Resultados 3T26

Energia para um futuro mais sustentável



VIDEOCONFERÊNCIA
16 de novembro de 2026

Horário: 14h00 (BRT) | 13h00 (ET)

Videoconferência em português com tradução simultânea para o inglês

Clique aqui ou pelo QR Code

Mensagem do Presidente



Encerramos o terceiro trimestre de 2026 e venho aqui mais uma vez compartilhar os resultados consistentes do período, em que alcançamos EBITDA de R$ 3,1 bilhões, redução de 3,1%, e Lucro Líquido de R$ 1,3 bilhão, uma redução de 6,4%. Esse resultado reflete exclusivamente um efeito contábil, sem impacto no caixa: com a renovação das concessões da CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL RGE, o ativo financeiro da concessão foi reclassificado para o intangível, e sua atualização monetária deixou de transitar pelo resultado.

No segmento de Distribuição, destaque mais uma vez para o crescimento do consumo de energia na área de concessão, cresceu 3,6% em relação ao 3T25, impulsionado pelas classes comercial (+14,3%) e residencial (+2,6%), além de um leve crescimento na indústria (+1,6%). Entre os clientes comerciais, destaque para os Data Centers, cujo consumo avançou 41,7%, atingindo 329 GWh e passando a representar 10,7% do total da classe faturada. A forte procura em nossa área de concessão, principalmente em **Campinas** e **Jundiaí**, decorre da combinação entre uma robusta infraestrutura de fibra óptica, a disponibilidade e qualidade de energia elétrica e a proximidade com a Região Metropolitana de São Paulo, proporcionando baixa latência e condições favoráveis para a operação desses empreendimentos.

No segmento de Geração & Gestão de Energia, em relação a geração eólica, registramos uma redução de 23,8% no volume de energia gerada no trimestre, decorrente da piora no desempenho dos ventos. As restrições de escoamento impostas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) afetaram de forma ampla os geradores conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), e, nesse trimestre representaram 47,7% da geração potencial do grupo CPFL. A discussão regulatória sobre o tema segue em evolução, com uma solução parcial já apresentada, positiva, mas que ainda não cobre todos os tipos de restrição.

Na Transmissão, na análise regulatória, o EBITDA regulatório alcançou R$ 280 milhões, avanço de R$ 82 milhões sobre o 3T25, impulsionado pelo reajuste da RAP do ciclo 2026/2027 e pela eficiência operacional dos ativos. Para o ciclo 2026-2027, as transmissoras do grupo receberão o valor de R$ 1,363 bilhão de Receita Anual Permitida (RAP).

Seguimos executando nosso plano de investimentos de forma consistente. Nesse trimestre, investimos R$ 1,7 bilhão, alta de 1,0%, sendo R$ 1,4 bilhão na Distribuição — voltados principalmente a obras de atendimento a clientes, expansão e modernização da rede — e R$ 281 milhões na Transmissão, expressivo crescimento de 30,5%. No acumulado, já investimos R$ 4,5 bilhões, aumento de 3,3%, seguindo em linha com o cronograma do nosso plano de Capex 2026-2030, que prevê R$ 6,5 bilhões para o ano de 2026.

Esses investimentos são sustentados por financiamentos obtidos com base no nosso compromisso de gestão de caixa e otimização da estrutura de capital. Encerramos o 3T26 com disciplina financeira exemplar, com alavancagem confortável de 2,46x Dívida Líquida/EBITDA frente ao nosso covenant de 3,75x. Destacamos a captação de aproximadamente R$ 4,9 bilhões a um custo médio inferior ao CDI, viabilizada pela expressiva participação de operações de mútuo com nosso acionista controlador, State Grid, estruturadas com taxas altamente competitivas frente às emissões locais no mercado de capitais otimizando significativamente nosso custo médio de capital, o que reforça o compromisso estratégico do nosso acionista controlador com o Grupo e assegura liquidez robusta para sustentar nosso ciclo de crescimento.

Encerro esta mensagem destacando o Prêmio internacional, OLACDE de Excelência Energética, que reconheceu os programas CPFL nos Hospitais e UTI Domiciliar, na categoria Eficiência Energética. Desde 2019, o CPFL nos Hospitais já beneficiou 639 hospitais, com R$ 376,6 milhões investidos, reforçando o impacto positivo que geramos nas comunidades onde atuamos.

Agradeço a todos os nossos colaboradores pelo empenho e dedicação, e aos nossos acionistas, clientes, parceiros e demais stakeholders pela confiança. Seguimos firmes no nosso foco em investimentos, eficiência operacional e disciplina financeira. E seguimos juntos construindo o futuro da CPFL Energia

Gustavo Estrella

Presidente da CPFL Energia

Resumo dos Principais Indicadores

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Demanda na Área de Concessão | GWh	17.317	16.881	435	2,6%	17.416	16.779	637	3,8%
Energia Consumida na Área de Concessão | GWh	19.194	18.519	675	3,6%	59.242	57.943	1.299	2,2%
Mercado Cativo	*8.519*	*8.605*	*(86)*	*-1,0%*	*27.151*	*28.056*	*(905)*	*-3,2%*
Cliente Livre	*9.261*	*8.726*	*535*	*6,1%*	*27.572*	*26.166*	*1.406*	*5,4%*
Compensação de GD	*1.414*	*1.188*	*225*	*19,0%*	*4.519*	*3.721*	*798*	*21,4%*
Receita Operacional Bruta	16.262	16.834	(573)	-3,4%	49.501	47.346	2.155	4,6%
Receita Operacional Líquida	10.868	11.329	(462)	-4,1%	33.317	32.533	783	2,4%
EBITDA[1] Consolidado	**3.066**	**3.165**	**(98)**	**-3,1%**	**10.483**	**10.044**	**439**	**4,4%**
Distribuição	*1.704*	*1.839*	*(135)*	*-7,3%*	*6.537*	*6.497*	*40*	*0,6%*
Geração & Gestão de Energia	*999*	*998*	*1*	*0,1%*	*2.688*	*2.571*	*116*	*4,5%*
Transmissão	*291*	*248*	*43*	*17,4%*	*1.025*	*779*	*246*	*31,6%*
Serviços & Outros	*72*	*79*	*(7)*	*-9,2%*	*233*	*197*	*36*	*18,3%*
Lucro Líquido Consolidado	**1.289**	**1.376**	**(88)**	**-6,4%**	**4.636**	**4.178**	**459**	**11,0%**
Distribuição	*594*	*795*	*(201)*	*-25,3%*	*2.761*	*2.736*	*26*	*0,9%*
Geração & Gestão de Energia	*580*	*506*	*75*	*14,8%*	*1.346*	*1.175*	*171*	*14,6%*
Transmissão	*107*	*69*	*38*	*55,1%*	*432*	*288*	*144*	*50,0%*
Serviços & Outros	*8*	*7*	*0*	*6,3%*	*96*	*(21)*	*118*	*-*
Dívida Líquida[2]	**33.553**	**28.685**	**4.867**	**17,0%**	**33.553**	**28.685**	**4.867**	**17,0%**
Dívida Líquida / EBITDA[2]	2,46	2,19	-	12,4%	2,46	2,19	-	12,4%
Investimentos[3]	1.749	1.733	17	1,0%	4.538	4.393	145	3,3%
Preço da Ação (R$/ação)	**45,51**	**39,40**	**6,11**	**15,5%**	**45,51**	**39,40**	**6,11**	**15,5%**
Volume Médio Diário	**69**	**51**	**18**	**34,6%**	**87**	**61**	**26**	**42,5%**

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$ 3.066
milhões (-3,1% vs. 3T25)

Lucro Líquido
R$ 1.289
milhões (-6,4% vs. 3T25)

Dívida Liquida
R$ 33,6
bilhões e **alavancagem** de **2,46x** (Dívida Líquida/ EBITDA[1])

CAPEX
R$ 1.749
milhões (+1,0% vs. 3T25)

Consumo de Energia[2]
+3,6% vs. 3T25

Consumo de Data Centers
+41,7% vs. 3T25

Valor 1000 a CPFL foi reconhecida como a **melhor empresa do setor de Utilities Elétricas**, pela **sexta** vez

Prêmio ABRADEE
as **distribuidoras da CPFL** foram reconhecidas nos âmbitos de **ESG**, **Gestão Operacional**, **Saúde e Segurança** e **Região Sul**

Prêmio Internacional da OLACDE a **CPFL** foi reconhecida por seus programas **CPFL nos Hospitais** e **UTI Domiciliar**

1) No critério dos *covenants* financeiros; 2) Considerando energia faturada + compensação de GD; 3) Considerando a Parcela de Ajuste (PA).

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 *Covenants* Financeiros 12
1.3) Investimentos 13
1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento 13
1.3.2) Investimentos Previstos 13

2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG 14
2.1) Plano ESG 2030 14
2.2) Principais Indicadores 15

3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS 17

3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO 17
3.1.1) Desempenho Operacional 17
3.1.1.1) Demanda[1] | Área de Concessão 17
3.1.1.2) Energia Faturada e Compensação de GD | Área de Concessão 17
3.1.1.3) Inadimplência 18
3.1.1.4) Perdas 18
3.1.1.5) DEC e FEC 19
3.1.2) Eventos Tarifários 20
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro 20

3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO & GESTÃO DE ENERGIA 27
3.2.1) Desempenho Operacional 27
3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro 27

3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO 31
3.3.1) Portfólio 31
3.3.2) Desempenho Operacional 31
3.3.3) Temas Regulatórios 32
3.3.4) Desempenho Econômico-Financeiro | Regulatório 33
3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro | IFRS 36

3.4) SEGMENTO DE SERVIÇOS 37
3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro 37

4) ANEXO 38

1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Receita Operacional Bruta	16.262	16.834	(573)	-3,4%	49.501	47.346	2.155	4,6%
Receita Operacional Líquida	10.868	11.329	(462)	-4,1%	33.317	32.533	783	2,4%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	**9.193**	**9.655**	**(462)**	**-4,8%**	**28.858**	**28.284**	**574**	**2,0%**
Custo com Energia Elétrica	(4.963)	(5.392)	429	-8,0%	(15.039)	(14.977)	(62)	0,4%
PMSO, Previdência e PDD	(1.370)	(1.298)	(72)	5,6%	(3.846)	(3.788)	(58)	1,5%
Custos com construção de infraestrutura	(1.567)	(1.551)	(16)	1,0%	(4.186)	(3.936)	(250)	6,4%
Equivalência Patrimonial	99	77	22	27,9%	237	211	26	12,4%
EBITDA[1]	**3.066**	**3.165**	**(98)**	**-3,1%**	**10.483**	**10.044**	**439**	**4,4%**
Depreciação e Amortização	(629)	(600)	(29)	4,9%	(1.884)	(1.793)	(91)	5,1%
Resultado Financeiro	(720)	(738)	18	-2,4%	(2.436)	(2.274)	(162)	7,1%
Receitas Financeiras	*661*	*515*	*146*	*28,4%*	*1.757*	*1.365*	*392*	*28,7%*
Despesas Financeiras	*(1.382)*	*(1.253)*	*(128)*	*10,2%*	*(4.193)*	*(3.639)*	*(554)*	*15,2%*
Lucro Antes da Tributação	1.717	1.827	(110)	-6,0%	6.163	5.978	185	3,1%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(428)	(450)	22	-4,9%	(1.527)	(1.800)	274	-15,2%
Lucro Líquido	**1.289**	**1.376**	**(88)**	**-6,4%**	**4.636**	**4.178**	**459**	**11,0%**

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	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Distribuição	**(189)**	**(46)**	**(143)**		**454**	**678**	**(224)**	
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	(31)	83	(114)	-	814	994	(179)	-18,0%
Despesas legais e judiciais	(114)	(75)	(40)	53,4%	(225)	(171)	(55)	32,2%
Baixa de ativos	(44)	(55)	11	-20,3%	(135)	(145)	11	-7,3%
Geração e Gestão de Energia	**100**	**64**	**36**		**305**	**99**	**206**	
Equivalência Patrimonial	98	78	21	27,0%	235	208	26	12,7%
Despesas legais e judiciais	4	(14)	18	-	39	(15)	54	-
Baixa de ativos	(3)	(0)	(3)	3300,8%	(2)	(2)	(0)	20,1%
Reembolso de Seguro - Ceran (Enchente 2024)*	**-**	**-**	**-**	**-**	**34**	**-**	**34**	**-**
Impacto Venda Epasa*	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(92)**	**92**	**-**
Transmissão	**23**	**38**	**(15)**		**297**	**167**	**130**	
Equivalência Patrimonial	0	(0)	1	-	3	3	(0)	-7,4%
Despesas legais e judiciais	(19)	(12)	(7)	63,4%	(36)	(27)	(9)	32,9%
Baixa de ativos	1	(0)	1	-	4	7	(4)	-50,1%
Diferença do IFRS (-) Regulatório	11	50	(39)	-77,2%	297	184	113	61,4%
RAP 2026/2027 - O&M Retroativa	**30**	**-**	**30**	**-**	**30**	**-**	**30**	**-**
Outros	**(4)**	**1**	**(5)**		**(10)**	**(7)**	**(3)**	
Despesas legais e judiciais	(4)	(2)	(2)	86,4%	(10)	(10)	0	-2,3%
Baixa de ativos	(0)	3	(3)	-	0	3	(3)	-96,7%

Explicação dos itens extraordinários

- RAP 2026/2027 – O&M Retroativa: Houve um reconhecimento retroativo de O&M na parcela de ajuste da revisão da RAP para o ciclo 2026/2027, no valor de R$ 30 milhões, referente a investimentos realizados entre 2009 e 2017;

Para o resultado acumulado:

- Reembolso do Seguro de Ceran – Enchentes no Rio Grande do Sul em 2024: Em junho de 2026, foi recebido o reembolso relacionado à reposição da barra dos estatores da

usina de Monte Claro, danificada durante as enchentes no estado do Rio Grande do Sul em 2024, no valor de R$ 34 milhões;

- Impacto da venda da participação na Epasa (UTEs Termonordeste e Termoparaíba) no 2T25: 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	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
EBITDA IFRS	291	248	43	17,4%	1.025	779	246	31,6%
EBITDA Regulatório	280	198	82	41,7%	742	608	134	22,1%
Diferença do IFRS (-) Regulatório	**11**	**50**			**283**	**171**		

Efeitos no Resultado Financeiro | R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Acréscimos e multas moratórias	114	119	(5)	-3,9%	381	361	20	5,7%
Marcação a mercado (MTM) da Dívida	(3)	14	(17)	-	(30)	123	(153)	-

A variação do EBITDA IFRS e Regulatório do segmento de Transmissão, no trimestre e acumulado, foi afetada pelos seguintes efeitos extraordinários:

- RAP 2026/2027 – O&M Retroativa (IFRS e Regulatório): Houve um reconhecimento retroativo de O&M na parcela de ajuste da revisão da RAP para o ciclo 2026/2027, no valor de R$ 30 milhões, referente a investimentos realizados entre 2009 e 2017;
- Ajustes RBSE – 2T25 (apenas 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:

- Marcação a mercado (MTM) da Dívida: no trimestre e acumulado houve uma variação decorrente da menor redução da curva do spread de risco em 2026, enquanto em 2025 houve uma variação positiva decorrente de maiores ganhos relacionados às novas captações.

Receita Operacional Líquida por Segmento

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Distribuição	8.823	9.249	(426)	-4,6%	27.549	26.835	714	2,7%
Geração e Gestão de Energia	1.709	1.907	(197)	-10,4%	4.940	5.170	(230)	-4,4%
Transmissão	699	538	161	29,9%	1.945	1.566	379	24,2%
Serviços	322	326	(4)	-1,1%	961	934	27	2,9%
Eliminações e Outros	(686)	(691)	5	-0,7%	(2.078)	(1.971)	(107)	5,4%
Receita Operacional Líquida	**10.868**	**11.329**	**(462)**	**-4,1%**	**33.317**	**32.533**	**783**	**2,4%**

O desempenho no trimestre reflete principalmente a menor performance do segmento de Distribuição, impulsionado pela redução no Ativo e Passivo Financeiro Setorial, parcialmente compensado pelo maior volume de venda de energia.

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

Custo com Energia Elétrica

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Itaipu	503	544	(40)	-7,4%	1.473	1.645	(172)	-10,5%
PROINFA	92	118	(26)	-21,8%	259	372	(113)	-30,3%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	3.146	3.876	(730)	-18,8%	10.013	10.365	(352)	-3,4%
Crédito de PIS e COFINS	(331)	(404)	73	-18,0%	(1.049)	(1.084)	35	-3,3%
Energia Comprada para Revenda	**3.410**	**4.134**	**(724)**	**-17,5%**	**10.696**	**11.298**	**(602)**	**-5,3%**
Encargos da Rede Básica	1.228	1.024	205	20,0%	3.511	3.048	463	15,2%
Encargos de Transporte de Itaipu	105	95	10	10,2%	284	245	40	16,2%
Encargos de Conexão	32	29	3	9,8%	97	84	12	14,6%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	13	11	2	15,5%	36	32	3	10,7%
ESS / EER	330	226	105	46,3%	853	640	213	33,3%
Crédito de PIS e COFINS	(156)	(127)	(29)	23,1%	(437)	(371)	(67)	18,1%
Encargo	**1.553**	**1.258**	**294**	**23,4%**	**4.343**	**3.679**	**664**	**18,1%**
Custo com Energia Elétrica	**4.963**	**5.392**	**(429)**	**-8,0%**	**15.039**	**14.977**	**62**	**0,4%**

A redução dos custos com **Energia Comprada para Revenda** no trimestre e acumulado decorre, principalmente, da redução de quantidade de energia comprada em **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**. Além disso, em **Itaipu**, a redução apresentada é decorrente de redução do preço e da quantidade; e no **Proinfa** é decorrente da redução do preço e redução de quantidade de energia comprada.

Os custos com **Encargos de Rede Básica** aumentaram no trimestre e no acumulado, em função dos maiores montantes contratados em 2026 e do reajuste das tarifas de uso do sistema de transmissão aplicado a partir de julho de 2026, conforme estabelecido pela REH nº 2.268/2026.

Além disso, o aumento de custos com **encargos setoriais (ESS/EER)** no trimestre e acumulado é decorrente da aumento do **EER - Encargos de Energia de Reserva**, devido principalmente ao **ERCAP (Encargo de Potência para Reserva de Capacidade)**, em função da antecipação do suprimento das usinas vencedoras do 1º Leilão de Reserva de Capacidade (LRC). Esse efeito foi parcialmente compensado pela redução dos custos associados à liquidação financeira das usinas contratadas para o suprimento da energia de reserva.

Já o **ESS – Encargos de Serviço do Sistema** também apresentou aumento no trimestre e no acumulado, refletindo principalmente o menor alívio retroativo em 2026, em comparação com o alívio observado durante o ano de 2025, associado às diferenças de preços entre os submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN).

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

PMSO

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Pessoal	622	584	38	6,6%	1.818	1.710	108	6,3%
Material	121	125	(4)	-3,3%	373	376	(3)	-0,8%
Serviços de Terceiros	292	268	25	9,3%	836	784	52	6,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	332	313	19	6,1%	811	892	(81)	-9,1%
PDD	*112*	*89*	*24*	*26,8%*	*306*	*265*	*41*	*15,4%*
Baixa de Ativos	*46*	*52*	*(6)*	*-12,0%*	*134*	*137*	*(3)*	*-2,6%*
Despesas Legais e Judiciais	*134*	*102*	*31*	*30,5%*	*232*	*222*	*10*	*4,5%*
Outros	*40*	*70*	*(30)*	*-42,6%*	*173*	*175*	*(2)*	*-1,1%*
*Impacto Venda Epasa**	-	-	-	-	-	*92*	*(92)*	-
*Reembolso de Seguro - Ceran (Enchente 2024)**	-	-	-	-	*(34)*	-	*(34)*	-
PMSO	**1.367**	**1.289**	**78**	**6,1%**	**3.838**	**3.762**	**76**	**2,0%**

* Extraordinário.

A variação do PMSO no acumulado foi impactada pelo reembolso do seguro de Ceran de R$ 34 milhões em 2026 e pelo efeito total da venda da participação na Epasa em 2025, que gerou um efeito negativo de R$ 92 milhões (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo). Expurgando esses itens extraordinários, o PMSO teria apresentado no acumulado um aumento de 5,5% (R$ 203 milhões).

A variação nas despesas com PMSO são explicadas pelos seguintes fatores:

- **Pessoal (aumentos de R$ 38 milhões no trimestre e de R$ 108 milhões no acumulado):** o crescimento reflete principalmente os reajustes salariais decorrentes dos acordos coletivos, e o aumento de *headcount* de 2,2% no trimestre e 2,1% acumulado, no segmento de distribuição, que representa mais de 60% do total de colaboradores do grupo;
- **MSO ligado à inflação (redução de R$ 24 milhões no trimestre e aumento de R$ 8 milhões no acumulado):** a redução no trimestre é decorrente das menores despesas com outros serviços, arrendamentos e aluguéis e manutenção de frota. Já no acumulado, o aumento é decorrente de maiores despesas com máquinas e equipamentos, principalmente no segmento de Geração e Gestão de Energia;
- **MSO não ligado à inflação (aumentos de R$ 63 milhões no trimestre e de R$ 86 milhões no acumulado):** aumentos, no trimestre e no acumulado, da provisão para devedores duvidosos (PDD) e das despesas legais e judiciais, e aumento das despesas com Hardware e Software, devido a maiores demandas e sustentação de projetos e necessidade de novas licenças.

Demais custos e despesas operacionais

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	1.567	1.551	16	1,0%	4.186	3.936	250	6,4%
Entidade de Previdência Privada	3	9	(6)	-69,6%	8	26	(18)	-70,0%
Depreciação e Amortização	629	600	29	4,9%	1.884	1.793	91	5,1%
Demais Custos e Despesas Operacionais	**2.199**	**2.160**	**39**	**1,8%**	**6.078**	**5.755**	**323**	**5,6%**

EBITDA

O desempenho do **EBITDA** no trimestre foi explicado principalmente pela pior performance do segmento de Distribuição, decorrente da menor atualização do ativo financeiro da concessão, devido a reclassificação para intangível após a renovação das concessões das três grandes distribuidoras do grupo, parcialmente compensado pelo maior volume de vendas de energia.

No acumulado, os efeitos positivos de maior volume de vendas e dos reajustes por inflação na parcela B das distribuidoras foram parcialmente compensados pelo impacto do *curtailment* no

segmento de Geração e Gestão de Energia, pela menor atualização do ativo financeiro da concessão das distribuidoras, e pela menor remuneração dos ativos de transmissão. Além disso, a base de comparação de 2025 foi afetada por efeitos extraordinários negativos da venda da participação da Epasa e do ajuste da RBSE no segmento de Transmissão (Efeito Não-Caixa, somente IFRS).

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

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Lucro Líquido	**1.289**	**1.376**	**(88)**	**-6,4%**	**4.636**	**4.178**	**459**	**11,0%**
Depreciação e Amortização	629	600	29	4,9%	1.884	1.793	91	5,1%
Resultado Financeiro	720	738	(18)	-2,4%	2.436	2.274	162	7,1%
Imposto de Renda / Contribuição Social	428	450	(22)	-4,9%	1.527	1.800	(274)	-15,2%
EBITDA	**3.066**	**3.165**	**(98)**	**-3,1%**	**10.483**	**10.044**	**439**	**4,4%**

Resultado Financeiro

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Receitas	661	515	146	28,4%	1.757	1.365	392	28,7%
Despesas	(1.382)	(1.253)	(128)	10,2%	(4.193)	(3.639)	(554)	15,2%
Resultado Financeiro	**(720)**	**(738)**	**18**	**-2,4%**	**(2.436)**	**(2.274)**	**(162)**	**7,1%**

Análise Gerencial

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(960)	(924)	(36)	3,9%	(3.036)	(2.719)	(317)	11,6%
Acréscimos e multas moratórias	114	119	(5)	-3,9%	381	361	20	5,7%
Marcação a mercado	(3)	14	(17)	-	(30)	123	(153)	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	113	64	49	76,6%	278	81	197	244,0%
Outras receitas e despesas	15	(11)	26	-	(29)	(119)	90	-75,8%
Resultado Financeiro	**(720)**	**(738)**	**18**	**-2,4%**	**(2.436)**	**(2.274)**	**(162)**	**7,1%**

As **despesas financeiras líquidas** apresentaram uma redução no trimestre em função dos ganhos relacionados ao pré-pagamento da UBP, de Ceran e Enercan, e do efeito positivo da **atualização do ativo e passivo financeiro setorial**. Esses efeitos foram parcialmente compensados por conta de maiores **despesas com a dívida líquida**, devido ao aumento do endividamento compensado parcialmente pela redução dos indexadores (IPCA e CDI). A variação da receita relacionada à **Marcação a mercado** das dívidas é devida à mudança do comportamento da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado, além do efeito de ganho relacionado às captações no 3T25.

