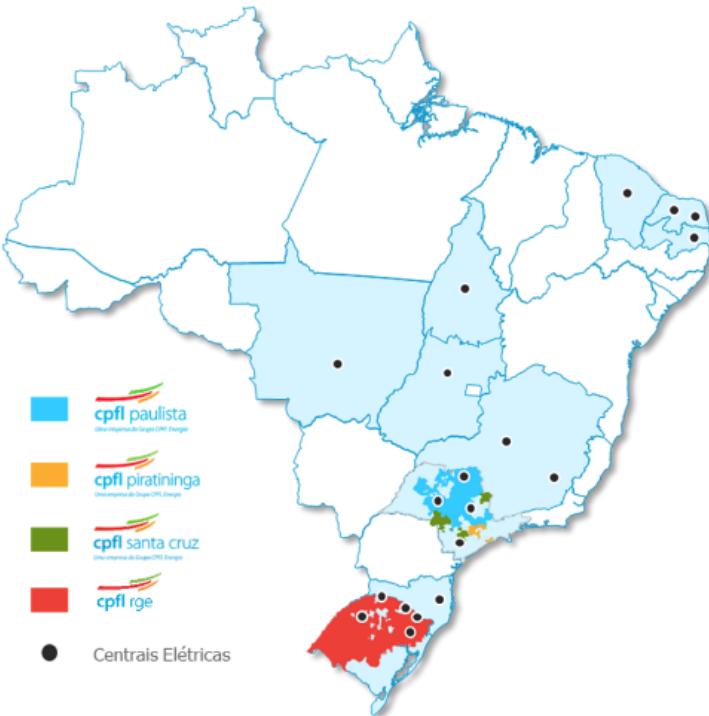
Perfil da Empresa e Estrutura Societária

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 10,8 milhões de clientes em 687 municípios. Com 4.072 MW de capacidade instalada, está entre as maiores geradoras do país, com 100% do portfólio em geração proveniente de fontes renováveis.

O grupo atua de forma relevante também no segmento de transmissão, com potência instalada de 16,3 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

Para saber sobre o Planejamento Estratégico e as Vantagens Competitivas da CPFL Energia, acessar o [site de RI](#).

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.

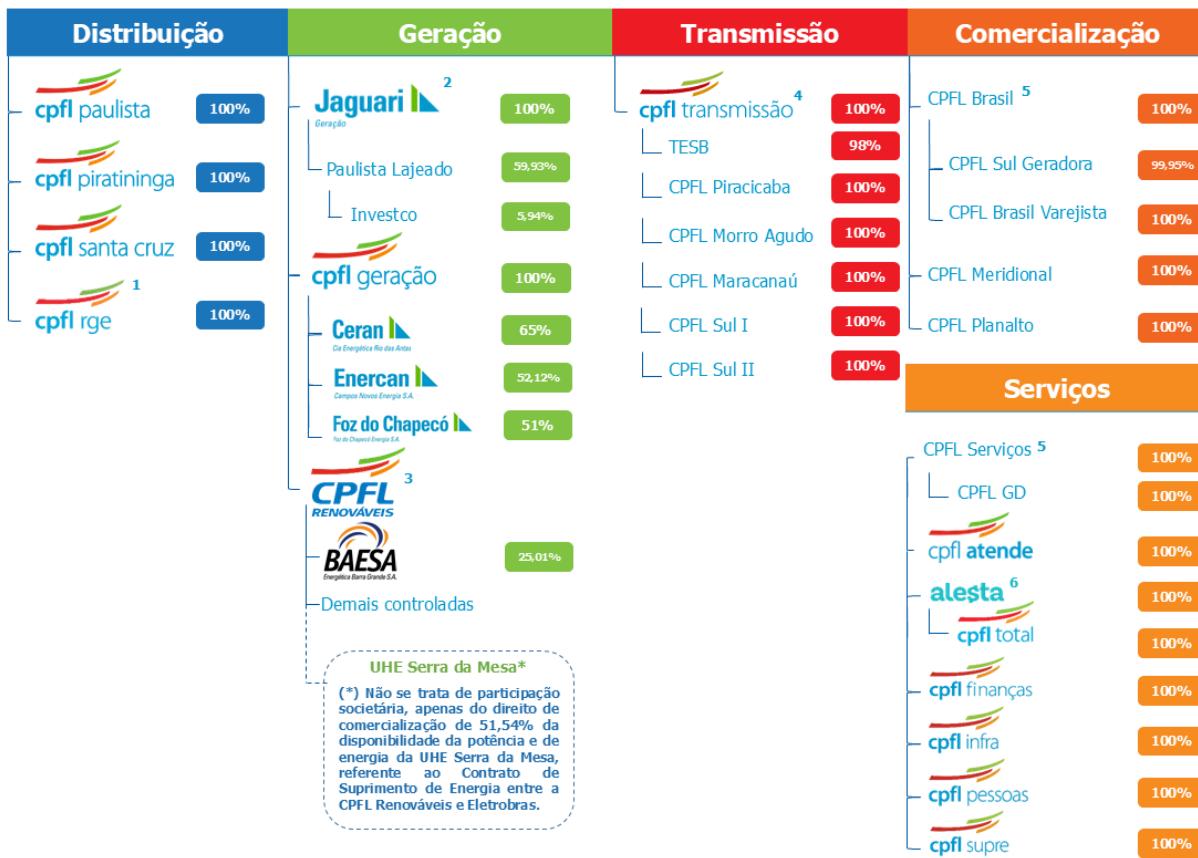
As diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no [site de RI](#).



83,71%

Free Float

16,29%



Base: 30/09/2025

Notas:

- (1) A CPFL RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
- (2) A Jaguari Geração possui participação de 4,15% na energia assegurada da UHE Luiz Eduardo Magalhães;
- (3) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (51,00%) e pela CPFL Geração (49,00%);
- (4) A CPFL Transmissão é controlada pela CPFL Brasil (100%);
- (5) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços;
- (6) A Alesta é controlada pela CPFL Energia (99,99%), e pela CPFL Brasil (0,01%).

Política de Distribuição de Dividendos

A Política de Distribuição de Dividendos da CPFL Energia estabelece diretrizes, critérios e procedimentos para a distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio aos acionistas da Companhia, de acordo com a sua geração de caixa, sem comprometer o seu crescimento e sua necessidade de investimentos. A política está disponível no [site de RI](#).