No acumulado, **despesas financeiras líquidas** apresentaram um aumento por conta de maiores **despesas com a dívida líquida**, devido ao aumento do endividamento compensado parcialmente pela redução do indexador (IPCA). A variação da receita relacionada à **Marcação a mercado** das dívidas é devida à mudança do comportamento da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado, além do efeito de ganho relacionado às captações em 2025. Esses aumentos foram parcialmente compensados pelo efeito positivo da **atualização do ativo e passivo financeiro setorial** e dos ganhos relacionados ao pré-pagamento da UBP, conforme mencionado no trimestre.

Lucro Líquido

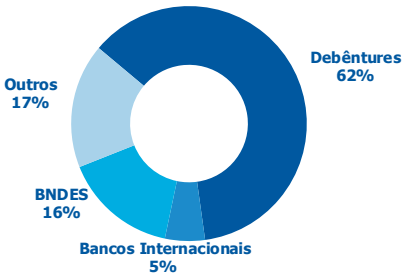
A redução do **Lucro Líquido** no trimestre reflete principalmente o pior desempenho do EBITDA. No acumulado, o aumento do **Lucro Líquido** reflete o melhor desempenho do EBITDA e uma menor alíquota efetiva (24,8% ante 30,1%), por conta da dedutibilidade dos repasses de crédito tributário aos consumidores, parcialmente compensados pelas maiores despesas financeiras líquidas.

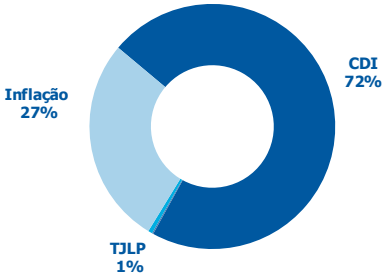
1.2) Endividamento

1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo *Hedge*)	37.940	34.375	(3.565)	10,4%
Disponibilidades	(4.535)	(5.891)	(1.355)	-23,0%
Dívida Líquida	**33.405**	**28.484**	**4.921**	**17,3%**
Custo da Dívida	11,6%	14,2%	-	-18,5%

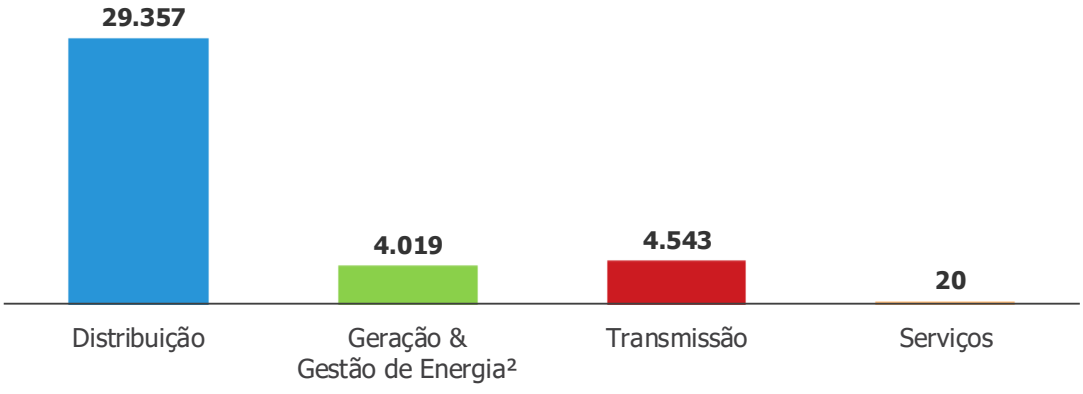
Breakdown **por Fonte e por Indexação** | Pós-Hedge





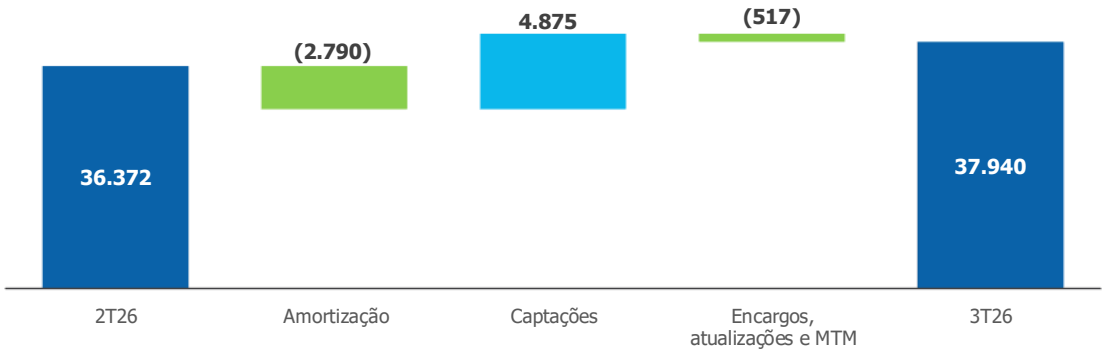
Para mitigar possíveis exposições a flutuações do mercado, cerca de R$ 8,5 bilhões em dívida possuem operações de ***hedge***, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato. Para as dívidas em moeda estrangeira (22,16% do total das dívidas em IFRS) foram contratadas operações de ***swap***.

Dívida por Segmento[1] – IFRS | R$ milhões

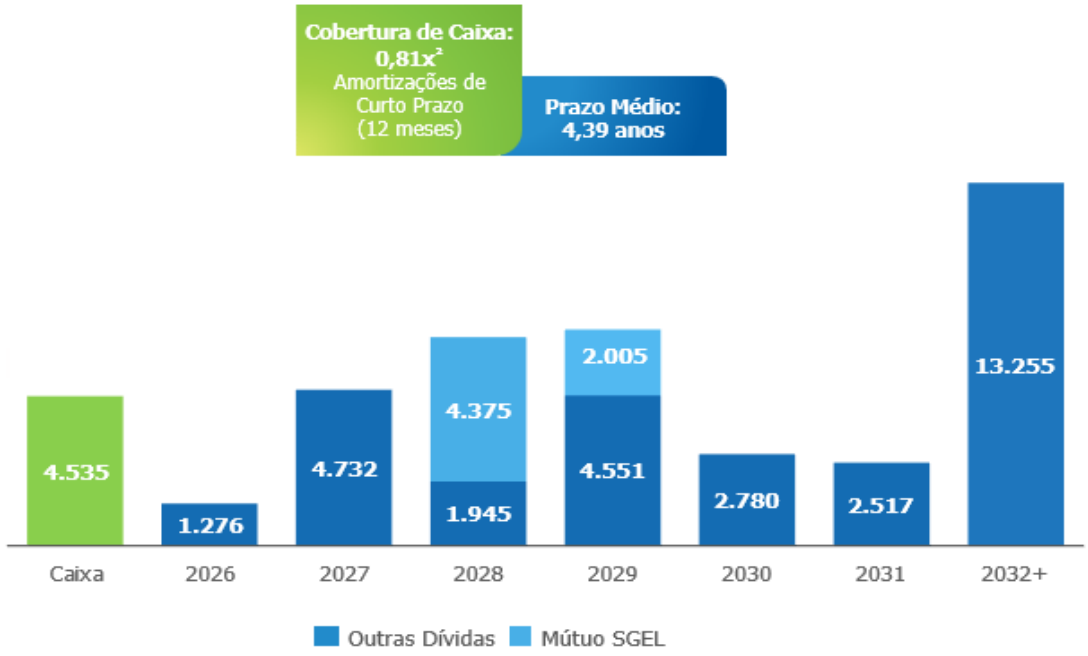


Notas:
(1) Considera o principal da dívida, juros, derivativos e os mútuos com a SGEL;
(2) O segmento de Geração & Gestão de Energia considera CPFL Brasil, CPFL Renováveis, Ceran e Enercan.

Evolução do Saldo da Dívida – IFRS | 3T26



Cronograma de Amortização da Dívida[1] – IFRS | Setembro de 2026



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$ 2.517 milhões de Títulos e Valores Mobiliários (TVM), conforme critérios de *covenants*.

1.2.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo *Hedge*)[1]	38.073	34.588	3.485	10,1%
(-) Disponibilidades[2]	(4.521)	(5.903)	1.382	-23,4%
(=) Dívida Líquida	**33.553**	**28.685**	**4.867**	**17,0%**
EBITDA *Proforma*[3]	13.663	13.128	535	4,1%
Dívida Líquida / EBITDA	**2,46**	**2,19**	**-**	**12,4%**

Notas:
(1) Considera a consolidação proporcional dos ativos de Geração & Gestão de Energia e de Transmissão, além do mútuo com a 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	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Distribuição	1.382	1.416	(34)	-2,4%	3.687	3.629	58	1,6%
Geração & Gestão de Energia	65	73	(9)	-11,9%	176	170	6	3,8%
Transmissão[1]	281	215	66	30,5%	626	557	69	12,5%
Serviços e Outros[2]	22	28	(6)	-22,5%	48	37	11	29,0%
Investimentos Realizados	**1.749**	**1.733**	**17**	**1,0%**	**4.538**	**4.393**	**145**	**3,3%**

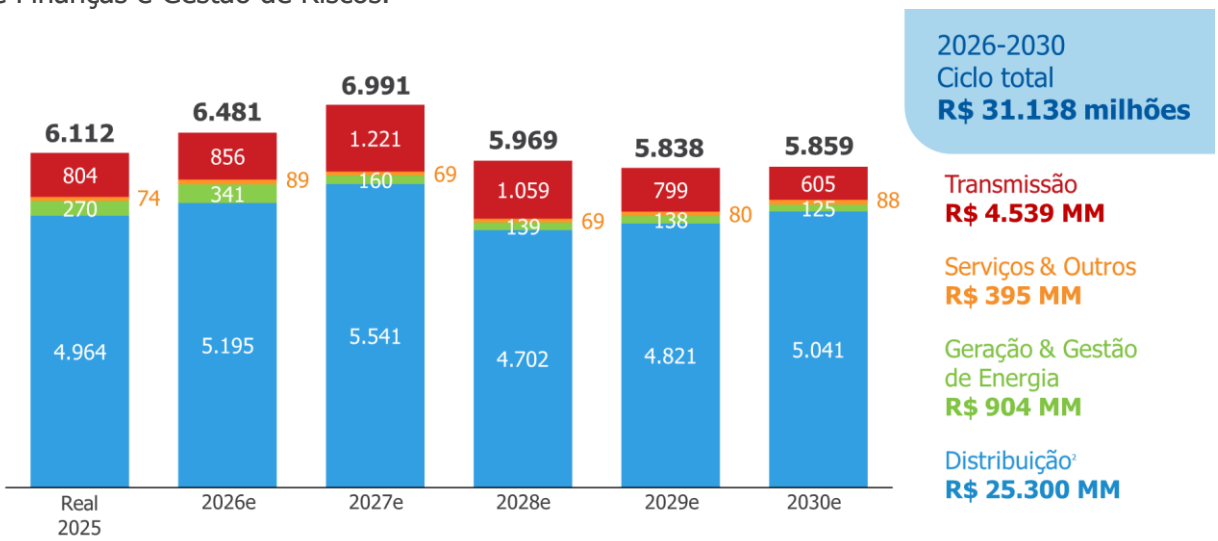
Notas:
(1) Transmissoras não possuem ativos imobilizados, assim, considera-se a adição de ativos contratuais;
(2) Outros: refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

O aumento observado entre os períodos está relacionado a:

- no segmento de Distribuição, maiores investimentos em expansão, modernização e manutenção da rede;
- no segmento de Geração & Gestão de Energia, o foco é em manutenção de Usinas e Parques;
- no segmento de Transmissão, os investimentos são em Melhorias e Expansão;
- no segmento de Serviços & Outros, a expansão dos investimentos é focada em Infraestrutura, Frota e TI.

1.3.2) Investimentos Previstos

O Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a proposta da Diretoria Executiva para as Projeções Plurianuais 2026-2030[1] 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).

2.1) 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 três pilares, que sustentam a maneira como conduzimos nossos negócios e executamos nossa estratégia: Negócios de baixo carbono e segurança energética, Operações inteligentes & sustentáveis e Valor compartilhado com a sociedade, além de um componente transversal a todos, de Governança Corporativa, garantindo a transparência e integridade.



Dentro dos pilares, assumimos 18 compromissos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODSs) das Nações Unidas.



O Plano ESG 2030, e demais informações sobre os compromissos da empresa estão disponíveis no site de RI da Companhia.

2.2) Principais Indicadores

Abaixo listamos alguns indicadores alinhados ao Plano ESG 2030:

Negócios de baixo carbono e segurança energética

Tema	Indicador	Unidade	3T26	3T25	Δ %	9M26	9M25	Δ %
Energia renovável	Energia gerada por fontes renováveis	GWh	4.205	4.195	0,2%	9.363	9.281	0,9%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	2.823	2.651	6,5%	5.816	5.316	9,4%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	466	331	40,7%	1.339	1.193	12,2%
	↳ Solar	GWh	0,2	0,1	226,9%	0,4	0,4	-0,4%
	↳ Eólica	GWh	783	1.027	-23,8%	1.947	2.437	-20,1%
	↳ Biomassa	GWh	132	185	-28,6%	261	334	-21,7%
Inovação	Investimento em inovação | P&D ANEEL	R$ MM	11,7	11,8	-1,4%	37,8	33,6	12,3%

Operações Inteligentes & Sustentáveis

Tema	Indicador	Unidade	3T26	3T25	Δ %	9M26	9M25	Δ %
Economia circular	Transformadores reformados	unidade	1.901	2.289	-17,0%	5.460	6.855	-20,4%
Eletrificação de Frota	% de veículos pesados eletrificados	%	10,9%	9,0%	20,4%	10,9%	9,0%	20,4%
Compras Sustentáveis	Fornecedores críticos avaliados em critérios de sustentabilidade	%	67,0%	99,0%	-32,3%	67,0%	99,0%	-32,3%
Smart Grid	Religadores automáticos instalados	unidade	22.882	21.089	8,5%	22.882	21.089	8,5%

Valor Compartilhado com a Sociedade

Tema	Indicador	Unidade	3T26	3T25	Δ %	9M26	9M25	Δ %
Comunidade	Investimentos de eficiência energética em hospitais públicos | CPFL e RGE nos Hospitais	R$ milhões	8,6	9,8	-12,7%	30,9	36,4	-15,1%
	Investimento em projetos socioambientais em comunidades | Instituto CPFL, Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda e Meio Ambiente	R$ milhões	42,4	12,0	251,9%	68,6	35,5	93,3%
	Pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil	177,1	456,5	-61,2%	528,1	929,1	-43,2%
Diversidade[1]	Negros na companhia	%	36,2%	35,4%	2,2%	36,2%	35,4%	2,2%
	Mulheres na companhia	%	21,0%	20,9%	0,4%	39,3%	39,4%	-0,2%
	PcD na companhia	%	4,8%	4,6%	5,0%	4,8%	4,6%	5,0%
	Grupos Minoritários em cargos de liderança[1]	%	39%	39%	-0,2%	39,3%	39%	-0,2%
Saúde e Segurança	Taxa de frêquencia de acidentes | Próprios	nº feridos *1MM/HH trabalhadas[2]	1,2	0,5	135,3%	1,4	0,5	167,1%
	Acidentes fatais com a população	unidade	2,0	1,0	100,0%	8,0	14,0	-42,9%
Transparência	Mulheres no Conselho de Administração	unidade	2,0	2,0	0,0%	2,0	2,0	0,0%

Nota: (1) Em 2024, atualizamos nossos compromissos e substituímos o indicador "Mulheres em cargos de liderança" por Grupos Minoritários em cargos de liderança
(2) Horas trabalhadas com exposição ao risco até o período.

3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO

3.1.1) Desempenho Operacional

3.1.1.1) Demanda[1] | Área de Concessão

MW	3T26	3T25	Δ MW	Δ %	Part.	9M26	9M25	Δ MW	Δ %	Part.
Industrial	7.074	6.926	148	2,1%	40,8%	7.018	6.871	147	2,1%	40,3%
Comercial	3.183	2.954	229	7,8%	18,4%	3.170	2.918	252	8,6%	18,2%
Outros	1.983	1.909	73	3,8%	11,4%	2.107	1.995	112	5,6%	12,1%
Uso G / MMGD	5.077	5.092	(15)	-0,3%	29,3%	5.120	4.995	126	2,5%	29,4%
Total Demanda	**17.317**	**16.881**	**435**	**2,6%**	**100,0%**	**17.416**	**16.779**	**637**	**3,8%**	**100,0%**

Nota: (1) Média mensal da demanda fora de ponta faturada no período.

3.1.1.2) Energia Faturada e Compensação de GD | Área de Concessão

GWh	3T26	3T25	Δ GWh	Δ %	Part.	9M26	9M25	Δ GWh	Δ %	Part.
Residencial	6.179	6.023	156	2,6%	32,2%	19.644	19.250	394	2,0%	33,2%
Industrial	6.934	6.828	106	1,6%	36,1%	20.205	20.143	62	0,3%	34,1%
Comercial	3.570	3.124	446	14,3%	18,6%	11.293	10.363	930	9,0%	19,1%
Rural	680	722	(41)	-5,7%	3,5%	2.464	2.481	(18)	-0,7%	4,2%
Outros	1.831	1.823	8	0,4%	9,5%	5.637	5.706	(69)	-1,2%	9,5%
Energia Consumida	**19.194**	**18.519**	**675**	**3,6%**	**100,0%**	**59.242**	**57.943**	**1.299**	**2,2%**	**100,0%**
Cativo										
Residencial	*5.469*	*5.402*	*67*	*1,2%*	*64,2%*	*17.325*	*17.313*	*12*	*0,1%*	*63,8%*
Industrial	*378*	*403*	*(25)*	*-6,2%*	*4,4%*	*1.077*	*1.284*	*(207)*	*-16,1%*	*4,0%*
Comercial	*1.252*	*1.193*	*59*	*4,9%*	*14,7%*	*3.964*	*4.102*	*(137)*	*-3,3%*	*14,6%*
Rural	*448*	*508*	*(60)*	*-11,7%*	*5,3%*	*1.721*	*1.833*	*(111)*	*-6,1%*	*6,3%*
Outros	*973*	*1.099*	*(127)*	*-11,5%*	*11,4%*	*3.063*	*3.525*	*(461)*	*-13,1%*	*11,3%*
Total Cativo	***8.519***	***8.605***	***(86)***	***-1,0%***	***100,0%***	***27.151***	***28.056***	***(905)***	***-3,2%***	***100,0%***
Livre										
Residencial	*7*	*5*	*2*	*37,0%*	*0,1%*	*20*	*11*	*9*	*87,0%*	*0,1%*
Industrial	*6.476*	*6.359*	*116*	*1,8%*	*69,9%*	*18.877*	*18.651*	*226*	*1,2%*	*68,5%*
Comercial	*1.840*	*1.564*	*277*	*17,7%*	*19,9%*	*5.847*	*5.097*	*751*	*14,7%*	*21,2%*
Rural	*110*	*99*	*12*	*12,0%*	*1,2%*	*338*	*292*	*47*	*16,1%*	*1,2%*
Outros	*828*	*699*	*129*	*18,4%*	*8,9%*	*2.490*	*2.116*	*373*	*17,6%*	*9,0%*
Total Livre	***9.261***	***8.726***	***535***	***6,1%***	***100,0%***	***27.572***	***26.166***	***1.406***	***5,4%***	***100,0%***
Compensação de GD										
Residencial	*704*	*616*	*87*	*14,2%*	*49,8%*	*2.300*	*1.926*	*373*	*19,4%*	*8,5%*
Industrial	*81*	*66*	*15*	*22,7%*	*5,7%*	*251*	*208*	*43*	*20,5%*	*0,9%*
Comercial	*477*	*367*	*110*	*30,1%*	*33,8%*	*1.481*	*1.165*	*316*	*27,1%*	*5,5%*
Rural	*122*	*115*	*7*	*5,7%*	*8,6%*	*404*	*357*	*47*	*13,1%*	*1,5%*
Outros	*30*	*24*	*6*	*25,9%*	*2,1%*	*84*	*65*	*19*	*29,7%*	*0,3%*
Total GD	***1.414***	***1.188***	***225***	***19,0%***	***100,0%***	***4.519***	***3.721***	***798***	***21,4%***	***16,6%***

No consumo de energia, destacam-se no trimestre:

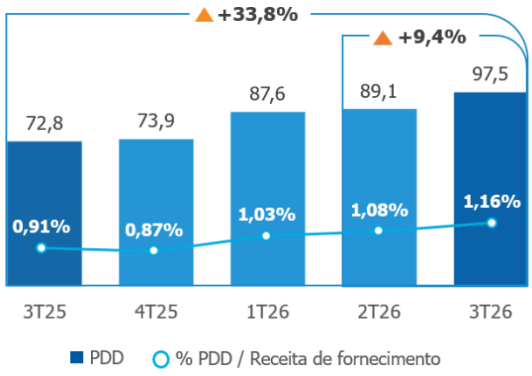
- **Classe Residencial:** aumento de 2,6%, principalmente em função da temperatura e de efeitos macroeconômicos;
- **Classe Industrial:** aumento de 1,6%, por conta de efeitos macroeconômicos;
- **Classe Comercial:** aumento de 14,3%, impulsionado pelo consumo de *data centers*, efeitos macroeconômicos e temperatura;
- **Classe Rural:** redução de 5,7%, devido à pluviometria e efeitos macroeconômicos;
- **Classe Outros:** aumento de 0,4%, principalmente em função de temperatura e efeitos macroeconômicos.

Destacam-se no acumulado:

- **Classe Residencial:** aumento de 2,0%, principalmente por efeitos de temperatura e macroeconômicos;
- **Classe Industrial:** aumento de 0,3%, em função de efeitos macroeconômicos;
- **Classe Comercial:** aumento de 9,0%, principalmente por consumo de *data center,* efeitos macroeconômicos e temperatura;
- **Classe Rural:** redução de 0,7%, impulsionado por autoconsumo de GD e pluviometria;
- **Classe Outros:** redução de 1,2%, em função do aumento da eficiência energética da iluminação pública.

3.1.1.3) Inadimplência

A Provisão para Devedores Duvidosos (PDD) apresentou um aumento de R$ 24,6 milhões em relação ao 3T25 e um aumento de R$ 8,3 milhões em relação ao 2T26. O índice de PDD/Receita bruta de fornecimento foi de 1,16% no trimestre.



O desempenho da PDD no trimestre reflete, principalmente, o maior nível de endividamento das famílias brasileiras e a menor quantidade de cortes realizados, em função da priorização de atendimentos de emergência e atividades comerciais e a transição do sistema SAP que teve impacto no mês de julho.

Esses mesmos efeitos impactaram o resultado acumulado, no qual a PDD registrou aumento de R$ 62,0 milhões. Dessa forma, o indicador encerrou o período em 1,09%.

A CPFL segue aprimorando seus modelos de gestão da inadimplência, com foco na otimização e automação dos processos de cobrança e nas ações de corte. Essa abordagem dinâmica permite que a Companhia se adapte às mudanças no comportamento dos clientes, buscando soluções cada vez mais eficazes e inovadoras.

3.1.1.4) Perdas

Perdas | Nova Metodologia (CP 09)

Acumulado 12 Meses	Set-25	Dez-25	Mar-26	Jun-26	Set-26	ANEEL[1]
CPFL Energia	9,43%	9,74%	9,55%	9,65%	9,79%	**8,40%**
CPFL Paulista	9,48%	9,76%	9,65%	9,91%	9,94%	**8,45%**
CPFL Piratininga	8,06%	8,52%	8,48%	8,44%	8,77%	**6,73%**
CPFL RGE [2]	10,56%	10,82%	10,40%	10,40%	10,60%	**9,46%**
CPFL Santa Cruz	8,27%	8,45%	8,08%	7,99%	7,97%	**8,99%**

Notas:
(1) Limite ANEEL referente a 30/09/2026;
(2) Para a CPFL RGE, clientes de alta tensão (A1) são expurgados da conta.

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, com a instalação de

1.066 medidores em transformadores;

(iii) Blindagem de 6,3 mil clientes do Grupo B com caixa blindada e 203 clientes do Grupo A com Conjunto de Medição (Migração de Cabine interna para medição exteriorizada no poste da CPFL);

(iv) Realização de 61,6 mil inspeções em unidades consumidoras com 20,3% de assertividade na identificação de perdas;

(v) Identificação de 5,0 mil fraudes, com a regularização de todos os clientes;

(vi) Faturamento de 8,8 GWh de energia recuperada através das inspeções. Além da recuperação referente ao período anterior à regularização, a normalização dos clientes resultou em 94,5 GWh de incremento de mercado;

(vii) Substituição de mais de 4,7 mil medidores obsoletos ou defeituosos por novos equipamentos eletrônicos;

(viii) Visita a 18,5 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à revelia;

(ix) Regularização de 74,5 mil unidades consumidoras com avanço de consumo e sem contrato;

(x) Regularização de 588 unidades consumidoras clandestinas, que, em sua maioria, demandaram obras de construção de rede pela CPFL Energia;

(xi) Investimento de R$ 33,0 milhões em CAPEX de Perdas, destinado a projetos de recuperação de energia e receita;

(xii) Reforço da disciplina de mercado através da publicação de 241 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 trimestre, a CPFL RGE obteve uma redução nos seus indicadores de DEC e FEC, sendo que a CPFL Piratininga também conquistou uma diminuição no seu indicador de FEC. Para as demais distribuidoras houve um aumento nos indicadores.

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.

DEC Horas	3T25	3T26	Δ %	ANEEL[1]
CPFL Energia	5,89	5,82	-1,2%	**n.d**
CPFL Paulista	4,74	4,92	3,8%	**6,10**
CPFL Piratininga	3,92	4,07	3,8%	**5,69**
CPFL RGE	9,17	8,48	-7,5%	**10,22**
CPFL Santa Cruz	4,58	5,06	10,5%	**7,05**

FEC Interrupções	3T25	3T26	Δ %	ANEEL[1]
CPFL Energia	3,36	3,24	-3,6%	**n.d**
CPFL Paulista	2,88	2,90	0,7%	**4,62**
CPFL Piratininga	2,95	2,66	-9,8%	**4,64**
CPFL RGE	4,49	4,23	-5,8%	**6,88**
CPFL Santa Cruz	2,77	2,82	1,8%	**5,68**

Nota: (1) Limite ANEEL referente a 30/09/2026.

3.1.2) Eventos Tarifários

	RTAs[1]			RTPs[1]
Descrição	**CPFL Piratininga**	**CPFL Paulista[2]**	**CPFL RGE**	**CPFL Santa Cruz[3]**
Resolução Homologatória	**3.612**	**3.579**	**3.590**	**3.580**
Reajuste	**4,98%**	**3,14%**	**11,17%**	**13,84%**
Parcela A	*4,68%*	*5,39%*	*3,77%*	*6,94%*
Parcela B	*-1,02%*	*-1,33%*	*-0,75%*	*7,92%*
Componentes Financeiros	*1,32%*	*-0,92%*	*8,15%*	*-1,01%*
Efeito para o consumidor	**5,41%**	**12,13%**	**16,06%**	**15,12%**
Data de entrada em vigor	23/10/2026	24/04/2026	19/06/2026	22/04/2026

Notas:
(1) Os RTAs correspondem aos Reajustes Tarifários Anuais, enquanto as RTPs correspondem às Revisões Tarifárias Periódicas;

(2) Tarifas postergadas de 08/04 a 23/04 por pedido da distribuidora, por conta da solicitação de diferimento para amortizar o efeito de 2026;

(3) Tarifas postergadas de 22/03 a 21/04 por pedido de vista da diretoria da ANEEL, por conta da solicitação de diferimento para amortizar o efeito de 2026.

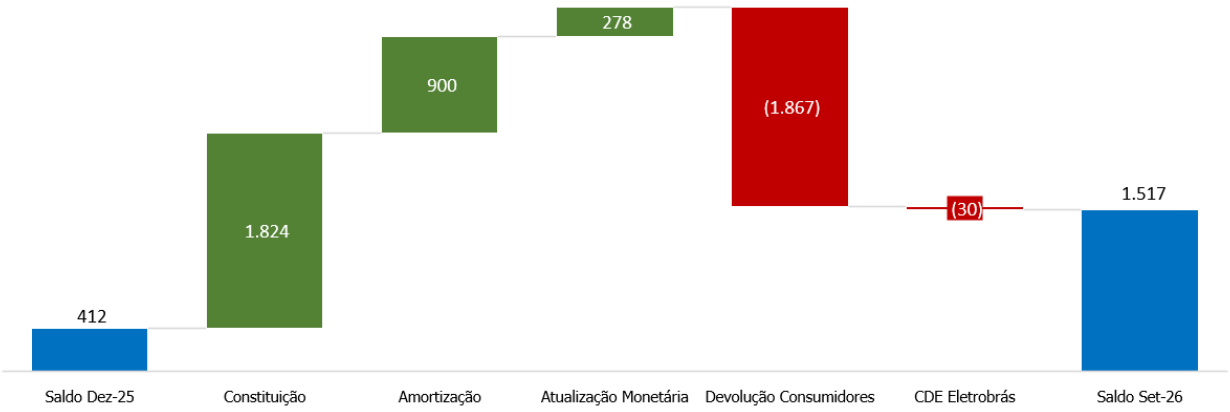
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Receita Operacional Bruta	13.942	14.485	(543)	-3,8%	42.980	40.914	2.066	5,0%
Receita Operacional Líquida	8.823	9.249	(426)	-4,6%	27.549	26.835	714	2,7%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	**7.540**	**7.852**	**(312)**	**-4,0%**	**23.945**	**23.336**	**609**	**2,6%**
Custo com Energia Elétrica	(4.744)	(5.013)	269	-5,4%	(14.332)	(14.007)	(325)	2,3%
PMSO, Previdência e PDD	(1.092)	(1.000)	(92)	9,2%	(3.076)	(2.831)	(245)	8,6%
Custos com construção de infraestrutura	(1.283)	(1.397)	114	-8,2%	(3.603)	(3.499)	(105)	3,0%
EBITDA[1]	**1.704**	**1.839**	**(135)**	**-7,3%**	**6.537**	**6.497**	**40**	**0,6%**
Depreciação e Amortização	(369)	(343)	(25)	7,4%	(1.104)	(1.015)	(89)	8,7%
Resultado Financeiro	(606)	(517)	(89)	17,2%	(1.880)	(1.607)	(273)	17,0%
Receitas Financeiras	*419*	*424*	*(5)*	*-1,3%*	*1.333*	*1.132*	*200*	*17,7%*
Despesas Financeiras	*(1.024)*	*(941)*	*(83)*	*8,9%*	*(3.213)*	*(2.740)*	*(473)*	*17,3%*
Lucro Antes da Tributação	730	979	(250)	-25,5%	3.553	3.875	(322)	-8,3%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(135)	(184)	49	-26,5%	(791)	(1.139)	347	-30,5%
Lucro Líquido	**594**	**795**	**(201)**	**-25,3%**	**2.761**	**2.736**	**26**	**0,9%**

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 2026, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era positivo (ativo) em R$ 1.517 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2025, houve uma variação de R$ 1.105 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação do saldo decorreu principalmente da constituição líquida de ativos no montante de R$ 1.824 milhões, concentrada nas seguintes linhas:

(i) CDE (R$ 581 milhões);

(ii) Postergação e Diferimentos do reajuste tarifário (R$ 537 milhões);

(iii) Sobrecontratação (R$ 375 milhões);

(iv) Rede Básica (R$ 352 milhões);

(v) Custos com energia elétrica (R$ 299 milhões);

(vi) Neutralidade de encargos setoriais (R$ 110 milhões);

(vii) Encargos Setoriais (ESS e EER) (R$ 97 milhões);

(viii) Demais efeitos (R$ 64 milhões).

Parcialmente compensadas por passivos constituídos nas linhas de:

(ix) Repasse de Itaipu (R$ 395 milhões);

(x) Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos (UD e ER) (R$ 196 milhões).

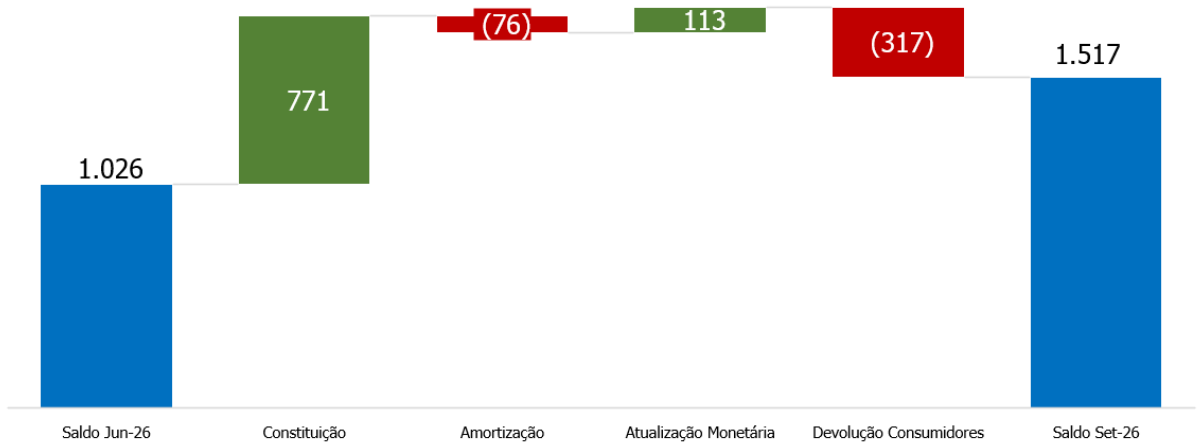
A amortização foi de R$ 900 milhões no período, sendo R$ 1.602 milhões de devolução do PIS/COFINS, compensado por demais efeitos negativos de R$ 701 milhões.

Já a atualização monetária dos ativos e passivos financeiros setoriais totalizou R$ 278 milhões.

No período, também foi realizada devolução aos consumidores no montante de R$ 1.867 milhões, sendo R$ 1.450 milhões referentes aos créditos de PIS/COFINS e R$ 417 milhões decorrentes de créditos de 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 posteriores ao despacho, já foi considerado esse passivo regulatório a ser repassado aos consumidores.

Adicionalmente, houve o repasse de recursos da CDE no montante de R$ 30 milhões.

Para fins de análise, segue abaixo o gráfico que demonstra a movimentação dos saldos de ativo e passivo setorial, apenas no 3T26:



Receita Operacional

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	10.841	10.125	716	7,1%	32.533	30.679	1.854	6,0%
Energia Elétrica de Curto Prazo	90	419	(328)	-78,5%	168	563	(396)	-70,2%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	1.283	1.397	(114)	-8,2%	3.603	3.499	105	3,0%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	695	1.389	(694)	-50,0%	2.725	2.347	377	16,1%
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	886	850	36	4,3%	2.594	2.282	312	13,7%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	(31)	83	(114)	-	814	994	(179)	-18,0%
Outras Receitas e Rendas	212	241	(28)	-11,8%	653	627	26	4,2%
Multas Compensatórias (DIC e FIC)	(36)	(19)	(16)	83,3%	(110)	(77)	(34)	43,8%
Receita Operacional Bruta - Total	**13.942**	**14.485**	**(543)**	**-3,8%**	**42.980**	**40.914**	**2.066**	**5,0%**
ICMS	(1.919)	(1.737)	(182)	10,5%	(5.664)	(5.267)	(396)	7,5%
PIS e COFINS	(980)	(1.034)	53	-5,2%	(2.992)	(2.845)	(148)	5,2%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.979)	(2.090)	111	-5,3%	(6.148)	(5.212)	(936)	18,0%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(76)	(78)	2	-2,6%	(232)	(225)	(8)	3,5%
PROINFA	(90)	(94)	4	-4,7%	(287)	(268)	(19)	7,0%
Bandeiras Tarifárias	(62)	(190)	128	-67,6%	(70)	(190)	120	-63,0%
Outros	(13)	(13)	0	-1,4%	(38)	(73)	35	-48,0%
Deduções da Receita Operacional Bruta - Total	**(5.118)**	**(5.236)**	**118**	**-2,2%**	**(15.432)**	**(14.079)**	**(1.352)**	**9,6%**
Receita Operacional Líquida	**8.823**	**9.249**	**(426)**	**-4,6%**	**27.549**	**26.835**	**714**	**2,7%**

Receita Operacional Bruta

No trimestre, a redução da receita operacional bruta decorreu principalmente da queda no **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**, em função da menor constituição de Ativos Regulatórios no 3T26, reflexo da homologação dos processos tarifários das distribuidoras em 2026. Também contribuiu a ausência da **Atualização do Ativo Financeiro da Concessão:** com a renovação das concessões das distribuidoras, o saldo foi reclassificado para o ativo intangível em junho, e por isso não há mais efeito de atualização no trimestre. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento da **Receita com Venda de Energia**, decorrente dos reajustes tarifários aplicados aos consumidores e do maior volume de energia consumida na área de concessão.

No acumulado, o aumento da receita operacional bruta decorre principalmente aumento da **Receita com Venda de Energia,** efeito semelhante ao trimestre. Também contribuiu para o resultado o aumento no **Aporte CDE**, é decorrente do aumento da quantidade de clientes GD com descontos tarifários e da mudança na metodologia de cobrança para consumidores classificados como baixa renda[1], que gerou um aumento nos valores que as distribuidoras estão recebendo via aporte. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela menor **Atualização do Ativo Financeiro da Concessão**, em decorrência da reclassificação explicada anteriormente.

[1] Lei 15.235/2025 garante isenção integral da tarifa de energia para consumo até 80kWh/mês.

Deduções da Receita Operacional Bruta

No trimestre, as deduções da receita operacional bruta apresentaram redução, principalmente em função dos menores valores de Bandeiras Tarifárias, decorrentes de uma maior apuração de montantes a pagar em 2025 em comparação ao período atual. Adicionalmente, houve redução dos encargos de CDE, em especial da CDE Uso, e menor arrecadação de PIS/COFINS. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento da arrecadação de ICMS.

No acumulado do ano, as deduções da receita operacional bruta aumentaram, refletindo principalmente a maior arrecadação de PIS/COFINS, ICMS e CDE observada no primeiro semestre de 2026.

Custo com Energia Elétrica

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Itaipu	503	544	(40)	-7,4%	1.473	1.645	(172)	-10,5%
PROINFA	92	118	(26)	-21,8%	259	372	(113)	-30,3%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	2.852	3.417	(565)	-16,5%	9.071	9.171	(99)	-1,1%
Crédito de PIS e COFINS	(304)	(368)	63	-17,2%	(970)	(994)	24	-2,4%
Energia Comprada para Revenda	**3.143**	**3.712**	**(568)**	**-15,3%**	**9.833**	**10.194**	**(361)**	**-3,5%**
Encargos da Rede Básica	1.251	1.038	213	20,5%	3.590	3.099	492	15,9%
Encargos de Transporte de Itaipu	105	95	10	10,2%	284	245	40	16,2%
Encargos de Conexão	79	75	4	6,0%	234	218	16	7,4%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	3	3	1	21,0%	9	9	1	7,7%
ESS / EER	325	223	103	46,1%	839	633	207	32,7%
Crédito de PIS e COFINS	(163)	(133)	(31)	23,1%	(459)	(389)	(70)	18,0%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	**1.601**	**1.301**	**300**	**23,1%**	**4.499**	**3.814**	**685**	**18,0%**
Custo com Energia Elétrica	**4.744**	**5.013**	**(269)**	**-5,4%**	**14.332**	**14.007**	**325**	**2,3%**

No trimestre, a redução dos custos com **Energia Comprada para Revenda** decorreu principalmente da menor quantidade e dos menores preços de energia adquirida em **Leilões, Contratos Bilaterais e no Mercado de Curto Prazo**. Em **Itaipu**, a redução foi explicada pela combinação de menor volume e menor preço da energia comprada. Da mesma forma, em **Proinfa**, a redução refletiu tanto a menor quantidade quanto os menores preços de compra de energia.

No acumulado do período, a redução dos custos com **Energia Comprada para Revenda** decorreu principalmente do menor volume de energia adquirida em **Leilões, Contratos Bilaterais e no Mercado de Curto Prazo**.

Os custos com **Encargos de Rede Básica** aumentaram no trimestre e no acumulado, em função dos maiores montantes contratados em 2026 e do reajuste das tarifas de uso do sistema de transmissão aplicado a partir de julho de 2026, conforme estabelecido pela REH nº 2.268/2026.

O aumento dos custos com o **Encargo de Energia de Reserva (EER)**, tanto no trimestre quanto no acumulado do período, decorreu principalmente do **ERCAP (Encargo de Potência para Reserva de Capacidade)**, em função da antecipação do suprimento das usinas vencedoras do 1º Leilão de Reserva de Capacidade (LRC). Esse efeito foi parcialmente compensado pela redução dos custos associados à liquidação financeira das usinas contratadas para o suprimento da energia de reserva.

Da mesma forma, os **Encargos de Serviços do Sistema (ESS)** apresentaram aumento tanto no trimestre quanto no acumulado, refletindo principalmente o menor alívio retroativo registrado na base comparativa do ano anterior, associado às diferenças de preços entre os submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN).

PMSO

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Pessoal	383	354	29	8,2%	1.114	1.023	91	8,9%
Material	71	72	(1)	-1,1%	219	210	8	4,0%
Serviços de Terceiros	349	326	23	7,1%	1.012	944	67	7,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	296	250	47	18,8%	755	659	96	14,6%
PDD	*97*	*73*	*25*	33,8%	274	*212*	*62*	*29,2%*
Despesas Legais e Judiciais	*114*	*75*	*40*	53,2%	225	*171*	*55*	*32,0%*
Baixa de Ativos	*44*	*55*	*(11)*	-20,3%	135	*145*	*(11)*	*-7,3%*
Outros	*41*	*47*	*(6)*	-13,3%	121	*130*	*(10)*	*-7,6%*
PMSO	**1.100**	**1.001**	**98**	**9,8%**	**3.099**	**2.836**	**263**	**9,3%**

O PMSO apresentou um aumento de 9,8% (R$ 98 milhões) no trimestre e de 9,3% (R$ 263 milhões) no acumulado, decorrente dos seguintes fatores:

- **Pessoal (aumento de R$ 29 milhões no trimestre e de R$ 91 milhões no acumulado):** explicado principalmente pelo crescimento no *headcount* de 2,2%[2] no trimestre e 2,1%[3] acumulado, pelos acordos coletivos homologados e maior utilização de assistência médica e odontológica;
- **MSO ligado à inflação (aumento de R$ 7 milhões no trimestre e de R$ 42 milhões no acumulado):** explicado por manutenção de frota (R$ 5 milhões no 3T26 e R$ 10 milhões no acumulado); Leitura de Medidores e Entrega (R$ 2 milhões no 3T26 e R$ 12 milhões no acumulado);
- **MSO não ligado à inflação (aumento de R$ 62 milhões no trimestre e de R$ 130 milhões no acumulado):** explicada pela provisão para devedores duvidosos (PDD), conforme explicado no item 3.1.1.3, despesas legais e judiciais (R$ 40 milhões no trimestre e R$ 55 milhões no acumulado, elevadas pontualmente por caso específico de R$ 21 MM na CPFL Paulista); hardware e software (R$ 17 milhões no trimestre e R$ 33 milhões no acumulado) devido a novas licenças, projetos de atendimento ao cliente, automatização e digitalização; parcialmente compensados pela redução nas despesas de baixas de ativos (R$ 11 milhões no trimestre e R$ 11 milhão no acumulado); despesas de OPEX relacionado ao CAPEX (R$ 4 milhões no trimestre e R$ 11 milhões no acumulado); e ações de cobrança (R$ 4 milhão no trimestre), no acumulado as ações de cobrança totalizam um aumento na despesa de R$ 2 milhões.

Demais custos e despesas operacionais

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	(1.283)	(1.397)	114	-8,2%	(3.603)	(3.499)	(105)	3,0%
Entidade de Previdência Privada	8	2	6	400,4%	23	5	18	400,4%
Depreciação e Amortização	(369)	(343)	(25)	7,4%	(1.104)	(1.015)	(89)	8,7%
Demais Custos/Despesas Operacionais	**(1.644)**	**(1.739)**	**95**	**-5,5%**	**(4.684)**	**(4.510)**	**(175)**	**3,9%**

EBITDA

O **EBITDA** no trimestre e no acumulado reflete o efeito contábil (não caixa), devido a renovação das concessões da CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL RGE, o ativo financeiro da concessão foi reclassificado para o intangível, e sua atualização monetária deixou de transitar pelo resultado.

Desconsiderando esse efeito, o indicador apresentaria uma redução de 1,2% no trimestre, explicado pelo aumento de custos com pessoal, parcialmente compensado pelo aumento do consumo de energia na área de concessão.

No acumulado, desconsiderando o efeito mencionado, o EBITDA apresentaria um aumento de

[2] Média de julho a setembro.
[3] Média de janeiro a setembro.

4,0%, explicado pelo aumento do consumo de energia na área de concessão.

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

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Lucro Líquido	**594**	**795**	**(201)**	**-25,3%**	**2.761**	**2.736**	**26**	**0,9%**
Depreciação e Amortização	369	343	25	7,4%	1.104	1.015	89	8,7%
Resultado Financeiro	606	517	89	17,2%	1.880	1.607	273	17,0%
Imposto de Renda / Contribuição Social	135	184	(49)	-26,5%	791	1.139	(347)	-30,5%
EBITDA	**1.704**	**1.839**	**(135)**	**-7,3%**	**6.537**	**6.497**	**40**	**0,6%**

EBITDA por Distribuidora

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
CPFL Paulista	656	838	(182)	-21,7%	2.733	2.937	(204)	-6,9%
CPFL Piratininga	268	282	(14)	-4,9%	1.025	1.016	8	0,8%
CPFL RGE	658	638	20	3,2%	2.411	2.254	157	7,0%
CPFL Santa Cruz	121	81	40	48,8%	368	289	79	27,1%
EBITDA	**1.704**	**1.839**	**(135)**	**-7,3%**	**6.537**	**6.497**	**40**	**0,6%**

CPFL Paulista:

O EBITDA foi impactado principalmente pelo efeito do ativo financeiro da concessão (R$ 46 milhões, no trimestre e R$ 155 milhões, no acumulado). Excluindo esse efeito, o indicador teria apresentado uma redução de 17,0% no trimestre e 2,0% no acumulado, refletindo principalmente maiores despesas legais e judiciais (elevadas pontualmente por caso específico de R$ 21 MM), além de maiores Perdas e PDD, que foram parcialmente compensadas pelo maior consumo de energia na área da concessão.

CPFL Piratininga:

O EBITDA foi impactado pela atualização do ativo financeiro da concessão. Excluindo esse efeito, haveria crescimento de 2,6% no trimestre e 5,3% no acumulado, impulsionado pelo maior consumo de energia na área de concessão.

CPFL RGE:

O EBITDA, desconsiderando o efeito da atualização do ativo financeiro da concessão, teria apresentado um crescimento de 11,1% no trimestre e de 8,0% no acumulado, impulsionado pelo maior consumo de energia na área de concessão. No acumulado, houve também o impacto positivo do reajuste de 4,90% da Parcela B, vigente até junho de 2026.

CPFL Santa Cruz:

O crescimento do EBITDA foi impulsionado pela revisão tarifária periódica (RTP), vigente desde abril de 2026, que reajustou a parcela B em 26,0%.

Resultado Financeiro

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Receitas	419	424	(5)	-1,3%	1.333	1.132	200	17,7%
Despesas	(1.024)	(941)	(83)	8,9%	(3.213)	(2.740)	(473)	17,3%
Resultado Financeiro	**(606)**	**(517)**	**(89)**	**17,2%**	**(1.880)**	**(1.607)**	**(273)**	**17,0%**

Análise Gerencial

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(786)	(715)	(71)	9,9%	(2.490)	(2.127)	(363)	17,0%
Acréscimos e multas moratórias	113	118	(5)	-4,3%	378	359	18	5,1%
Marcação a mercado	(11)	34	(46)	-	(35)	136	(171)	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	113	64	49	76,6%	278	81	197	244,0%
Outras receitas e despesas	(35)	(19)	(16)	88,2%	(11)	(56)	45	-80,6%
Resultado Financeiro	**(606)**	**(517)**	**(89)**	**17,2%**	**(1.880)**	**(1.607)**	**(273)**	**17,0%**

Destaca-se o aumento das **despesas com a dívida líquida**, refletindo o maior nível de endividamento decorrente de novas captações realizadas no período. Adicionalmente, a **marcação a mercado** das dívidas apresentou variação desfavorável, principalmente em função da menor redução do *spread* de crédito sobre o endividamento e da base de comparação mais forte do 3T25, que registrou ganho associado às novas contratações.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pela **atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, em função do maior saldo sujeito à atualização monetária.

Lucro Líquido

O **Lucro Líquido** apresentou redução no trimestre, refletindo principalmente o menor EBITDA e a piora do resultado financeiro. Esse efeito foi parcialmente compensado pela redução da alíquota efetiva de imposto para 18,6%, ante 18,8% no 3T25, em função da dedutibilidade dos repasses de créditos tributários aos consumidores.

No acumulado, o Lucro Líquido apresentou evolução positiva, impulsionada pelo melhor desempenho operacional e pela redução da alíquota efetiva de imposto para 22,3%, frente a 29,4% nos 9M25. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela piora do resultado financeiro.

3.2.1) Desempenho Operacional

Energia Gerada

GWh	3T26	3T25	Δ GWh	Δ %	9M26	9M25	Δ GWh	Δ %
Eólica	783	1.027	(244)	-23,8%	1.947	2.437	(490)	-20,1%
PCH	466	331	135	40,7%	1.339	1.193	146	12,2%
UHE	2.823	2.651	172	6,5%	5.816	5.316	500	9,4%
Biomassa	132	185	(53)	-28,6%	261	335	(74)	-22,0%
Solar	0,2	0,1	0,1	226,9%	0,4	0,4	0,0	0,3%
Total	**4.205**	**4.195**	**10**	**0,2%**	**9.363**	**9.282**	**81**	**0,9%**

No trimestre, houve um **leve aumento no volume de energia gerada**, em função do crescimento na geração das UHEs e PCHs, devido a maior disponibilidade de recursos, parcialmente compensado pela piora no desempenho da biomassa e, principalmente, dos parques eólicos, afetados por ventos mais fracos.

No acumulado, o leve aumento da energia gerada é decorrente da melhor performance das UHEs e PCHs no início do ano e no terceiro trimestre, parcialmente compensada pelo impacto do *curtailment* nos parques eólicos, representando 35,1% da geração potencial total.

Disponibilidade

Média Mensal	3T26	3T25	Δ p.p.	Δ %	9M26	9M25	Δ p.p.	Δ %
Eólica	94,0%	94,8%	-0,8	-0,8%	93,5%	93,1%	0,3	0,3%
PCH	92,8%	93,9%	-1,1	-1,2%	94,7%	95,2%	-0,5	-0,5%
UHE	98,9%	91,6%	7,3	7,9%	98,2%	95,8%	2,4	2,5%
Biomassa	91,8%	100,0%	-8,2	-8,2%	97,2%	99,9%	-2,6	-2,7%
Solar	100,0%	100,0%	0,0	0,0%	100,0%	100,0%	0,0	0,0%

3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Receita Operacional Bruta	1.924	2.150	(226)	-10,5%	5.555	5.828	(273)	-4,7%
Receita Operacional Líquida	**1.709**	**1.907**	**(197)**	**-10,4%**	**4.940**	**5.170**	**(230)**	**-4,4%**
Custo com Energia Elétrica	(630)	(796)	166	-20,8%	(2.026)	(2.194)	167	-7,6%
PMSO e Previdência	(178)	(190)	12	-6,2%	(461)	(614)	153	-24,9%
Equivalência Patrimonial	98	78	21	27,0%	235	208	26	12,7%
EBITDA[1]	**999**	**998**	**1**	**0,1%**	**2.688**	**2.571**	**116**	**4,5%**
Depreciação e Amortização	(222)	(219)	(3)	1,3%	(663)	(660)	(2)	0,3%
Resultado Financeiro	5	(87)	92	-	(196)	(303)	107	-35,3%
Receitas Financeiras	*207*	*77*	*129*	*167,2%*	*352*	*196*	*156*	*79,9%*
Despesas Financeiras	*(202)*	*(164)*	*(38)*	*23,0%*	*(548)*	*(498)*	*(50)*	*9,9%*
Lucro Antes da Tributação	783	693	90	13,0%	1.829	1.608	221	13,7%
Lucro Líquido	**580**	**506**	**75**	**14,8%**	**1.346**	**1.175**	**171**	**14,6%**

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, **menor desempenho dos parques eólicos** devido ao volume de ventos mais baixo, foi o principal ofensor da receita. Já o *curtailment* imposto pelo ONS impactou o volume de geração em todos os períodos comparados (47,7% no 3T26, 39,4% no 3T25, 35,1%

nos 9M26 e 30,2% no 9M25). Com isso, houve uma perda acumulada de receita de R$ 320 milhões nos 9M26 (versus R$ 348 milhões nos 9M25).

Custo com Energia Elétrica

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Energia de Curto Prazo	46	58	(12)	-20,5%	171	156	15	9,6%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	569	755	(186)	-24,7%	1.824	2.062	(238)	-11,5%
Crédito de PIS e COFINS	(57)	(85)	29	-33,4%	(176)	(221)	44	-20,2%
Energia Comprada para Revenda	**559**	**728**	**(170)**	**-23,3%**	**1.819**	**1.997**	**(178)**	**-8,9%**
Encargos da Rede Básica	56	55	1	1,8%	164	162	1	0,8%
Encargos de Conexão	4	4	0	8,1%	11	10	1	13,7%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	10	10	1	7,7%	30	28	3	10,0%
ESS/EER	5	3	2	64,4%	14	8	6	81,6%
Crédito de PIS e COFINS	(4)	(4)	(0)	2,1%	(12)	(11)	(1)	5,4%
Encargos	**71**	**68**	**4**	**5,8%**	**207**	**196**	**11**	**5,6%**
Custo com Energia Elétrica	**630**	**796**	**(166)**	**-20,8%**	**2.026**	**2.194**	**(167)**	**-7,6%**

O menor volume de energia adquirida por meio de **Contratos Bilaterais, ACR e ACL** foi o principal fator para a redução de custo no trimestre e no acumulado.

PMSO

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Pessoal	57	54	3	6,1%	169	158	11	7,0%
Material	8	10	(2)	-17,3%	31	33	(2)	-4,9%
Serviços de Terceiros	88	78	10	12,5%	243	217	26	12,2%
Outros	25	48	(23)	-48,2%	17	205	(189)	-91,9%
PDD	*1*	*8*	*(7)*	*-89,1%*	*2*	*30*	*(28)*	*-93,0%*
Baixa de Ativos	*3*	*(92)*	*95*	*-*	*2*	*2*	*0*	*20,1%*
Despesas Legais e Judiciais	*(4)*	*14*	*(18)*	*-*	*(39)*	*15*	*(54)*	*-*
Outros	*26*	*119*	*(93)*	*-78,5%*	*85*	*251*	*(166)*	*-66,1%*
*Reembolso de Seguro Ceran – Enchente Rio Grande do Sul 2024**	*-*	*-*	*-*	*-*	*(34)*	*-*	*(34)*	*-*
*Impacto Venda Epasa**	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*(92)*	*92*	*-*
PMSO	**178**	**189**	**(12)**	**-6,2%**	**460**	**613**	**(153)**	**-24,9%**

* Extraordinário.

O PMSO no acumulado foi impactado pelo reembolso do seguro de Ceran e pelo efeito total da venda da participação na Epasa no 2T25 (para mais detalhes, vide explicação no Capítulo 1), resultando em um impacto positivo de R$ 127 milhões. Expurgando esses itens extraordinários, o PMSO no acumulado teria apresentado um aumento de 5,0% (R$ 26 milhões).

No trimestre, o PMSO apresentou uma redução de 6,2% (R$ 12 milhões).

O desempenho do PMSO no trimestre e no acumulado (com expurgo dos itens extraordinários) reflete principalmente:

- **Pessoal (aumentos de R$ 3 milhões no trimestre e de R$ 11 milhões no acumulado):** explicado pelos reajustes salariais previstos nos acordos coletivos homologados em 2025, além pelo crescimento do *headcount* de 0,9%[4] no trimestre e 1,2%[5] no acumulado;
- **MSO ligado à inflação (aumentos de R$ 7 milhões no trimestre e de R$ 44 milhões no acumulado)**: maiores despesas com manutenção de máquinas e equipamentos e manutenção de hardware/software;
- **MSO não ligado à inflação (reduções de R$ 22 milhões no trimestre e de R$ 81**

[4] Média de julho a setembro.
[5] Média de janeiro a setembro.

milhões no acumulado): no trimestre, em função principalmente de reversões de despesas legais e judiciais, além da menor PDD, e no acumulado, também em função de reversões de despesas legais e judiciais e do efeito do reconhecimento, no 1T25, da PDD de comercializadoras (contrapartes no mercado) que entraram em recuperação judicial.

Demais custos e despesas operacionais

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Entidade de Previdência Privada	0	0	(0)	-0,4%	1	1	(0)	-0,4%
Depreciação e Amortização	174	171	3	1,8%	520	517	3	0,5%
Amortização do Intangível da Concessão	48	48	(0)	-0,2%	143	143	(0)	0,0%
Demais Custos/Despesas Operacionais	**222**	**219**	**3**	**1,4%**	**664**	**661**	**3**	**0,4%**

Equivalência Patrimonial

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Baesa	17	(0)	17	-	22	1	21	2746,1%
Foz do Chapecó	81	77	3	4,5%	213	206	7	3,3%
Equivalência Patrimonial[1]	**98**	**77**	**21**	**27,0%**	**234**	**208**	**27**	**13,0%**

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

Baesa

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Receita Líquida	11	15	(4)	-27,9%	50	51	(0)	-0,9%
Custos/Desp. Operacionais	(16)	(14)	(2)	17,4%	(33)	(33)	(1)	2,7%
Depreciação e Amortização	(4)	(4)	(0)	7,9%	(12)	(11)	(1)	8,5%
Resultado Financeiro	39	2	37	1896,8%	31	(6)	37	-
IR/CS	(11)	0	(11)	-	(13)	(0)	(13)	2876,9%
Lucro Líquido	**17**	**(0)**	**17**	**-**	**22**	**1**	**21**	**2746,1%**

Houve redução na **Receita Líquida** no trimestre e no acumulado, enquanto os **Custos e Despesas Operacionais** tiveram leve aumento em ambos os períodos. No trimestre e no acumulado, o aumento na **Receita Financeira Líquida** ocorreu em função dos ganhos relacionados ao pré-pagamento da UBP.

Foz do Chapecó

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Receita Líquida	176	175	2	1,0%	524	511	13	2,5%
Custos/Desp. Operacionais	(38)	(37)	(1)	2,5%	(118)	(115)	(3)	2,8%
Depreciação e Amortização	(13)	(13)	(0)	2,1%	(40)	(39)	(1)	2,1%
Resultado Financeiro	(2)	(7)	5	-73,3%	(40)	(45)	4	-9,3%
IR/CS	(42)	(40)	(2)	5,1%	(110)	(105)	(5)	4,5%
Lucro Líquido	**81**	**77**	**3**	**4,5%**	**213**	**206**	**7**	**3,3%**

A **Receita Líquida** permaneceu em linha no trimestre e apresentou leve aumento no acumulado, devido à maior quantidade e preço da energia suprida. Em ambos os períodos, os **Custos e Despesas Operacionais** apresentaram leve aumento, em função da maior quantidade e preço da energia adquirida. No trimestre e no acumulado, a redução da **Despesa Financeira Líquida** ocorreu principalmente em função de menores encargos de dívidas e do menor saldo devedor das debêntures.

Resultado Financeiro

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Receitas	207	77	129	167,2%	352	196	156	79,9%
Despesas	(202)	(164)	(38)	23,0%	(548)	(498)	(50)	9,9%
Resultado Financeiro	**5**	**(87)**	**92**	**-**	**(196)**	**(303)**	**107**	**-35,3%**

Análise Gerencial

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(59)	(94)	35	-36,8%	(209)	(273)	64	-23,5%
Marcação a mercado	1	2	(1)	-63,5%	(9)	1	(10)	-
Outras receitas e despesas	63	5	58	1275,2%	22	(31)	53	-
Resultado Financeiro	**5**	**(87)**	**92**	**-**	**(196)**	**(303)**	**107**	**-35,3%**

As despesas financeiras líquidas apresentaram redução em ambos os períodos (no trimestre, inverteu para uma receita financeira líquida de R$ 5 milhões) em função do efeito positivo de **Outras receitas e despesas**, decorrente dos ganhos relacionados ao pré-pagamento da UBP de Ceran e Enercan, e da melhora nas **Despesas com a dívida líquida**, refletindo a substituição de dívidas por outras com menor custo e o aumento das receitas de aplicações financeiras.

EBITDA e Lucro Líquido

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Lucro Líquido	**580**	**506**	**75**	**14,8%**	**1.346**	**1.175**	**171**	**14,6%**
Depreciação e Amortização	222	219	3	1,3%	663	660	2	0,3%
Resultado Financeiro	(5)	87	(92)	-	196	303	(107)	-35,3%
Imposto de Renda / Contribuição Social	203	188	15	8,1%	483	433	50	11,5%
EBITDA	**999**	**998**	**1**	**0,1%**	**2.688**	**2.571**	**116**	**4,5%**

No trimestre, o **EBITDA** ficou em linha na comparação com o mesmo período do ano anterior, impactado positivamente pelo reembolso do *curtailment*, além dos reajustes contratuais de venda de energia, e negativamente pela performance da geração eólica. Já no acumulado, o aumento do **EBITDA** refletiu principalmente os efeitos extraordinários decorrentes da venda da participação na Epasa no 2T25 e do reembolso do seguro de Ceran, além dos reajustes contratuais de venda de energia, parcialmente compensado pela menor disponibilidade de recurso eólico.

O **Lucro Líquido** apresentou crescimento em ambos os períodos, devido ao impacto positivo da melhora no Resultado Financeiro.

3.3.1) Portfólio

Contrato de Concessão	Início da Concessão	Final da Concessão	Participação CPFL-T	Índice de Reajuste	RAP 2026-2027[1] (R$ milhões)	RAP Prevista 2026-2027 (R$ milhões)	Km de Rede	Categoria dos Projetos	Revisão Tarifária	Próxima Revisão
CONTRATO 055/01	31/12/2002	31/12/2042	100%	IPCA	1.147	107	5.950	Categoria 1	1ª RTP - 2018 2ª RTP - 2024	3ª RTP - 2028
SUL II	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	48	-	75	Categoria 3	1ª RTP - 2024	2ª RTP - 2029
TESB	27/07/2011	27/07/2041	98%	IPCA	47	-	99	Categoria 3	1ª RTP - 2017 2ª RTP - 2022	3ª RTP - 2026
SUL I	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	38	-	307	Categoria 3	1ª RTP - 2024	2ª 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	19	-	-	Categoria 3	1ª RTP - 2020 2ª RTP - 2025	3ª RTP - 2030
PIRACICABA	24/02/2013	24/02/2043	100%	IPCA	18	-	-	Categoria 3	1ª RTP - 2018 2ª RTP - 2023	3ª RTP - 2028
CONTRATO 004/01 (CAC 3)	31/03/2021	31/03/2051	100%	IPCA	12	-	-	Categoria 3	-	1ª RTP - 2026
MARACANAÚ	21/09/2018	21/09/2048	100%	IPCA	11	-	-	Categoria 3	1ª RTP - 2024	2ª RTP - 2029
CAMINHOS DO SUL[2]	23/02/2026	23/02/2056	100%	IPCA	-	-	115	Categoria 3	-	-
ETAU[3]	18/12/2002	18/12/2032	10%	IGP-M	51	-	188	Categoria 2	-	-
TPAE[3]	19/11/2009	19/11/2039	10%	IPCA	13	-	12	Categoria 3	-	-

Notas:
(1) Valor homologado descontando a Parcela de Ajuste (PA);
(2) Contrato adquirido no Leilão nº 04/2025, em construção, não operacional;
(3) 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	3T26	3T25	Δ MWh	Δ %	9M26	9M25	Δ MWh	Δ %
ENS	148,7	94,3	54,5	57,8%	274,8	573,3	-298,6	-52,1%

O ENS no trimestre teve redução. Já no acumulado, o resultado é explicado pela diminuição dos impactos de eventos climáticos e falhas de equipamentos, ocorridos no ano anterior.

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).

%	3T26	3T25	Δ %	9M26	9M25	Δ %
PVd	0,500%	1,176%	-34,3%	0,761%	1,068%	-28,7%

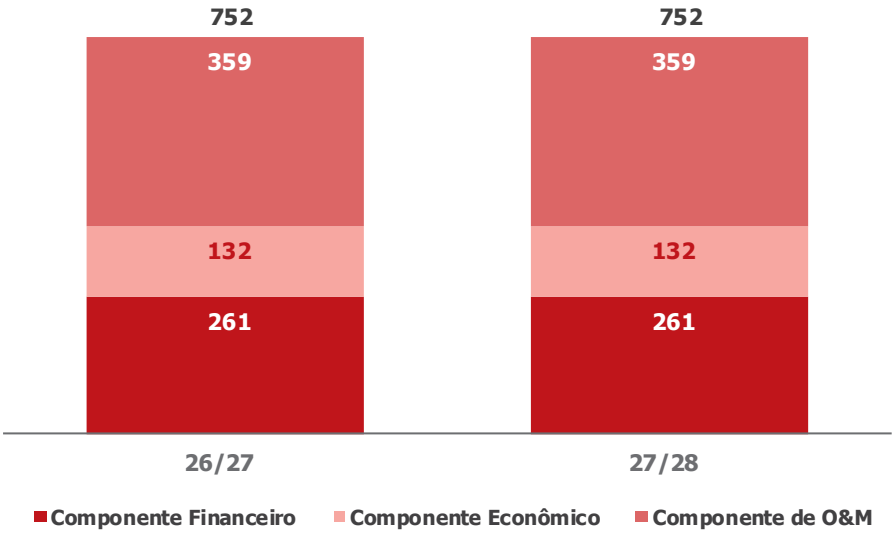
Referente à PVd, no trimestre tivemos um aumento, devido à uma ocorrência em uma grande subestação. Já no acumulado, tivemos uma redução devido a um melhor desempenho operacional e menor ocorrência de eventos sujeitos à desconto.

3.3.3) Temas Regulatórios

Fluxo de Recebimento da RBSE[1]

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.

Fluxo de Recebimento – Componentes Financeiro[1], Econômico[2] e O&M[2] | R$ milhões



Notas:
(1) Valores do gráfico estão na data base Junho/2026 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 o DSP ANEEL nº 2.268/2026, para o ciclo de 2026/2027, de 01/07/2026 a 30/06/2027, a Receita Anual Permitida (RAP) somada à Parcela de Ajuste (PA) do **Contrato de Concessão nº 055/2001** totaliza cerca de R$ 1.147 milhões, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

(i) Reforços e Melhorias de grande porte que entraram em operação comercial durante o ciclo 2026/2027, com incremento de R$ 76,7 milhões na receita da transmissora decorrente de novos investimentos;

(ii) Correção monetária pelo IPCA (R$ 47,8 milhões);

(iii) Parcela de Ajuste positiva de R$ 10,2 milhões, composta principalmente por PA's Retroativas, financeiras, de melhorias de pequeno porte e outras;

(iv) RBSE, com redução de R$ 23,0 milhões relativa à trajetória da cobertura de O&M;

(v) Impacto negativo de R$ 8,1 milhões associado às desativações de ativos, sendo R$ 4,4 milhões relativos a ativos de RBSE com receita de O&M e R$ 3,7 milhões relativos a ativos de RBNI.

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

Contratos	REH 3.481/2025 Receita Homologada	RBSE Financeiro	Trajetória CAOM	Novos Investimentos	Indexador (IPCA)	DSP 2.268/2026 Receita Homologada	PA RTA 2026	DSP 2.268/2026
055/2001	1.043,3	-23,0	-8,1	76,7	47,8	1.136,7	10,20	**1.147,0**

* Valores expressos em R$ milhões.

Quanto aos contratos licitados, de acordo com o DSP ANEEL nº 2.268/2026, para o ciclo de 2026/2027, o valor da RAP total apresentou acréscimo de aproximadamente R$ 7,1 milhões, ou 3,4%, em relação ao ciclo tarifário anterior. Considerando a Parcela de Ajuste, a RAP dos contratos licitados totaliza aproximadamente R$ 216,1 milhões.

Reajuste Tarifário Anual 2026:

Contratos		REH 3.481/2025 Receita Homologada	Entrada em operação	Indexador (IPCA ou IGP-M)	Impacto do Reposicionamento da RTP	DSP 2.268/2026 Receita Homologada	PA RTA 2026	DSP 2.268/2026
080/2002	**CPFL Transmissão**	22.862,7	-	-431,2	-	**22.431,4**	-743,8	**21.687,7**
001/2011	**TESB**	48.317,6	1.126,5	2.282,9	-	**51.727,0**	-4.305,8	**47.421,1**
003/2013	**Piracicaba**	17.526,5	-	828,1	-	**18.354,6**	-121,1	**18.233,5**
020/2018	**Maracanau**	11.558,0	-	546,1	-	**12.104,1**	-942,9	**11.161,2**
006/2015	**Morro Agudo**	19.739,5	-	932,6	-	**20.672,1**	-1.307,9	**19.364,2**
005/2019	**Sul I**	37.786,7	-	1.785,3	-	**39.572,0**	-1.340,5	**38.231,5**
011/2019	**Sul II**	48.539,9	-	2.293,4	-	**50.833,3**	-3.231,0	**47.602,3**
004/2021	**CPFL Transmissão**	12.635,1	-	1.263,9	-	**13.899,0**	-1.467,6	**12.431,4**
	Total	218.966,0	1.126,5	9.501,1	0,0	229.593,6	-13.460,6	216.133,0

* 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	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Receita Operacional Bruta	447	352	95	27,0%	1.176	1.013	163	16,1%
Receita Operacional Líquida	**388**	**296**	**92**	**31,3%**	**1.009**	**861**	**148**	**17,1%**
PMSO, Previdência e PDD	(109)	(99)	(10)	9,9%	(270)	(258)	(12)	4,6%
Equivalência Patrimonial	1	1	(0)	-17,8%	3	4	(2)	-38,1%
EBITDA	**280**	**198**	**82**	**41,7%**	**742**	**608**	**134**	**22,1%**
Depreciação e Amortização	(53)	(48)	(5)	10,5%	(153)	(140)	(13)	8,9%
Resultado Financeiro	(122)	(134)	11	-8,5%	(376)	(364)	(12)	3,4%
Receitas Financeiras	*28*	*16*	*12*	*76,5%*	50	42	8	18,6%
Despesas Financeiras	*(150)*	*(150)*	*(1)*	*0,4%*	(427)	(406)	(20)	5,0%
Lucro Antes da Tributação	104	16	89	571,4%	212	103	109	106,1%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(27)	(2)	(25)	1119,9%	(53)	(16)	(37)	229,8%
Lucro Líquido	**77**	**13**	**64**	**480,2%**	**159**	**87**	**72**	**83,0%**

Receita Operacional

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Contrato de Concessão 055/2001	355	326	28	8,7%	1.040	879	162	18,4%
Sul II	14	13	1	5,2%	39	37	2	5,4%
TESB	14	13	1	9,1%	39	38	1	3,4%
Sul I	11	10	1	5,6%	30	28	2	5,5%
Contrato de Concessão 080/2002	5	6	(0)	-1,1%	16	16	1	5,6%
Morro Agudo	5	4	1	35,0%	16	15	2	11,7%
Piracicaba	5	4	0	9,9%	14	13	1	4,1%
Maracanaú	3	3	0	5,7%	10	9	1	10,2%
Contrato de Concessão 004/2001 (CAC 3)	3	3	(0)	-1,3%	9	8	1	8,5%
Provisão Para Efeitos Temporários	33	(29)	62	-	(38)	(29)	(9)	31,0%
Encargos Regulatórios	(24)	(24)	0	-1,5%	(64)	(65)	1	-1,3%
Receita Bruta	**447**	**353**	**95**	**26,9%**	**1.176**	**1.014**	**162**	**16,0%**
Deduções da Receita	(59)	(57)	(2)	4,4%	(103)	(87)	(16)	18,4%
Receita Líquida	**388**	**296**	**92**	**31,1%**	**1.009**	**861**	**147**	**17,1%**

O aumento da **receita operacional** é devido aos efeitos dos reajustes tarifários para os ciclos 2025-2026 e 2026-2027, aplicados a partir de julho de 2025 e 2026, respectivamente. Entretanto, a receita não reflete integralmente o reajuste da RAP porque foi reconhecido um efeito temporário no resultado, equivalente a valores recebidos a maior, visando alinhar a receita faturada com a RAP homologada.

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

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Pessoal	33	32	2	4,8%	105	102	3	2,8%
Material	2	3	(1)	-27,9%	7	9	(2)	-22,3%
Serviços de Terceiros	38	31	7	21,2%	90	81	9	11,4%
Entidade de Previdência Privada	10	10	0	0,7%	30	30	0	0,4%
Outros	25	22	2	11,0%	39	37	2	4,6%
PDD	*5*	*3*	*2*	*67%*	*8*	*10*	*(2)*	*-22,5%*
Despesas Legais e Judiciais	*19*	*12*	*7*	*63,4%*	*36*	*27*	*9*	*32,9%*
Provisões	*1*	*6*	*(4)*	*-79,0%*	*0*	*19*	*(18)*	*-98,4%*
Outros	*(1)*	*2*	*(3)*	-	*(5)*	*(19)*	*13*	*-71,3%*
PMSO	**109**	**99**	**10**	**9,9%**	**270**	**258**	**12**	**4,6%**
Depreciação e Amortização	53	48	5	10,5%	153	140	13	8,9%
PMSO, depreciação e amortização	**162**	**147**	**15**	**10,1%**	**423**	**398**	**24**	**6,1%**

O **PMSO** aumentou, principalmente por:

- Aumento de despesas legais e judiciais (-R$ 7 milhões);
- Gastos com serviços de terceiros (-R$ 7 milhões);
- Aumento de PDD (-R$ 2 milhões);

- Aumento de pessoal (-R$ 2 milhões)

Parcialmente compensado por:

- Redução de provisões (+R$ 4 milhões);
- Outros (+R$ 1 milhões).

No acumulado, os efeitos se repetem, com exceção de:

- Redução de PDD (-R$ 2 milhões).

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

EBITDA

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Lucro Líquido	**76**	**13**	**63**	**473,8%**	**159**	**87**	**72**	**83,0%**
Depreciação e Amortização	53	48	5	10,5%	153	140	13	8,9%
Resultado Financeiro	122	134	(11)	-8,5%	376	364	12	3,4%
Imposto de Renda / Contribuição Social	27	2	25	1119,9%	53	16	37	229,8%
EBITDA	**279**	**198**	**82**	**41,3%**	**742**	**608**	**134**	**22,1%**

O aumento do **EBITDA** no trimestre se deve ao reajuste da RAP, parcialmente compensado pelo aumento do PMSO. No acumulado, o crescimento do **EBITDA** reflete o aumento da receita.

Resultado Financeiro

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(122)	(126)	4	-3,1%	(361)	(356)	(5)	1,3%
Marcação a Mercado	7	(23)	30	-	13	(14)	28	-
Outras receitas e despesas	(8)	15	(23)	-	(29)	7	(36)	-
Resultado Financeiro	**(122)**	**(134)**	**11**	**-8,5%**	**(377)**	**(364)**	**(12)**	**3,4%**

Houve uma melhora do **Resultado Financeiro**, no trimestre, em função de ganho no efeito da marcação a mercado (MTM) e redução das despesas com a dívida líquida e redução do indexador da dívida, parcialmente compensado por atualização de contingências.

No acumulado, temos uma piora devido às despesas com a dívida líquida e outras receitas e despesas, parcialmente compensados pelo ganho de marcação a mercado.

Lucro Líquido

No trimestre, houve uma melhora no **Lucro Líquido**, pela melhora do EBITDA e do Resultado Financeiro, apesar do aumento da depreciação e amortização e do imposto de renda. No acumulado, também vemos um aumento, explicado pela melhora no EBITDA, parcialmente compensado pela piora do Resultado Financeiro e aumento da depreciação e amortização.

3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro | IFRS

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Receita Operacional Bruta	761	595	166	28,0%	2.116	1.720	396	23,0%
Receita Operacional Líquida	699	538	161	29,9%	1.945	1.566	379	24,2%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	**308**	**262**	**46**	**17,5%**	**1.090**	**815**	**275**	**33,8%**
PMSO, Previdência e PDD	(104)	(93)	(10)	11,0%	(268)	(254)	(14)	5,5%
Custos com construção de infraestrutura	(305)	(197)	(108)	54,9%	(655)	(536)	(119)	22,2%
Equivalência Patrimonial	0	(0)	1	-	3	3	(0)	-7,4%
EBITDA[1]	**291**	**248**	**43**	**17,4%**	**1.025**	**779**	**246**	**31,6%**
Depreciação e Amortização	(9)	(9)	0	2,8%	(27)	(27)	0	-1,6%
Resultado Financeiro	(122)	(133)	11	-8,1%	(377)	(364)	(13)	3,5%
Receitas Financeiras	*28*	*16*	*11*	*69,4%*	50	43	7	16,9%
Despesas Financeiras	*(150)*	*(150)*	*(1)*	*0,4%*	(427)	(407)	(20)	4,9%
Lucro Antes da Tributação	159	105	54	50,8%	622	388	234	60,3%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(52)	(37)	(16)	42,8%	(190)	(100)	(90)	90,0%
Lucro Líquido	**107**	**69**	**38**	**55,1%**	**432**	**288**	**144**	**50,0%**

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

3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

R$ Milhões	3T26	3T25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Receita Operacional Bruta	358	354	4	1.1%	1,054	1,016	38	3.8%
Receita Operacional Líquida	**322**	**326**	**(4)**	**-1.1%**	**961**	**934**	**27**	**2.9%**
PMSO, Previdência e PDD	(240)	(235)	(5)	2.0%	(697)	(706)	9	-1.3%
EBITDA[1]	**82**	**91**	**(8)**	**-9.1%**	**264**	**228**	**36**	**15.7%**
Depreciação e Amortização	(13)	(13)	(0)	1.1%	(41)	(41)	(0)	0.4%
Resultado Financeiro	(3)	1	(4)	-	(3)	2	(4)	-
Receitas Financeiras	*4*	*4*	*(0)*	*-12.1%*	*11*	*11*	*1*	*4.7%*
Despesas Financeiras	*(7)*	*(3)*	*(4)*	*106.7%*	*(14)*	*(9)*	*(5)*	*53.3%*
Lucro Antes da Tributação	66	78	(12)	-15.9%	220	189	31	16.5%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(38)	(18)	(20)	112.2%	(74)	(42)	(32)	75.3%
Lucro Líquido	**28**	**61**	**(32)**	**-53.3%**	**146**	**147**	**(0)**	**-0.3%**

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

No trimestre a piora no resultado do segmento de Serviços ocorre pela redução na receita operacional e aumento do PMSO. No acumulado, o resultado é positivo em razão da melhora na receita operacional e no PMSO.

Perfil da Empresa e Estrutura Societária

Área de Atuação

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

A CPFL é a maior distribuidora em volume de energia vendida, com 14% de participação no Brasil, atendendo cerca de 11,0 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 16,4 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 em gestão de energia.



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.



Data-base: 30/09/2026
Notas:
(1) A CPFL RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
(2) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (51,00%) e pela CPFL Brasil (49,00%);
(3) A Jaguari Geração possui participação de 4,15% na energia assegurada da UHE Luiz Eduardo Magalhães;
(4) A CPFL Transmissão é controlada pela CPFL Energia (51,00%) e pela CPFL Brasil (49,00%);
(5) A Alesta é controlada pela CPFL Energia (99,99%), e pela CPFL Brasil (0,01%).

Política de Distribuição de Dividendos

A Política de Distribuição de Dividendos da CPFL Energia estabelece 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.


CPFL
ENERGIA

3Q26 Results

Energy for a more sustainable future



VIDEOCONFERENCE
November 16th, 2026

Time: 02:00 pm (BRT) | 12:00 pm (ET)

Videoconference in Portuguese with simultaneous translation into English

Click here or use the QR Code

Message from the CEO



We have reached the end of the third quarter of 2026, and I am here once again to share the consistent results for the period, in which we achieved EBITDA of R$ 3.1 billion, a reduction of 3.1%, and Net Income of R$ 1.3 billion, a reduction of 6.4%. This result exclusively reflects an accounting effect, with no cash impact: with the renewal of the concessions of CPFL Paulista, CPFL Piratininga, and CPFL RGE, the concession's financial asset was reclassified to intangible assets, and its monetary adjustment is no longer recognized in the income statement.

In the Distribution segment, we once again highlight the growth in energy consumption in the concession area, which grew by 3.6% compared to 3Q25, driven by the commercial (+14.3%) and residential (+2.6%) segments, in addition to a slight growth in the industrial segment (+1.6%). Among commercial customers, we highlight Data Centers, whose consumption increased by 41.7%, reaching 329 GWh and now accounting for 10.7% of the total billed in the segment. The strong demand in our concession area, mainly in **Campinas** and **Jundiaí**, results from the combination of a robust fiber-optic infrastructure, the availability and quality of the electricity supply, and the proximity to the São Paulo Metropolitan Area, providing low latency and favorable conditions for the operation of these projects.

Within the Generation & Energy Management segment, regarding wind generation, we saw a 23.8% reduction in energy generated in the quarter, due to weaker wind performance. The transmission flow restrictions (curtailment) imposed by the National Electric System Operator (ONS) broadly affected generators connected to the National Interconnected System (SIN) and, in this quarter, accounted for 47.7% of the CPFL group's potential generation. The regulatory discussion on the topic continues to evolve, with a partial solution already presented—which is positive, but still does not cover all types of restrictions.

In Transmission, under the regulatory analysis, regulatory EBITDA reached R$ 280 million, an increase of R$ 82 million compared to 3Q25, driven by the RAP adjustment for the 2026/2027 cycle and the operational efficiency of the assets. For the 2026–2027 cycle, the group's transmission companies will receive R$ 1,363 million in Allowed Annual Revenue (RAP).

We continue to execute our investment plan consistently. This quarter, we invested R$ 1.7 billion, an increase of 1.0%, with R$ 1.4 billion directed to Distribution—primarily aimed at customer service works, grid expansion, and modernization—and R$ 281 million to Transmission, a significant growth of 30.5%. In the YTD, we have already invested R$ 4.5 billion, an increase of 3.3%, remaining in line with the schedule of our 2026–2030 Capex plan, which forecasts R$ 6.5 billion for the year 2026.

These investments are supported by funding obtained based on our commitment to cash management and capital structure optimization. We ended 3Q26 with exemplary financial discipline, with a comfortable leverage of 2.46x net debt/EBITDA compared to our financial covenant of 3.75x. We highlight the fundraising of approximately R$ 4.9 billion at an average cost below the CDI, enabled by a significant share of intercompany loan operations with our controlling shareholder, State Grid, structured at highly competitive rates compared to local issuances in the capital markets, significantly optimizing our average cost of capital, which reinforces our controlling shareholder's strategic commitment to the Group and ensures robust liquidity to support our growth cycle.

I would like to conclude this message by highlighting the international OLACDE Energy Excellence Award, which recognized the CPFL in Hospitals (CPFL nos Hospitais) and Home ICU (UTI Domiciliar) programs in the Energy Efficiency category. Since 2019, CPFL in Hospitals has already benefited 639 hospitals, with R$ 376.6 million invested, reinforcing the positive impact we generate in the communities where we operate.

I would like to thank all our employees for their commitment and dedication, and our shareholders, customers, partners, and other stakeholders for their trust. We remain steadfast in our focus on investments, operational efficiency, and financial discipline. And together we remain steadfast in building the future of CPFL Energia.

Gustavo Estrella

CEO of CPFL Energia

Key Indicators

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Demand in the Concession Area | GWh	17,317	16,881	435	2.6%	17,416	16,779	637	3.8%
Consumed Energy in the Concession Area | GWh	19,194	18,519	675	3.6%	59,242	57,943	1,299	2.2%
Captive Market	*8,519*	*8,605*	*(86)*	*-1.0%*	*27,151*	*28,056*	*(905)*	*-3.2%*
Free Client	*9,261*	*8,726*	*535*	*6.1%*	*27,572*	*26,166*	*1,406*	*5.4%*
DG Compensation	*1,414*	*1,188*	*225*	*19.0%*	*4,519*	*3,721*	*798*	*21.4%*
Gross Operating Revenue	16,262	16,834	(573)	-3.4%	49,501	47,346	2,155	4.6%
Net Operating Revenue	10,868	11,329	(462)	-4.1%	33,317	32,533	783	2.4%
EBITDA[1]	**3,066**	**3,165**	**(98)**	**-3.1%**	**10,483**	**10,044**	**439**	**4.4%**
Distribution	*1,704*	*1,839*	*(135)*	*-7.3%*	*6,537*	*6,497*	*40*	*0.6%*
Generation & Energy Management	*999*	*998*	*1*	*0.1%*	*2,688*	*2,571*	*116*	*4.5%*
Transmission	*291*	*248*	*43*	*17.4%*	*1,025*	*779*	*246*	*31.6%*
Services & Others	*72*	*79*	*(7)*	*-9.2%*	*233*	*197*	*36*	*18.3%*
Net Income	**1,289**	**1,376**	**(88)**	**-6.4%**	**4,636**	**4,178**	**459**	**11.0%**
Distribution	*594*	*795*	*(201)*	*-25.3%*	*2,761*	*2,736*	*26*	*0.9%*
Generation & Energy Management	*580*	*506*	*75*	*14.8%*	*1,346*	*1,175*	*171*	*14.6%*
Transmission	*107*	*69*	*38*	*55.1%*	*432*	*288*	*144*	*50.0%*
Services & Others	*8*	*7*	*0*	*6.3%*	*96*	*(21)*	*118*	*-*
Net Debt[2]	**33,553**	**28,685**	**4,867**	**17.0%**	**33,553**	**28,685**	**4,867**	**17.0%**
Net Debt / EBITDA[2]	2.46	2.19	-	12.4%	2.46	2.19	-	12.4%
Investments[3]	1,749	1,733	17	1.0%	4,538	4,393	145	3.3%
Stock Performance	**45.51**	**39.40**	**6.11**	**15.5%**	**45.51**	**39.40**	**6.11**	**15.5%**
Daily Average Volume	**69**	**51**	**18**	**34.6%**	**87**	**61**	**26**	**42.5%**

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

The data disclosed in this release, as well as further details, are available in Excel, in CPFL Energia's **Historical Information Base,** available in the IR website. **To access, click here**.

In case of doubts, Talk to IR.

Highlights

EBITDA

R$ 3,066

million (-3.1% vs. 3Q25)

Net Income

R$ 1,289

million (-6.4% vs. 3Q25)

Net Debt

R$ 33.6

billion and **leverage** of **2.46x** (Net Debt/ EBITDA[1])

CAPEX

R$ 1,749

million (+1.0% vs. 3Q25)

Energy Consumption[2]

+3.6% vs. 3Q25

Data Center Consumption

+41.7% vs. 3Q25

Valor 1000 CPFL was recognized as the **Best in Eletric Utilities Sector** for the **sixth time**

Prêmio ABRADEE

CPFL distribution companies were recognized in **ESG, Operational Management, Health and Safety** and **South Region**

International Prize - OLACDE **CPFL** was recognized for its programs **CPFL nos Hospitais** and **UTI Domiciliar**

1) In the financial covenants criteria; 2) Considering billed energy + DG compensation; 3) Considering Adjustment Portion (PA).

Contents

1) CPFL ENERGIA ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE 6
1.1) Economic-Financial Performance 6
1.2) Indebtedness 11
1.2.1) Financial Debt in IFRS Criteria 11
1.2.2) Debt in Financial Covenants Criteria 12
1.3) Investments 13
1.3.1) Actual Investments by Segment 13
1.3.2) Investment Forecast 13

2) SUSTAINABILITY AND ESG INDICATORS 14
2.1) 2030 ESG Plan 14
2.2) Key ESG Indicators aligned to the Plan 15

3) PERFORMANCE OF BUSINESS SEGMENTS 17

3.1) DISTRIBUTION SEGMENT 17
3.1.1) Operational Performance 17
3.1.1.1) Demand[1] | Concession Area 17
3.1.1.2) Billed Energy and DG Compensation | Concession Area 17
3.1.1.3) Delinquency 18
3.1.1.4) Losses 18
3.1.1.5) SAIDI and SAIFI 19
3.1.2) Tariff Events 20
3.1.3) Economic-Financial Performance 20

3.2) GENERATION & ENERGY MANAGEMENT SEGMENT 27
3.2.1) Operational Performance 27
3.2.2) Economic-Financial Performance 27

3.3) TRANSMISSION SEGMENT 31
3.3.1) Portfolio 31
3.3.2) Operational Performance 31
3.3.3) Regulatory Themes 32
3.3.4) Economic-Financial Performance | Regulatory 33
3.3.5) Economic-Financial Performance | IFRS 36

3.4) SERVICES SEGMENT 37
3.4.1) Economic-Financial Performance 37

4) ATTACHMENTS 38

1.1) Economic-Financial Performance

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Gross Operating Revenue	16,262	16,834	(573)	-3.4%	49,501	47,346	2,155	4.6%
Net Operating Revenue	10,868	11,329	(462)	-4.1%	33,317	32,533	783	2.4%
Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)	**9,193**	**9,655**	**(462)**	**-4.8%**	**28,858**	**28,284**	**574**	**2.0%**
Cost of Electric Power	(4,963)	(5,392)	429	-8.0%	(15,039)	(14,977)	(62)	0.4%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(1,370)	(1,298)	(72)	5.6%	(3,846)	(3,788)	(58)	1.5%
Costs of Building the Infrastructure	(1,567)	(1,551)	(16)	1.0%	(4,186)	(3,936)	(250)	6.4%
Equity Income	99	77	22	27.9%	237	211	26	12.4%
EBITDA[1]	**3,066**	**3,165**	**(98)**	**-3.1%**	**10,483**	**10,044**	**439**	**4.4%**
Depreciation and Amortization	(629)	(600)	(29)	4.9%	(1,884)	(1,793)	(91)	5.1%
Financial Income (Expense)	(720)	(738)	18	-2.4%	(2,436)	(2,274)	(162)	7.1%
Financial Revenues	*661*	*515*	*146*	28.4%	1,757	*1,365*	*392*	*28.7%*
Financial Expenses	*(1,382)*	*(1,253)*	*(128)*	10.2%	(4,193)	*(3,639)*	*(554)*	*15.2%*
Income Before Taxes	1,717	1,827	(110)	-6.0%	6,163	5,978	185	3.1%
Income Tax / Social Contribution	(428)	(450)	22	-4.9%	(1,527)	(1,800)	274	-15.2%
Net Income	**1,289**	**1,376**	**(88)**	**-6.4%**	**4,636**	**4,178**	**459**	**11.0%**

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

Non-cash effects, extraordinary items and others

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

EBITDA effects | R$ million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Distribuition	**(189)**	**(46)**	**(143)**		**454**	**678**	**(224)**	**-**
Adjustments in the concession financial assets (VNR)	(31)	83	(114)	-	814	994	(179)	-18.0%
Legal and judicial expenses	(114)	(75)	(40)	53.4%	(225)	(171)	(55)	32.2%
Assets write-off	(44)	(55)	11	-20.3%	(135)	(145)	11	-7.3%
Generation and Energy Management	**100**	**64**	**36**		**305**	**99**	**206**	
Equity Income	98	78	21	27.0%	235	208	26	12.7%
Legal and judicial expenses	4	(14)	18	-	39	(15)	54	-
Assets write-off	(3)	(0)	(3)	3300.8%	(2)	(2)	(0)	20.1%
Insurance Reimbursement – Ceran (2024 Floods)*	**-**	**-**	**-**	**-**	**34**	**-**	**34**	**-**
Epasa Sale Impact*	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(92)**	**92**	**-**
Transmission	**22**	**38**	**(15)**		**284**	**155**	**129**	
Equity Income	0	(0)	1	-	3	3	(0)	-7.4%
Legal and judicial expenses	(19)	(12)	(7)	63.4%	(36)	(27)	(9)	32.9%
Assets write-off	1	(0)	1	-	4	7	(4)	-50.1%
Difference IFRS (-) Regulatory	11	50	(39)	-78.9%	283	171	112	65.5%
RAP 2026/2027 - Retroactive O&M	**30**	**-**	**30**	**-**	**30**	**-**	**30**	**-**
Others	**(4)**	**1**	**(5)**		**(10)**	**(7)**	**(3)**	
Legal and judicial expenses	(4)	(2)	(2)	86.4%	(10)	(10)	0	-2.7%
Assets write-off	(0)	3	(3)	-	0	3	(3)	-96.7%

Extraordinary items explanation

- RAP 2026/2027 – Retroactive O&M: There was a retroactive recognition of O&M in the Adjustment Portion of the RAP review for the 2026/2027 cycle, in the amount of R$ 30 million, related to investments made between 2009 and 2017;

For the YTD result:

- Ceran Insurance Reimbursement – 2024 Floods in Rio Grande do Sul: In June 2026, the Company received the reimbursement related to the replacement of the stator bar

at the Monte Claro power plant, which was damaged during the floods in the state of Rio Grande do Sul in 2024, in the amount of R$ 34 million;

- Impact of the sale of the stake in Epasa (Termonordeste and Termoparaíba TPPs) in 2Q25: On June 10, 2025, the sale of CPFL Geração's equity interest in Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA ("EPASA") was completed. The sale had a negative impact on assets write-off, mainly related to the benefit from the Superintendence for the Development of the Northeast ("SUDENE") (non-cash) (-R$ 153 million), partially offset by the positive impact of the sale of the stake (+R$ 60 million).

Other relevant numbers for result analysis

EBITDA effects| Transmission Segment	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
EBITDA IFRS	291	248	43	17.4%	1,025	779	246	31.6%
EBITDA Regulatory	280	198	82	41.7%	742	608	134	22.1%
Difference IFRS (-) Regulatory	**11**	**50**			**283**	**171**		

Financial results effect | R$ million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Late payment interest and fines	114	119	(5)	-3.9%	381	361	20	5.7%
Debt Mark-to-market (MTM)	(3)	14	(17)	-	(30)	123	(153)	-

The variation of IFRS and Regulatory EBITDA in the Transmission segment, in the quarter and in the YTD, was affected by the following extraordinary effects:

- RAP 2026/2027 – Retroactive O&M (IFRS and Regulatory): There was a retroactive recognition of O&M in the Adjustment Portion of the RAP review for the 2026/2027 cycle, in the amount of R$ 30 million, related to investments made between 2009 and 2017;
- RBSE Adjustment – 2Q25 (IFRS only): On June 10, 2025, ANEEL ruled on the reconsideration requests related to the RBSE reprofiling, partially approving the recommendations of Technical Note No. 85/2023. As a result of this decision, CPFL Transmissão recognized a remeasurement adjustment of R$ 150 million. The impact on the regulatory result will be diluted until 2028, starting in July 2025, with the new RAP approved in the Annual Tariff Adjustment.

Regarding the financial result, it is important to highlight the following effect:

- Debt Mark-to-market (MTM): in the quarter and in the YTD, there was a variation resulting from a smaller reduction in the risk spread curve in 2026, while in 2025 there was a positive variation resulting from higher gains related to new fundraisings.

Net Operating Revenue by Segment

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Distribution	8,823	9,249	(426)	-4.6%	27,549	26,835	714	2.7%
Generation and Energy Management	1,709	1,907	(197)	-10.4%	4,940	5,170	(230)	-4.4%
Transmission	699	538	161	29.9%	1,945	1,566	379	24.2%
Services	322	326	(4)	-1.1%	961	934	27	2.9%
Elimination and Others	(686)	(691)	5	-0.7%	(2,078)	(1,971)	(107)	5.4%
Net Operating Revenue	**10,868**	**11,329**	**(462)**	**-4.1%**	**33,317**	**32,533**	**783**	**2.4%**

The performance in the quarter mainly reflects the weaker performance of the Distribution segment, driven by the reduction in Sectoral Financial Assets and Liabilities, partially offset by the higher volume of energy sales.

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

Cost of Electric Energy

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Itaipu	503	544	(40)	-7.4%	1,473	1,645	(172)	-10.5%
PROINFA	92	118	(26)	-21.8%	259	372	(113)	-30.3%
Auction, Bilateral Contracts and Spot Market	3,146	3,876	(730)	-18.8%	10,013	10,365	(352)	-3.4%
PIS and COFINS Tax Credit	(331)	(404)	73	-18.0%	(1,049)	(1,084)	35	-3.3%
Cost of Electric Power Purchased for Resale	**3,410**	**4,134**	**(724)**	**-17.5%**	**10,696**	**11,298**	**(602)**	**-5.3%**
National Grid Charges	1,228	1,024	205	20.0%	3,511	3,048	463	15.2%
Itaipu Transmission Charges	105	95	10	10.2%	284	245	40	16.2%
Connection Charges	32	29	3	9.8%	97	84	12	14.6%
Charges for the Use of the Distribution System	13	11	2	15.5%	36	32	3	10.7%
ESS / EER	330	226	105	46.3%	853	640	213	33.3%
PIS and COFINS Tax Credit	(156)	(127)	(29)	23.1%	(437)	(371)	(67)	18.1%
Charges	**1,553**	**1,258**	**294**	**23.4%**	**4,343**	**3,679**	**664**	**18.1%**
Cost of Electric Energy	**4,963**	**5,392**	**(429)**	**-8.0%**	**15,039**	**14,977**	**62**	**0.4%**

The reduction in **Costs with Energy Purchased for Resale** in the quarter and in the YTD is mainly due to the lower volume of energy purchased through **Auction, Bilateral Contracts and Spot Market**. In addition, in **Itaipu**, the decrease resulted from lower price and volume; and in **Proinfa**, it resulted from lower price and lower volume of energy purchased.

Costs with **National Grid Charges** increased in the quarter and in the YTD, due to higher contracted amounts in 2026 and the adjustment of the tariffs for the use of the transmission system applied as of July 2026, as established by ANEEL Resolution No. 2,268/2026.

Additionally, the increase in costs with **sector charges (ESS/EER)** in the quarter and in the YTD resulted from the increase in **EER - Reserve Energy Charges**, mainly due to **ERCAP (Capacity Reserve Charge)**, as a result of the early supply from the power plants that won the 1st Reserve Capacity Auction (LRC). This effect was partially offset by the reduction in costs associated with the financial settlement of the power plants contracted to supply reserve energy.

ESS – System Service Charges also increased in the quarter and in the YTD, mainly reflecting lower retroactive relief in 2026 compared to the relief recorded in 2025, associated with the price difference between the submarkets of the National Interconnected System (SIN).

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

PMSO

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Personnel	622	584	38	6.6%	1,818	1,710	108	6.3%
Material	121	125	(4)	-3.3%	373	376	(3)	-0.8%
Outsourced Services	292	268	25	9.3%	836	784	52	6.6%
Other Operating Costs/Expenses	332	313	19	6.1%	811	892	(81)	-9.1%
ADA	*112*	*89*	*24*	*26.8%*	*306*	*265*	*41*	*15.4%*
Assets Write-Off	*46*	*52*	*(6)*	*-12.0%*	*134*	*137*	*(3)*	*-2.6%*
Legal and judicial expenses	*134*	*102*	*31*	*30.5%*	*232*	*222*	*10*	*4.5%*
Others	*40*	*70*	*(30)*	*-42.6%*	*173*	*175*	*(2)*	*-1.1%*
*Epasa Sale Impact**	-	-	-	-	-	*92*	*(92)*	-
*Insurance Reimbursement – Ceran (2024 Flood)**	-	-	-	-	*(34)*	-	*(34)*	-
PMSO	**1,367**	**1,289**	**78**	**6.1%**	**3,838**	**3,762**	**76**	**2.0%**

* Extraordinary.

The variation in PMSO in the YTD was impacted by Ceran's insurance reimbursement of R$ 34 million in 2026 and by the full effect of the sale of the stake in Epasa in 2025, which generated a negative effect of R$ 92 million (for further details, see the explanation at the beginning of the chapter). Excluding these extraordinary items, PMSO would have increased by 5.5% (R$ 203 million) in the YTD.

The variation in PMSO expenses is explained by the following factors:

- **Personnel (increases of R$ 38 million in the quarter and of R$ 108 million in the YTD):** the growth mainly reflects the salary adjustments resulting from collective bargaining agreements and the headcount growth of 2.2% in the quarter and 2.1% in the YTD in the Distribution segment, which accounts for more than 60% of the group's total employees;
- **MSO linked to inflation (reduction of R$ 24 million in the quarter and increase of R$ 8 million in the YTD):** the reduction in the quarter is due to lower expenses with other services, leases and rentals, and fleet maintenance. In the YTD, the increase is due to higher expenses with machinery and equipment, mainly in the Generation & Energy Management segment;
- **MSO not linked to inflation (increases of R$ 63 million in the quarter and of R$ 86 million in the YTD):** increases, in the quarter and in the YTD, in the allowance for doubtful accounts (ADA) and in legal and judicial expenses, in addition to higher hardware and software expenses, due to greater demand for and support of projects and the need for new licenses.

Other operating costs and expenses

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Costs of Building the Infrastructure	1,567	1,551	16	1.0%	4,186	3,936	250	6.4%
Private Pension Fund	3	9	(6)	-69.6%	8	26	(18)	-70.0%
Depreciation and Amortization	629	600	29	4.9%	1,884	1,793	91	5.1%
Other operating costs and expenses	**2,199**	**2,160**	**39**	**1.8%**	**6,078**	**5,755**	**323**	**5.6%**

EBITDA

The **EBITDA** performance in the quarter was mainly explained by the weaker performance of the Distribution segment, due to the lower update of the concession's financial asset, as a result of its reclassification to intangible assets after the renewal of the concessions of the group's three largest distribution companies, partially offset by the higher volume of energy sales.

In the YTD, the positive effects from higher sales volume and inflation adjustments in Parcel B of the distribution companies were partially offset by the impact of *curtailment* in the Generation &

Energy Management segment, the lower update of the distribution companies' concession financial asset and the lower remuneration of transmission assets. In addition, the 2025 comparison basis was affected by negative extraordinary effects from the sale of the stake in Epasa and the RBSE adjustment in the Transmission segment (non-cash effect, IFRS only).

EBITDA is calculated according to CVM Resolution No. 156/2022, as shown in the table below:

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Net Income	**1,289**	**1,376**	**(88)**	**-6.4%**	**4,636**	**4,178**	**459**	**11.0%**
Depreciation and Amortization	629	600	29	4.9%	1,884	1,793	91	5.1%
Financial Result	720	738	(18)	-2.4%	2,436	2,274	162	7.1%
Income Tax / Social Contribution	428	450	(22)	-4.9%	1,527	1,800	(274)	-15.2%
EBITDA	**3,066**	**3,165**	**(98)**	**-3.1%**	**10,483**	**10,044**	**439**	**4.4%**

Financial Result

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Revenues	661	515	146	28.4%	1,757	1,365	392	28.7%
Expenses	(1,382)	(1,253)	(128)	10.2%	(4,193)	(3,639)	(554)	15.2%
Financial Result	**(720)**	**(738)**	**18**	**-2.4%**	**(2,436)**	**(2,274)**	**(162)**	**7.1%**

Managerial Analysis

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Expenses with the net debt	(960)	(924)	(36)	3.9%	(3,036)	(2,719)	(317)	11.6%
Late payment interest and fines	114	119	(5)	-3.9%	381	361	20	5.7%
Mark-to-market	(3)	14	(17)	-	(30)	123	(153)	-
Adjustment to the sectorial financial asset/liability	113	64	49	76.6%	278	81	197	244.0%
Others financial revenues/expenses	15	(11)	26	-	(29)	(119)	90	-75.8%
Financial Result	**(720)**	**(738)**	**18**	**-2.4%**	**(2,436)**	**(2,274)**	**(162)**	**7.1%**

Net financial expenses decreased in the quarter due to gains related to the UBP prepayment of Ceran and Enercan and the positive effect of the **adjustment to sectoral financial assets and liabilities**. These effects were partially offset by higher **expenses with the net debt**, due to the increase in indebtedness, partially mitigated by the reduction in the indexes (IPCA and CDI). The variation in revenue related to the **Mark-to-market** of debt is explained by the change in the behavior of the risk *spread* curve practiced by the market, in addition to the gain effect related to fundraisings in 3Q25.

In the YTD, **net financial expenses** increased due to higher **expenses with the net debt**, resulting from the increase in indebtedness, partially mitigated by the reduction in the index (IPCA). The variation in revenue related to the **Mark-to-market** of debt is explained by the change in the behavior of the risk *spread* curve practiced by the market, in addition to the gain effect related to fundraisings in 2025. These increases were partially offset by the positive effect of the **adjustment to sectoral financial assets and liabilities** and by the gains related to the UBP prepayment, as mentioned for the quarter.

Net Income

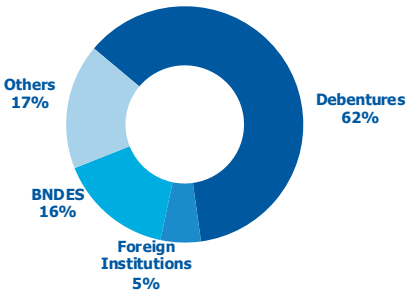
The reduction in **Net Income** in the quarter mainly reflects the weaker EBITDA performance. In the YTD, the increase in **Net Income** reflects the better EBITDA performance and a lower effective tax rate (24.8% vs. 30.1%), due to the deductibility of tax credit pass-throughs to consumers, partially offset by higher net financial expenses.

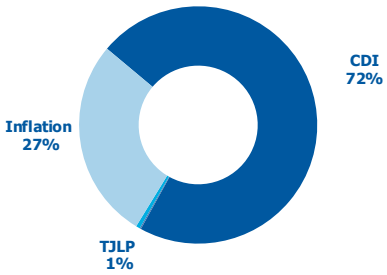
1.2) Indebtedness

1.2.1) Financial Debt in IFRS Criteria

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %
Financial Debt (including hedge)	37,940	34,375	(3,565)	10.4%
Available Funds	(4,535)	(5,891)	(1,355)	-23.0%
Net Debt	**33,405**	**28,484**	**4,921**	**17.3%**
Debt Cost	11.6%	14.2%	-	-18.5%

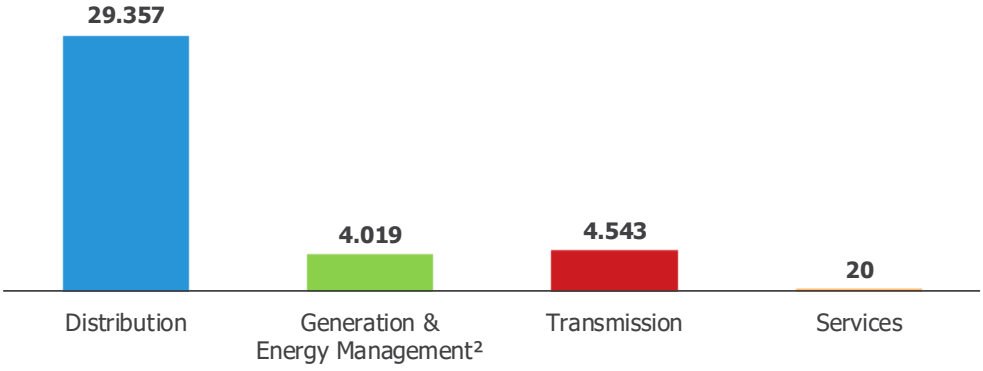
Breakdown by Profile and Indexation | After Hedge





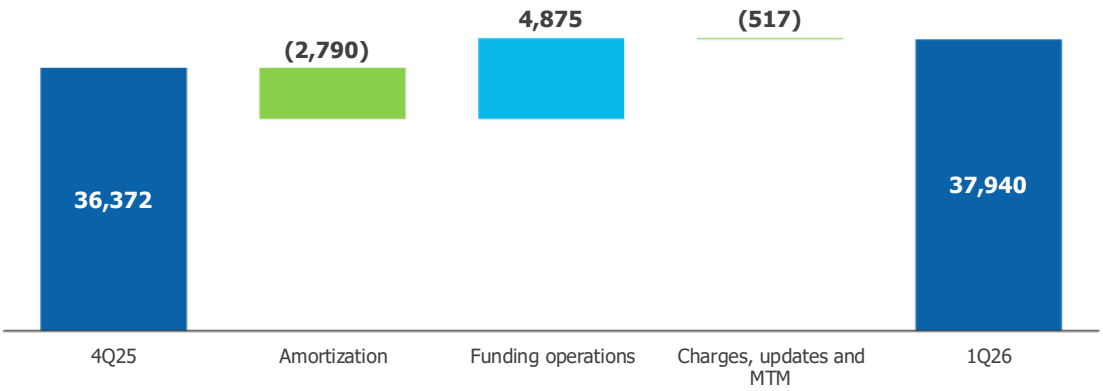
To mitigate any exposure to market fluctuations, around R$ 8.5 billion in debt is protected by **hedge** operations, in order to protect the exchange rate and the rate linked to the contract. **Swap** operations were contracted for foreign currency debts (22.16% of total IFRS debt).

Debt by Segment[1] – IFRS | R$ million

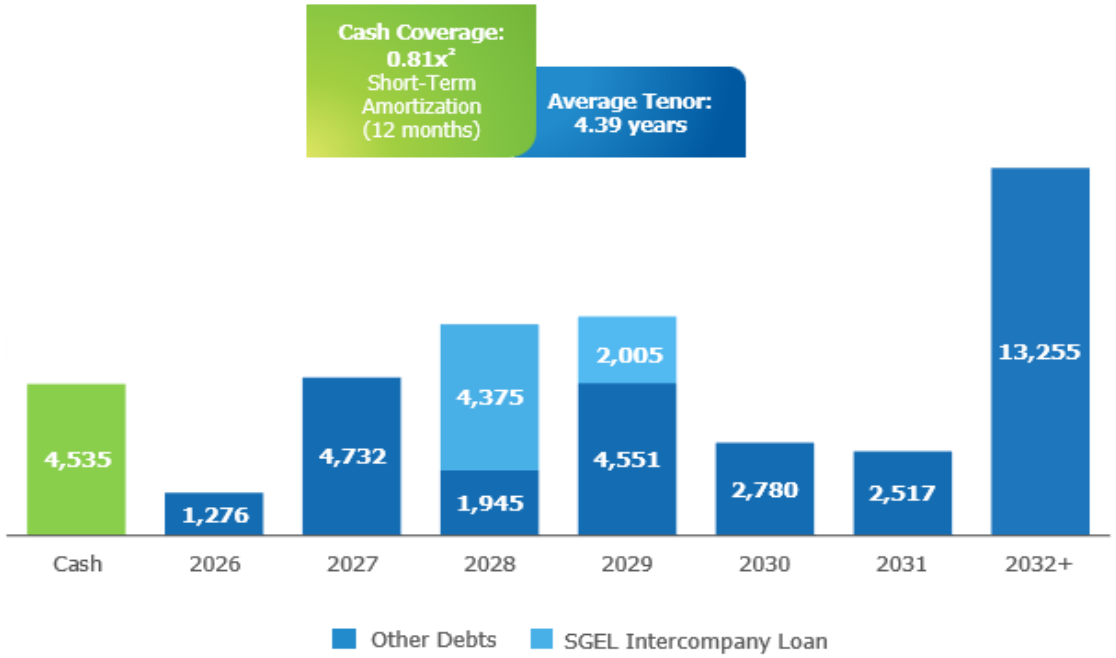


Notes:
(1) Considering the debt's notional, interests, derivatives and intercompany loans with SGEL;
(2) The Generation & Energy Management segment considers CPFL Brasil, CPFL Renováveis, Ceran and Enercan.

Evolution of the Debt Balance – IFRS | 3Q26



Debt Amortization Schedule[1] – IFRS | September 2026



Notes:
(1) Considering only the notional value, debt hedge and intercompany loans. In order to reach total financial debt, charges, the mark-to-market (MTM) effect and funding costs should be included;
(2) Considering the amount of R$ 2,517 million of Marketable Securities, according to covenants criteria.

1.2.2) Debt in Financial Covenants Criteria

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %
Financial Debt (including hedge)[1]	38,073	34,588	3,485	10.1%
(-) Available Funds[2]	(4,521)	(5,903)	1,382	-23.4%
(=) Net Debt	**33,553**	**28,685**	**4,867**	**17.0%**
EBITDA Proforma[3]	13,663	13,128	535	4.1%
Net Debt / EBITDA	**2.46**	**2.19**	**-**	**12.4%**

Notes:
(1) Considers the proportional consolidation of the assets of Generation & Energy Management and Transmission, in addition to the loan with SGEL;
(2) Includes Marketable Securities;
(3) Proforma EBITDA in the financial covenants criteria, adjusted according to CPFL Energia's stake in each of its subsidiaries.

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

1.3) Investments

1.3.1) Actual Investments by Segment

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Distribution	1,382	1,416	(34)	-2.4%	3,687	3,629	58	1.6%
Generation & Energy Management	65	73	(9)	-11.9%	176	170	6	3.8%
Transmission[1]	281	215	66	30.5%	626	557	69	12.5%
Services and Others[2]	22	28	(6)	-22.5%	48	37	11	29.0%
Actual Investments	**1,749**	**1,733**	**17**	**1.0%**	**4,538**	**4,393**	**145**	**3.3%**

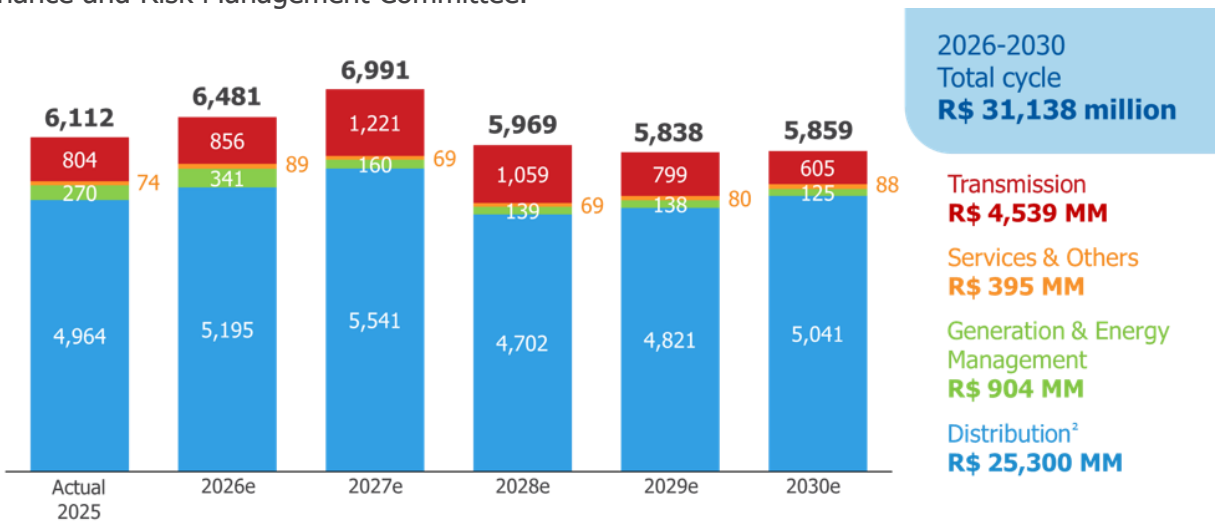
Notes:
(1) Transmission assets do not have fixed assets; therefore, additions to contractual assets are considered;
(2) Others: basically refers to assets and transactions that are not related to any of the identified segments.

The increase observed between the periods is related to:

- in the Distribution segment, higher investments in expansion, modernization and maintenance of the grid;
- in the Generation & Energy Management segment, the focus is on maintenance of power plants and wind farms;
- in the Transmission segment, investments are focused on improvements and expansion;
- in the Services & Others segment, investment expansion is focused on Infrastructure, Fleet and IT.

1.3.2) Investment Forecast

The Board of Directors of CPFL Energia approved the proposal from the Board of Executive Officers for the Company's 2026-2030[1] Multiannual Projections, which was previously discussed with the Finance and Risk Management Committee.



Notes:
(1) Constant currency;
(2) Disregarding investments in Special Obligations in the Distribution segment, among other items financed by consumers.

2.1) 2030 ESG Plan

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

To this end, we have identified three pillars that support the way we conduct our business and execute our strategy: Low-carbon business and energy security, Smart & sustainable operations and Shared value with society, alongside a cross-cutting Corporate Governance component, ensuring transparency and integrity.



Within the pillars, we have assumed 18 commitments guided by the United Nations' Sustainable Development Goals (SDGs).



The 2030 ESG Plan and additional information about the Company's commitments are available on the Company's IR website.

2.2) Key ESG Indicators aligned to the Plan

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

Low-carbon business & energy security

Theme	Indicator	Unit	3Q26	3Q25	Δ %	9M26	9M25	Δ %
Renewable Energy	Total energy generated by renewable sources	GWh	4,205	4,195	0.2%	9,363	9,281	0.9%
	↳ HPPs (hydro)	GWh	2,823	2,651	6.5%	5,816	5,316	9.4%
	↳ SHPPs and CGHs	GWh	466	331	40.7%	1,339	1,193	12.2%
	↳ Solar	GWh	0.2	0.1	226.9%	0.4	0.4	-0.4%
	↳ Wind	GWh	783	1,027	-23.8%	1,947	2,437	-20.1%
	↳ Biomass	GWh	132	185	-28.6%	261	334	-21.7%
Inovation	Innovation Investment (Aneel R&D) in the period	R$ MM	11.7	11.8	-1.4%	37.8	33.6	12.3%

Smart & Sustainable Operations

Theme	Indicator	Unit	3Q26	3Q25	Δ %	9M26	9M25	Δ %
Circular Economy	Refurbished transformers	unit	1,901	2,289	-17.0%	5,460	6,855	-20.4%
Fleet electrification	% of electric heavy vehicles	%	10.9%	9.0%	20.4%	10.9%	9.0%	20.4%
Sustainable Purchases	Critical suppliers evaluated in sustainability criteria	%	67.0%	99.0%	-32.3%	67.0%	99.0%	-32.3%
Smart Grid	Installed automatic reclosers	unit	22,882	21,089	8.5%	22,882	21,089	8.5%

Value Shared with Society

Theme	Indicator	Unit	3Q26	3Q25	Δ %	9M26	9M25	Δ %
Community	Energy efficiency investments in public hospitals (CPFL and RGE in Hospitals)	R$ MM	8.6	9.8	-12.7%	30.9	36.4	-15.1%
	Investment in socio-environmental projects in communities (Instituto CPFL, Energy Efficiency Program for Low Income and Environment)	R$ MM	42.4	12.0	251.9%	68.6	35.5	93.3%
	People benefiting from CPFL Institute social programs in the period	thousand	177.1	456.5	-61.2%	528.1	929.1	-43.2%
Diversity[1]	PoC in the company	%	36.2%	35.4%	2.2%	36.2%	35.4%	2.2%
	Women in the company	%	21.0%	20.9%	0.4%	39.3%	39.4%	-0.2%
	PwD in the company	%	4.8%	4.6%	5.0%	4.8%	4.6%	5.0%
	Minority Groups in leadership positions[2]	%	39.3%	39.4%	-0.2%	39.3%	39.4%	-0.2%
Health and Safety	Accident frequency rate | Own employees	# injured * 1MM / hours worked[2]	1.2	0.5	135.3%	1.4	0.5	167.1%
	Fatal accidents with the population	unit	2.0	1.0	100.0%	8.0	14.0	-42.9%
Transparency	Women in the Board of Directors	unit	2.0	2.0	0.0%	2.0	2.0	0.0%

(1) In 2024, we updated our commitments and replaced the "Women in leadrship positions" indicator by "Minority Groups in leadership positions"
(2) hours worked with risk exposure

3.1) DISTRIBUTION SEGMENT

3.1.1) Operational Performance

3.1.1.1) Demand[1] | Concession Area

MW	3Q26	3Q25	Δ MW	Δ %	Breakd.	9M26	9M25	Δ MW	Δ %	Breakd.
Industrial	7,074	6,926	148	2.1%	40.8%	7,018	6,871	147	2.1%	40.3%
Commercial	3,183	2,954	229	7.8%	18.4%	3,170	2,918	252	8.6%	18.2%
Others	1,983	1,909	73	3.8%	11.4%	2,107	1,995	112	5.6%	12.1%
G Use / MMDG	5,077	5,092	(15)	-0.3%	29.3%	5,120	4,995	126	2.5%	29.4%
Total Demand	**17,317**	**16,881**	**435**	**2.6%**	**100.0%**	**17,416**	**16,779**	**637**	**3.8%**	**100.0%**

Note: (1) Monthly average of off-peak demand billed in the period.

3.1.1.2) Billed Energy and DG Compensation | Concession Area

GWh	3Q26	3Q25	Δ GWh	Δ %	Breakd.	9M26	9M25	Δ GWh	Δ %	Breakd.
Residential	6,179	6,023	156	2.6%	32.2%	19,644	19,250	394	2.0%	33.2%
Industrial	6,934	6,828	106	1.6%	36.1%	20,205	20,143	62	0.3%	34.1%
Commercial	3,570	3,124	446	14.3%	18.6%	11,293	10,363	930	9.0%	19.1%
Rural	680	722	(41)	-5.7%	3.5%	2,464	2,481	(18)	-0.7%	4.2%
Others	1,831	1,823	8	0.4%	9.5%	5,637	5,706	(69)	-1.2%	9.5%
Consumed Energy	**19,194**	**18,519**	**675**	**3.6%**	**100.0%**	**59,242**	**57,943**	**1,299**	**2.2%**	**100.0%**
Captive										
Residential	*5,469*	*5,402*	*67*	*1.2%*	*64.2%*	*17,325*	*17,313*	*12*	*0.1%*	*63.8%*
Industrial	*378*	*403*	*(25)*	*-6.2%*	*4.4%*	*1,077*	*1,284*	*(207)*	*-16.1%*	*4.0%*
Commercial	*1,252*	*1,193*	*59*	*4.9%*	*14.7%*	*3,964*	*4,102*	*(137)*	*-3.3%*	*14.6%*
Rural	*448*	*508*	*(60)*	*-11.7%*	*5.3%*	*1,721*	*1,833*	*(111)*	*-6.1%*	*6.3%*
Others	*973*	*1,099*	*(127)*	*-11.5%*	*11.4%*	*3,063*	*3,525*	*(461)*	*-13.1%*	*11.3%*
Total Captive	***8,519***	***8,605***	***(86)***	***-1.0%***	***100.0%***	***27,151***	***28,056***	***(905)***	***-3.2%***	***100.0%***
Free Client										
Residential	*7*	*5*	*2*	*37.0%*	*0.1%*	*20*	*11*	*9*	*87.0%*	*0.1%*
Industrial	*6,476*	*6,359*	*116*	*1.8%*	*69.9%*	*18,877*	*18,651*	*226*	*1.2%*	*68.5%*
Commercial	*1,840*	*1,564*	*277*	*17.7%*	*19.9%*	*5,847*	*5,097*	*751*	*14.7%*	*21.2%*
Rural	*110*	*99*	*12*	*12.0%*	*1.2%*	*338*	*292*	*47*	*16.1%*	*1.2%*
Others	*828*	*699*	*129*	*18.4%*	*8.9%*	*2,490*	*2,116*	*373*	*17.6%*	*9.0%*
Total Free Client	***9,261***	***8,726***	***535***	***6.1%***	***100.0%***	***27,572***	***26,166***	***1,406***	***5.4%***	***100.0%***
DG Compensation										
Residential	*704*	*616*	*87*	*14.2%*	*49.8%*	*2,300*	*1,926*	*373*	*19.4%*	*8.5%*
Industrial	*81*	*66*	*15*	*22.7%*	*5.7%*	*251*	*208*	*43*	*20.5%*	*0.9%*
Commercial	*477*	*367*	*110*	*30.1%*	*33.8%*	*1,481*	*1,165*	*316*	*27.1%*	*5.5%*
Rural	*122*	*115*	*7*	*5.7%*	*8.6%*	*404*	*357*	*47*	*13.1%*	*1.5%*
Others	*30*	*24*	*6*	*25.9%*	*2.1%*	*84*	*65*	*19*	*29.7%*	*0.3%*
Total DG	***1,414***	***1,188***	***225***	***19.0%***	***100.0%***	***4,519***	***3,721***	***798***	***21.4%***	***16.6%***

In energy consumption, we highlight in the quarter:

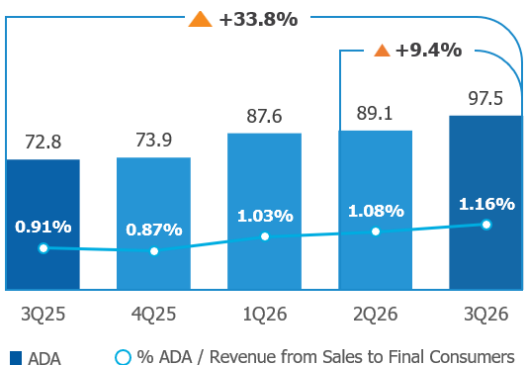
- **Residential Segment:** increase of 2.6%, mainly due to temperature and macroeconomic effects;
- **Industrial Segment:** increase of 1.6%, due to macroeconomic effects;
- **Commercial Segment:** increase of 14.3%, driven by data center consumption, macroeconomic effects and temperature;
- **Rural Segment:** reduction of 5.7%, due to rainfall and macroeconomic effects;
- **Other Segments:** increase of 0.4%, mainly due to temperature and macroeconomic effects.

Highlights in the YTD:

- **Residential Segment:** increase of 2.0%, mainly due to temperature and macroeconomic effects;
- **Industrial Segment:** increase of 0.3%, due to macroeconomic effects;
- **Commercial Segment:** increase of 9.0%, mainly driven by data center consumption, macroeconomic effects and temperature;
- **Rural Segment:** reduction of 0.7%, driven by DG self-consumption and rainfall;
- **Other Segments:** reduction of 1.2%, due to the increase in public lighting energy efficiency.

3.1.1.3) Delinquency

The Allowance for Doubtful Accounts (ADA) showed an increase of R$ 24.6 million compared to 3Q25 and an increase of R$ 8.3 million compared to 2Q26. The ADA/Gross Revenue from Energy Supply index was 1.16% in the quarter.



ADA performance in the quarter mainly reflects the higher level of indebtedness among Brazilian families and the lower number of power cuts performed, due to the prioritization of emergency services and commercial activities, as well as the SAP system transition, which had an impact in July.

These same effects impacted the YTD result, in which ADA recorded an increase of R$ 62.0 million. As a result, the indicator ended the period at 1.09%.

CPFL continues to improve its delinquency management models, with a focus on optimizing and automating collection processes and power cut actions. This dynamic approach enables the Company to adapt to changes in customer behavior, consistently pursuing more effective and innovative solutions.

3.1.1.4) Losses

Losses | New Methodology (PC 09)

12 Months Accumulated	Sep-25	Dec-25	Mar-26	Jun-26	Sep-26	ANEEL[1]
CPFL Energia	9.43%	9.74%	9.55%	9.65%	9.79%	**8.40%**
CPFL Paulista	9.48%	9.76%	9.65%	9.91%	9.94%	**8.45%**
CPFL Piratininga	8.06%	8.52%	8.48%	8.44%	8.77%	**6.73%**
CPFL RGE [2]	10.56%	10.82%	10.40%	10.40%	10.60%	**9.46%**
CPFL Santa Cruz	8.27%	8.45%	8.08%	7.99%	7.97%	**8.99%**

Notes:
(1) ANEEL limit referring to 09/30/2026;
(2) For CPFL RGE, high-voltage clients (A1) are excluded from the calculation.

The main achievements in losses reduction were:

(i) Maintenance of electrical borders and internal substations;

(ii) Mapping of energy losses through microbalances, with the installation of 1,066 meters

on transformers;

(iii) Shielding of 6.3 thousand Group B customers with armored enclosures, and 203 Group A customers with Metering Assemblies (migration from internal cabin to external metering installed on CPFL's utility poles);

(iv) 61.6 thousand inspections performed in consumer units, with a 20.3% success rate in identifying losses;

(v) 5.0 thousand fraud cases identified, with the regularization of all customers;

(vi) Billing of 8.8 GWh of energy recovered through inspections. In addition to the recovery related to the period prior to regularization, the regularization of customers resulted in a market increase of 94.5 GWh;

(vii) Replacement of more than 4.7 thousand obsolete/defective meters with new electronic equipment;

(viii) Visits to 18.5 thousand consumer units inactivated for cutting in cases of self-reconnection;

(ix) Regularization of 74.5 thousand consumer units, with increased consumption and without a contract;

(x) Regularization of 588 clandestine consumer units, most of which required CPFL Energia grid construction works;

(xi) Investment of R$ 33.0 million in Losses CAPEX in energy and revenue recovery projects;

(xii) Market discipline through the publication of 241 media reports related to CPFL operations to fight fraud and theft.

3.1.1.5) SAIDI and SAIFI

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

In the quarter, CPFL RGE recorded a reduction in its SAIDI and SAIFI indicators, and CPFL Piratininga also achieved a decrease in its SAIFI indicator. The other distribution companies recorded an increase in these indicators.

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

Hours SAIDI	3Q25	3Q26	Δ %	ANEEL[1]
CPFL Energia	5.89	5.82	-1.2%	**n.d**
CPFL Paulista	4.74	4.92	3.8%	**6.10**
CPFL Piratininga	3.92	4.07	3.8%	**5.69**
CPFL RGE	9.17	8.48	-7.5%	**10.22**
CPFL Santa Cruz	4.58	5.06	10.5%	**7.05**

Interruptions SAIFI	3Q25	3Q26	Δ %	ANEEL[1]
CPFL Energia	3.36	3.24	-3.6%	**n.d**
CPFL Paulista	2.88	2.90	0.7%	**4.62**
CPFL Piratininga	2.95	2.66	-9.8%	**4.64**
CPFL RGE	4.49	4.23	-5.8%	**6.88**
CPFL Santa Cruz	2.77	2.82	1.8%	**5.68**

Note: (1) ANEEL limit regarding 09/30/2026.

3.1.2) Tariff Events

	ATAs[1]			PTRs[1]
Description	**CPFL Piratininga**	**CPFL Paulista[2]**	**CPFL RGE**	**CPFL Santa Cruz[3]**
Ratifying Resolution	**3,612**	**3,579**	**3,590**	**3,580**
Adjustment	**4.98%**	**3.14%**	**11.17%**	**13.84%**
Parcel A	*4.68%*	*5.39%*	*3.77%*	*6.94%*
Parcel B	*-1.02%*	*-1.33%*	*-0.75%*	*7.92%*
Financial Components	*1.32%*	*-0.92%*	*8.15%*	*-1.01%*
Effect on consumer billings	**5.41%**	**12.13%**	**16.06%**	**15.12%**
Date of entry into force	10/23/2026	04/24/2026	06/19/2026	04/22/2026

Notes:
(1) ATAs correspond to Annual Tariff Adjustments, while PTRs correspond to Periodic Tariff Revisions;
(2) Tariffs postponed from 04/08 to 04/23 at the distributor's request, due to the deferral request to amortize the 2026 effect;
(3) Tariffs postponed from 03/22 to 04/21 at the request of ANEEL's Board of Directors, due to the deferral request to amortize the 2026 effect.

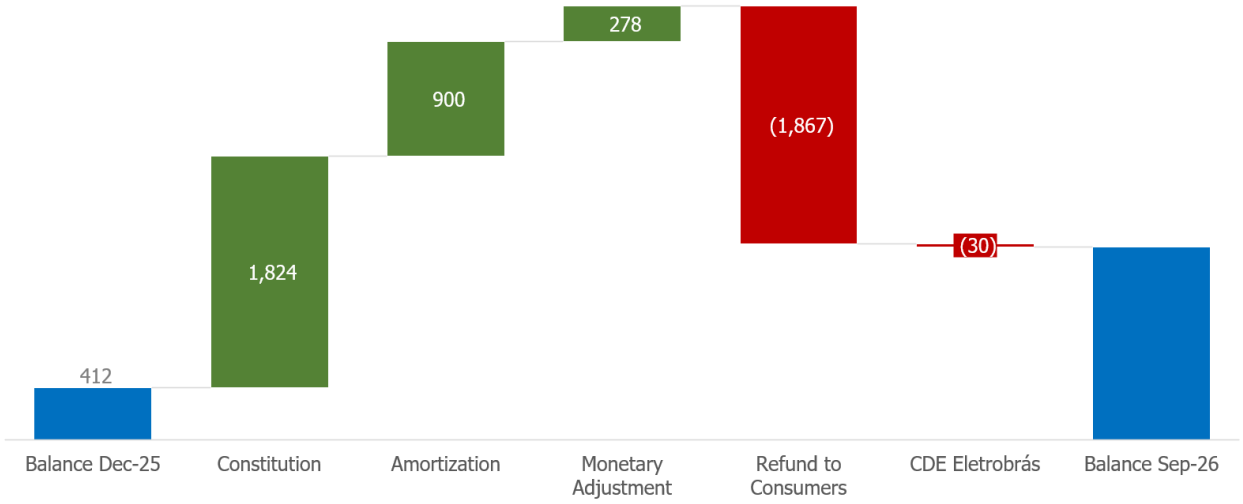
3.1.3) Economic-Financial Performance

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Gross Operating Revenue	13,942	14,485	(543)	-3.8%	42,980	40,914	2,066	5.0%
Net Operating Revenue	8,823	9,249	(426)	-4.6%	27,549	26,835	714	2.7%
Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)	**7,540**	**7,852**	**(312)**	**-4.0%**	**23,945**	**23,336**	**609**	**2.6%**
Cost of Electric Power	(4,744)	(5,013)	269	-5.4%	(14,332)	(14,007)	(325)	2.3%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(1,092)	(1,000)	(92)	9.2%	(3,076)	(2,831)	(245)	8.6%
Costs of Building the Infrastructure	(1,283)	(1,397)	114	-8.2%	(3,603)	(3,499)	(105)	3.0%
EBITDA[1]	**1,704**	**1,839**	**(135)**	**-7.3%**	**6,537**	**6,497**	**40**	**0.6%**
Depreciation and Amortization	(369)	(343)	(25)	7.4%	(1,104)	(1,015)	(89)	8.7%
Financial Income (Expense)	(606)	(517)	(89)	17.2%	(1,880)	(1,607)	(273)	17.0%
Financial Revenues	*419*	*424*	*(5)*	-1.3%	1,333	*1,132*	*200*	*17.7%*
Financial Expenses	*(1,024)*	*(941)*	*(83)*	8.9%	(3,213)	*(2,740)*	*(473)*	*17.3%*
Income Before Taxes	730	979	(250)	-25.5%	3,553	3,875	(322)	-8.3%
Income Tax / Social Contribution	(135)	(184)	49	-26.5%	(791)	(1,139)	347	-30.5%
Net Income	**594**	**795**	**(201)**	**-25.3%**	**2,761**	**2,736**	**26**	**0.9%**

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

Sectoral Financial Assets and Liabilities

On September 30, 2026, the balance of sectoral financial assets and liabilities was positive (asset) in R$ 1,517 million. If compared to December 31, 2025, there was a variation of R$ 1,105 million, as demonstrated in the chart below:



The movement of the balance was mainly due to net asset constitution in the amount of R$ 1,824 million, concentrated in the following lines:

(i) CDE (R$ 581 million);

(ii) Tariff adjustment postponement and deferrals (R$ 537 million);

(iii) Overcontracting (R$ 375 million);

(iv) National Grid (R$ 352 million);

(v) Electric energy costs (R$ 299 million);

(vi) Neutrality of sector charges (R$ 110 million);

(vii) Sector charges (ESS and EER) (R$ 97 million);

(viii) Other effects (R$ 64 million).

Partially offset by liabilities constituted in the following lines:

(ix) Pass-through from Itaipu (R$ 395 million);

(x) Exceeding demand and surplus of reactive power (UD and ER) (R$ 196 million).

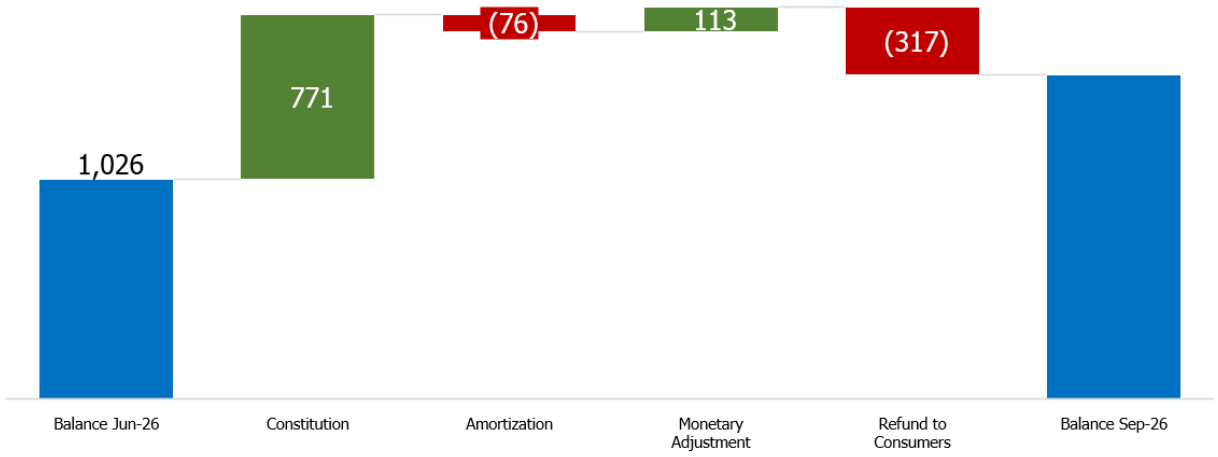
Amortization totaled R$ 900 million in the period, comprising R$ 1,602 million related to the refund of PIS/COFINS credits, offset by other negative effects of R$ 701 million.

The monetary adjustment of sectoral financial assets and liabilities totaled R$ 278 million.

During the period, refunds were also made to consumers totaling R$ 1,867 million, of which R$ 1,450 million related to PIS/COFINS credits and R$ 417 million from distributed generation credits. Dispatch No. 684/2025 regulated the treatment of distributed generation credits, leading the Company to recognize a regulatory liability that, until then, was recorded in "other accounts payable". Tariff adjustments after the dispatch have already considered this regulatory liability to be passed through to consumers.

Additionally, there was a pass-through of CDE resources in the amount of R$ 30 million.

For analysis purposes, below is the chart that demonstrates the movement in the balances of sectoral assets and liabilities, only in 3Q26:



Operating Revenue

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Revenue with Energy Sales (Captive + TUSD)	10,841	10,125	716	7.1%	32,533	30,679	1,854	6.0%
Short-term Electric Energy	90	419	(328)	-78.5%	168	563	(396)	-70.2%
Concession Infrastructure Construction Revenue	1,283	1,397	(114)	-8.2%	3,603	3,499	105	3.0%
Sectoral Financial Assets and Liabilities	695	1,389	(694)	-50.0%	2,725	2,347	377	16.1%
CDE Resources - Low-income and Other Tariff Subsidies	886	850	36	4.3%	2,594	2,282	312	13.7%
Adjustments to the Concession's Financial Asset	(31)	83	(114)	-	814	994	(179)	-18.0%
Other Revenues and Income	212	241	(28)	-11.8%	653	627	26	4.2%
Compensatory Fines (DIC/FIC)	(36)	(19)	(16)	83.3%	(110)	(77)	(34)	43.8%
Gross Operating Revenue	**13,942**	**14,485**	**(543)**	**-3.8%**	**42,980**	**40,914**	**2,066**	**5.0%**
ICMS Tax	(1,919)	(1,737)	(182)	10.5%	(5,664)	(5,267)	(396)	7.5%
PIS and COFINS Taxes	(980)	(1,034)	53	-5.2%	(2,992)	(2,845)	(148)	5.2%
CDE Sector Charge	(1,979)	(2,090)	111	-5.3%	(6,148)	(5,212)	(936)	18.0%
R&D and Energy Efficiency Program	(76)	(78)	2	-2.6%	(232)	(225)	(8)	3.5%
PROINFA	(90)	(94)	4	-4.7%	(287)	(268)	(19)	7.0%
Tariff Flags	(62)	(190)	128	-67.6%	(70)	(190)	120	-63.0%
Others	(13)	(13)	0	-1.4%	(38)	(73)	35	-48.0%
Deductions from the Gross Operating Revenue	**(5,118)**	**(5,236)**	**118**	**-2.2%**	**(15,432)**	**(14,079)**	**(1,352)**	**9.6%**
Net Operating Revenue	**8,823**	**9,249**	**(426)**	**-4.6%**	**27,549**	**26,835**	**714**	**2.7%**

Gross Operating Revenue

In the quarter, the reduction in gross operating revenue was mainly due to the decrease in **Sectoral Financial Assets and Liabilities**, resulting from the lower constitution of Regulatory Assets in 3Q26, reflecting the ratification of the distribution companies' tariff processes in 2026. The absence of the **Update of the Concession's Financial Asset** also contributed: with the renewal of the distribution concessions, the balance was reclassified to intangible assets in June, and therefore there is no longer an update effect in the quarter. These effects were partially offset by the increase in **Revenue with Energy Sales**, resulting from the tariff adjustments applied to consumers and the higher volume of energy consumed in the concession area.

In the YTD, the increase in gross operating revenue was mainly due to the increase in **Revenue with Energy Sales**, an effect similar to that of the quarter. The increase in **CDE Resources** also contributed to the result, due to the increase in the number of DG customers with tariff discounts and the change in the billing methodology for consumers classified as low-income[1], which generated an increase in the amounts that distributors are receiving through these resources. These effects were partially offset by the lower **Update of the Concession's Financial Asset**, as a result of the reclassification explained above.

[1] Law No. 15,235/2025 guarantees full exemption from the energy tariff for consumption of up to 80 kWh/month.

Deductions from Gross Operating Revenue

In the quarter, deductions from gross operating revenue decreased, mainly due to lower Tariff Flags amounts, resulting from a higher calculation of amounts payable in 2025 compared to the current period. Additionally, there was a reduction in CDE charges, especially CDE Use, and lower PIS/COFINS collections. These effects were partially offset by the increase in ICMS collections.

In the YTD, deductions from gross operating revenue increased, mainly reflecting the higher PIS/COFINS, ICMS and CDE collections observed in the first half of 2026.

Cost of Electric Energy

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Itaipu	503	544	(40)	-7.4%	1,473	1,645	(172)	-10.5%
PROINFA	92	118	(26)	-21.8%	259	372	(113)	-30.3%
Auction, Bilateral Contracts and Spot Market	2,852	3,417	(565)	-16.5%	9,071	9,171	(99)	-1.1%
PIS and COFINS Tax Credit	(304)	(368)	63	-17.2%	(970)	(994)	24	-2.4%
Cost of Electric Power Purchased for Resale	**3,143**	**3,712**	**(568)**	**-15.3%**	**9,833**	**10,194**	**(361)**	**-3.5%**
National Grid Charges	1,251	1,038	213	20.5%	3,590	3,099	492	15.9%
Itaipu Transmission Charges	105	95	10	10.2%	284	245	40	16.2%
Connection Charges	79	75	4	6.0%	234	218	16	7.4%
Charges for the Use of the Distribution System	3	3	1	21.0%	9	9	1	7.7%
ESS / EER	325	223	103	46.1%	839	633	207	32.7%
PIS and COFINS Tax Credit	(163)	(133)	(31)	23.1%	(459)	(389)	(70)	18.0%
Charges for the Use of the Distribution System	**1,601**	**1,301**	**300**	**23.1%**	**4,499**	**3,814**	**685**	**18.0%**
Cost of Electric Energy	**4,744**	**5,013**	**(269)**	**-5.4%**	**14,332**	**14,007**	**325**	**2.3%**

In the quarter, the reduction in costs with **Energy Purchased for Resale** was mainly due to the lower volume and lower prices of energy purchased through **Auction, Bilateral Contracts and Spot Market**. In **Itaipu**, the reduction was explained by the combination of lower volume and lower price of the energy purchased. Likewise, in **Proinfa**, the reduction reflected both the lower volume and the lower energy purchase prices.

In the YTD, the reduction in costs with **Energy Purchased for Resale** was mainly due to the lower volume of energy purchased through **Auction, Bilateral Contracts and Spot Market**.

Costs with **National Grid Charges** increased in the quarter and in the YTD, due to higher contracted amounts in 2026 and the adjustment of the tariffs for the use of the transmission system applied as of July 2026, as established by ANEEL Resolution No. 2,268/2026.

The increase in costs with the **Reserve Energy Charge (EER)**, both in the quarter and in the YTD, was mainly due to **ERCAP (Capacity Reserve Charge)**, as a result of the early supply from the power plants that won the 1st Reserve Capacity Auction (LRC). This effect was partially offset by the reduction in costs associated with the financial settlement of the power plants contracted to supply reserve energy.

Likewise, **System Service Charges (ESS)** increased both in the quarter and in the YTD, mainly reflecting the lower retroactive relief recorded in the prior-year comparison basis, associated with the price differences between the submarkets of the National Interconnected System (SIN).

PMSO

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Personnel	383	354	29	8.2%	1,114	1,023	91	8.9%
Material	71	72	(1)	-1.1%	219	210	8	4.0%
Outsourced Services	349	326	23	7.1%	1,012	944	67	7.1%
Other Operating Costs/Expenses	296	250	47	18.8%	755	659	96	14.6%
ADA	*97*	*73*	*25*	33.8%	274	*212*	*62*	*29.2%*
Legal and judicial expenses	*114*	*75*	*40*	53.2%	225	*171*	*55*	*32.0%*
Assets Write-Off	*44*	*55*	*(11)*	-20.3%	135	*145*	*(11)*	*-7.3%*
Others	*41*	*47*	*(6)*	-13.3%	121	*130*	*(10)*	*-7.6%*
PMSO	**1,100**	**1,001**	**98**	**9.8%**	**3,099**	**2,836**	**263**	**9.3%**

PMSO increased by 9.8% (R$ 98 million) in the quarter and by 9.3% (R$ 263 million) in the YTD, due to the following factors:

- **Personnel (increase of R$ 29 million in the quarter and R$ 91 million in the YTD):** mainly explained by headcount growth of 2.2%[2] in the quarter and 2.1% in the YTD[3], the approved collective bargaining agreements and greater use of medical and dental assistance;
- **MSO linked to inflation (increase of R$ 7 million in the quarter and R$ 42 million in the YTD):** explained by fleet maintenance (R$ 5 million in 3Q26 and R$ 10 million in the YTD); meter reading and delivery (R$ 2 million in 3Q26 and R$ 12 million in the YTD);
- **MSO not linked to inflation (increase of R$ 62 million in the quarter and R$ 130 million in the YTD):** explained by the allowance for doubtful accounts (ADA), as explained in item 3.1.1.3; legal and judicial expenses (R$ 40 million in the quarter and R$ 55 million in the YTD, temporarily elevated due to a specific R$ 21 million case at CPFL Paulista); hardware and software (R$ 17 million in the quarter and R$ 33 million in the YTD), due to new licenses, customer service projects, automation and digitalization; partially offset by the reduction in asset write-off expenses (R$ 11 million in the quarter and R$ 11 million in the YTD); OPEX expenses related to CAPEX (R$ 4 million in the quarter and R$ 11 million in the YTD); and collection actions (R$ 4 million in the quarter), while in the YTD collection actions totaled an expense increase of R$ 2 million.

Other operating costs and expenses

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Costs of Building the Infrastructure	(1,283)	(1,397)	114	-8.2%	(3,603)	(3,499)	(105)	3.0%
Private Pension Fund	8	2	6	400.4%	23	5	18	400.4%
Depreciation and Amortization	(369)	(343)	(25)	7.4%	(1,104)	(1,015)	(89)	8.7%
Total	**(1,644)**	**(1,739)**	**95**	**-5.5%**	**(4,684)**	**(4,510)**	**(175)**	**3.9%**

EBITDA

EBITDA in the quarter and in the YTD reflects the accounting (non-cash) effect: due to the renewal of the concessions of CPFL Paulista, CPFL Piratininga and CPFL RGE, the concession's financial asset was reclassified to intangible assets, and its monetary adjustment no longer impacts the income statement.

Excluding this effect, the indicator would have decreased by 1.2% in the quarter, explained by higher personnel costs, partially offset by the increase in energy consumption in the concession area.

In the YTD, excluding the aforementioned effect, EBITDA would have increased by 4.0%,

[2] Average from July to September.
[3] Average from January to September.

explained by the increase in energy consumption in the concession area.

EBITDA is calculated according to CVM Resolution No. 156/2022, as shown in the table below:

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Net Income	**594**	**795**	**(201)**	**-25.3%**	**2,761**	**2,736**	**26**	**0.9%**
Depreciation and Amortization	369	343	25	7.4%	1,104	1,015	89	8.7%
Financial Result	606	517	89	17.2%	1,880	1,607	273	17.0%
Income Tax / Social Contribution	135	184	(49)	-26.5%	791	1,139	(347)	-30.5%
EBITDA	**1,704**	**1,839**	**(135)**	**-7.3%**	**6,537**	**6,497**	**40**	**0.6%**

EBITDA by Distribution Company

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
CPFL Paulista	656	838	(182)	-21.7%	2,733	2,937	(204)	-6.9%
CPFL Piratininga	268	282	(14)	-4.9%	1,025	1,016	8	0.8%
RGE	658	638	20	3.2%	2,411	2,254	157	7.0%
CPFL Santa Cruz	121	81	40	48.8%	368	289	79	27.1%
EBITDA	**1,704**	**1,839**	**(135)**	**-7.3%**	**6,537**	**6,497**	**40**	**0.6%**

CPFL Paulista:

EBITDA was mainly impacted by the effect of the concession financial asset (R$ 46 million in the quarter and R$ 155 million YTD). Excluding this effect, the indicator would have decreased by 17.0% in the quarter and 2.0% year-to-date, primarily reflecting higher legal and judicial expenses (temporarily elevated due to a specific R$ 21 million case), as well as higher losses and ADA (Allowance for Doubtful Accounts), which were partially offset by higher energy consumption in the concession area.

CPFL Piratininga:

EBITDA was impacted by the update of the concession's financial asset. Excluding this effect, EBITDA would have increased by 2.6% in the quarter and 5.3% in the YTD, driven by higher energy consumption in the concession area.

CPFL RGE:

Excluding the effect of the update of the concession's financial asset, EBITDA would have increased by 11.1% in the quarter and 8.0% in the YTD, driven by higher energy consumption in the concession area. In the YTD, there was also the positive impact of the 4.90% Parcel B adjustment, effective until June 2026.

CPFL Santa Cruz:

EBITDA growth was driven by the Periodic Tariff Review (PTR), effective since April 2026, which adjusted Parcel B by 26.0%.

Financial Result

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Revenues	419	424	(5)	-1.3%	1,333	1,132	200	17.7%
Expenses	(1,024)	(941)	(83)	8.9%	(3,213)	(2,740)	(473)	17.3%
Financial Result	**(606)**	**(517)**	**(89)**	**17.2%**	**(1,880)**	**(1,607)**	**(273)**	**17.0%**

Managerial Analysis

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Expenses with the net debt	(786)	(715)	(71)	9.9%	(2,490)	(2,127)	(363)	17.0%
Late payment interest and fines	113	118	(5)	-4.3%	378	359	18	5.1%
Mark-to-market	(11)	34	(46)	-	(35)	136	(171)	-
Adjustment to the sectorial financial asset/liability	113	64	49	76.6%	278	81	197	244.0%
Others financial revenues/expenses	(35)	(19)	(16)	88.2%	(11)	(56)	45	-80.6%
Financial Result	**(606)**	**(517)**	**(89)**	**17.2%**	**(1,880)**	**(1,607)**	**(273)**	**17.0%**

The increase in **expenses with the net debt** stands out, reflecting the higher level of indebtedness resulting from new fundraisings carried out in the period. Additionally, the **mark-to-market** of debt showed an unfavorable variation, mainly due to the smaller reduction in the credit *spread* on indebtedness and the stronger comparison basis of 3Q25, which recorded a gain associated with new funding.

These effects were partially offset by the **adjustment to sectoral financial assets and liabilities**, due to the higher balance subject to monetary adjustment.

Net Income

Net Income decreased in the quarter, mainly reflecting the lower EBITDA and the worsening of the financial result. This effect was partially offset by the reduction in the effective tax rate to 18.6%, compared to 18.8% in 3Q25, due to the deductibility of tax credit pass-throughs to consumers.

In the YTD, Net Income showed positive performance, driven by better operating performance and the reduction in the effective tax rate to 22.3%, compared to 29.4% in 9M25. These effects were partially offset by the worsening of the financial result.

3.2.1) Operational Performance

Generated Energy

GWh	3Q26	3Q25	Δ GWh	Δ %	9M26	9M25	Δ GWh	Δ %
Wind	783	1,027	(244)	-23.8%	1,947	2,437	(490)	-20.1%
SHPP	466	331	135	40.7%	1,339	1,193	146	12.2%
HPP	2,823	2,651	172	6.5%	5,816	5,316	500	9.4%
Biomass	132	185	(53)	-28.6%	261	335	(74)	-22.0%
Solar	0.2	0.1	0.1	226.9%	0.4	0.4	0.0	0.3%
Total	**4,205**	**4,195**	**10**	**0.2%**	**9,363**	**9,282**	**81**	**0.9%**

In the quarter, there was a **slight increase in the volume of energy generated**, due to higher generation from HPPs and SHPPs, driven by greater resource availability, partially offset by the weaker performance of biomass and, mainly, of wind farms, affected by weaker winds.

In the YTD, the slight increase in generated energy resulted from the better performance of HPPs and SHPPs at the beginning of the year and in the third quarter, partially offset by the impact of *curtailment* on wind farms, representing 35.1% of total potential generation.

Availability

Monthly Average	3Q26	3Q25	Δ p.p.	Δ %	9M26	9M25	Δ p.p.	Δ %
Wind	94.0%	94.8%	-0.8	-0.8%	93.5%	93.1%	0.3	0.3%
SHPP	92.8%	93.9%	-1.1	-1.2%	94.7%	95.2%	-0.5	-0.5%
HPP	98.9%	91.6%	7.3	7.9%	98.2%	95.8%	2.4	2.5%
Biomass	91.8%	100.0%	-8.2	-8.2%	97.2%	99.9%	-2.6	-2.7%
Solar	100.0%	100.0%	0.0	0.0%	100.0%	100.0%	0.0	0.0%

3.2.2) Economic-Financial Performance

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Gross Operating Revenue	1,924	2,150	(226)	-10.5%	5,555	5,828	(273)	-4.7%
Net Operating Revenue	**1,709**	**1,907**	**(197)**	**-10.4%**	**4,940**	**5,170**	**(230)**	**-4.4%**
Cost of Electric Power	(630)	(796)	166	-20.8%	(2,026)	(2,194)	167	-7.6%
PMSO and Private Pension Fund	(178)	(190)	12	-6.2%	(461)	(614)	153	-24.9%
Equity Income	98	78	21	27.0%	235	208	26	12.7%
EBITDA[1]	**999**	**998**	**1**	**0.1%**	**2,688**	**2,571**	**116**	**4.5%**
Depreciation and Amortization	(222)	(219)	(3)	1.3%	(663)	(660)	(2)	0.3%
Financial Result	5	(87)	92	-	(196)	(303)	107	-35.3%
Financial Revenues	*207*	*77*	*129*	*167.2%*	*352*	*196*	*156*	*79.9%*
Financial Expenses	*(202)*	*(164)*	*(38)*	*23.0%*	*(548)*	*(498)*	*(50)*	*9.9%*
Income Before Taxes	783	693	90	13.0%	1,829	1,608	221	13.7%
Net Income	**580**	**506**	**75**	**14.8%**	**1,346**	**1,175**	**171**	**14.6%**

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

Net Operating Revenue

In the quarter and in the YTD, the **weaker performance of wind farms**, due to the lower wind volume, was the main revenue driver. The *curtailment* imposed by the ONS impacted generation volume in all periods compared (47.7% in 3Q26, 39.4% in 3Q25, 35.1% in 9M26 and 30.2% in

9M25). As a result, there was an accumulated revenue loss of R$ 320 million in 9M26 (versus R$ 348 million in 9M25).

Cost of Electric Power

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Energy Purchased in the Spot Market	46	58	(12)	-20.5%	171	156	15	9.6%
Bilateral Contracts, ACR and ACL	569	755	(186)	-24.7%	1,824	2,062	(238)	-11.5%
PIS and COFINS Tax Credit	(57)	(85)	29	-33.4%	(176)	(221)	44	-20.2%
Cost of Electric Power Purchased for Resale	**559**	**728**	**(170)**	**-23.3%**	**1,819**	**1,997**	**(178)**	**-8.9%**
National Grid Charges	56	55	1	1.8%	164	162	1	0.8%
Connection Charges	4	4	0	8.1%	11	10	1	13.7%
Charges for the Use of the Distribution System	10	10	1	7.7%	30	28	3	10.0%
ESS/EER	5	3	2	64.4%	14	8	6	81.6%
PIS and COFINS Tax Credit	(4)	(4)	(0)	2.1%	(12)	(11)	(1)	5.4%
Charges	**71**	**68**	**4**	**5.8%**	**207**	**196**	**11**	**5.6%**
Cost of Electric Energy	**630**	**796**	**(166)**	**-20.8%**	**2,026**	**2,194**	**(167)**	**-7.6%**

The lower volume of energy purchased through **Bilateral Contracts, ACR and ACL** was the main factor for the cost reduction in the quarter and in the YTD.

PMSO

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Personnel	57	54	3	6.1%	169	158	11	7.0%
Material	8	10	(2)	-17.3%	31	33	(2)	-4.9%
Outsourced Services	88	78	10	12.5%	243	217	26	12.2%
Other Operating Costs/Expenses	25	48	(23)	-48.2%	17	205	(189)	-91.9%
ADA	*1*	*8*	*(7)*	*-89.1%*	*2*	*30*	*(28)*	*-93.0%*
Asset Write-off	*3*	*0*	*3*	*3300.8%*	*2*	*2*	*0*	*20.1%*
Legal and Judicial Expenses	*(4)*	*14*	*(18)*	*-*	*(39)*	*15*	*(54)*	*-*
Others	*26*	*26*	*(1)*	*-3.0%*	*85*	*251*	*(166)*	*-66.1%*
*Ceran Insurance Reimbursement – 2024 Flood Rio Grande do Sul**	*-*	*-*	*-*	*-*	*(34)*	*-*	*(34)*	*-*
*Epasa Sales's Impact**	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*(92)*	*92*	*-*
PMSO	**178**	**189**	**(12)**	**-6.2%**	**460**	**613**	**(153)**	**-24.9%**

* Extraordinary.

PMSO in the YTD was impacted by Ceran's insurance reimbursement and by the full effect of the sale of the stake in Epasa in 2Q25 (for further details, see the explanation in Chapter 1), resulting in a positive impact of R$ 127 million. Excluding these extraordinary items, PMSO in the YTD would have increased by 5.0% (R$ 26 million).

In the quarter, PMSO decreased by 6.2% (R$ 12 million).

PMSO performance in the quarter and in the YTD (excluding extraordinary items) mainly reflects:

- **Personnel (increases of R$ 3 million in the quarter and R$ 11 million in the YTD):** explained by salary adjustments set forth in collective bargaining agreements approved in 2025, as well as headcount growth of 0.9%[4] in the quarter and 1.2%[5] in the YTD;
- **MSO linked to inflation (increases of R$ 7 million in the quarter and R$ 44 million in the YTD)**: higher expenses with machinery and equipment maintenance, and hardware/software maintenance;
- **MSO not linked to inflation (reductions of R$ 22 million in the quarter and R$ 81 million in the YTD)**: in the quarter, mainly due to reversals of legal and judicial expenses,

[4] Average from July to September.
[5] Average from January to September.

in addition to lower ADA, and in the YTD, also due to reversals of legal and judicial expenses and the effect of the recognition, in 1Q25, of the ADA of trading companies (counterparties in the market) that filed for judicial reorganization.

Other operating costs and expenses

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Private Pension Fund	0	0	(0)	-0.4%	1	1	(0)	-0.4%
Depreciation and amortization	174	171	3	1.8%	520	517	3	0.5%
Amortization of Concession Intangible	48	48	(0)	-0.2%	143	143	(0)	0.0%
Other operating costs and expenses	**222**	**219**	**3**	**1.4%**	**664**	**661**	**3**	**0.4%**

Equity Income

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Baesa	17	(0)	17	-	22	1	21	2746.1%
Foz do Chapecó	81	77	3	4.5%	213	206	7	3.3%
Equity Income[1]	**98**	**77**	**21**	**27.0%**	**234**	**208**	**27**	**13.0%**

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

Baesa

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Net Revenue	11	15	(4)	-27.9%	50	51	(0)	-0.9%
Operating Costs / Expenses	(16)	(14)	(2)	17.4%	(33)	(33)	(1)	2.7%
Deprec. / Amortization	(4)	(4)	(0)	7.9%	(12)	(11)	(1)	8.5%
Net Financial Result	39	2	37	1896.8%	31	(6)	37	-
Income Tax	(11)	0	(11)	-	(13)	(0)	(13)	2876.9%
Net Income	**17**	**(0)**	**17**	**-**	**22**	**1**	**21**	**2746.1%**

There was a reduction in **Net Revenue** in the quarter and in the YTD, while **Operating Costs and Expenses** showed a slight increase in both periods. In the quarter and in the YTD, the increase in **Net Financial Revenue** was due to gains related to the UBP prepayment.

Foz do Chapecó

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Net Revenue	176	175	2	1.0%	524	511	13	2.5%
Operating Costs / Expenses	(38)	(37)	(1)	2.5%	(118)	(115)	(3)	2.8%
Deprec. / Amortization	(13)	(13)	(0)	2.1%	(40)	(39)	(1)	2.1%
Net Financial Result	(2)	(7)	5	-73.3%	(40)	(45)	4	-9.3%
Income Tax	(42)	(40)	(2)	5.1%	(110)	(105)	(5)	4.5%
Net Income	**81**	**77**	**3**	**4.5%**	**213**	**206**	**7**	**3.3%**

Net Revenue remained in line in the quarter and increased slightly in the YTD, due to the higher amount and price of energy supplied. In both periods, **Operating Costs and Expenses** showed a slight increase, due to the higher amount and price of energy purchased. In the quarter and in the YTD, the reduction in **Net Financial Expenses** was mainly due to lower debt charges and the lower outstanding balance of debentures.

Financial Result

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Financial Revenues	207	77	129	167.2%	352	196	156	79.9%
Financial Expenses	(202)	(164)	(38)	23.0%	(548)	(498)	(50)	9.9%
Financial Result	**5**	**(87)**	**92**	**-**	**(196)**	**(303)**	**107**	**-35.3%**

Managerial Analysis

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Expenses with the net debt	(59)	(94)	35	-36.8%	(209)	(273)	64	-23.5%
Mark-to-market	1	2	(1)	-63.5%	(9)	1	(10)	-
Other financial revenues/expenses	63	5	58	1275.2%	22	(31)	53	-
Financial Result	**5**	**(87)**	**92**	**-**	**(196)**	**(303)**	**107**	**-35.3%**

Net financial expenses decreased in both periods (in the quarter, reversing into net financial revenue of R$ 5 million), due to the positive effect of **Other financial revenues/expenses**, resulting from gains related to the UBP prepayment of Ceran and Enercan, and the improvement in **Expenses with the net debt**, reflecting the replacement of debt with lower-cost alternatives and the increase in income from financial investments.

EBITDA and Net Income

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Net Income	**580**	**506**	**75**	**14.8%**	**1,346**	**1,175**	**171**	**14.6%**
Depreciation and Amortization	222	219	3	1.3%	663	660	2	0.3%
Financial Result	(5)	87	(92)	-	196	303	(107)	-35.3%
Income Tax / Social Contribution	203	188	15	8.1%	483	433	50	11.5%
EBITDA	**999**	**998**	**1**	**0.1%**	**2,688**	**2,571**	**116**	**4.5%**

In the quarter, **EBITDA** remained in line compared to the same period of the previous year, positively impacted by the *curtailment* reimbursement, in addition to contractual adjustments in energy sales, and negatively impacted by wind generation performance. In the YTD, the increase in **EBITDA** mainly reflected the extraordinary effects from the sale of the stake in Epasa in 2Q25 and Ceran's insurance reimbursement, in addition to contractual adjustments in energy sales, partially offset by lower wind resource availability.

Net Income increased in both periods, due to the positive impact of the improvement in the Financial Result.

3.3.1) Portfolio

Concession Contracts	Contract Start Date	Contract End Date	CPFL -T Share	Index	RAP 2026-2027[1] (R$ million)	RAP Expected 2026-20267 (R$ million)	Km	Projects Category	Tariff Revision	Next Tariff Revision
CONTRACT 055/01	31/12/2002	31/12/2042	100%	IPCA	1,147	107	5,950	Category 1	1ª PTR - 2018 2ª PTR - 2024	3ª PTR - 2028
SUL II	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	48	-	75	Category 3	1ª PTR - 2024	2ª PTR - 2029
TESB	27/07/2011	27/07/2041	98%	IPCA	47	-	99	Category 3	1ª PTR - 2017 2ª PTR - 2022	3ª PTR - 2026
SUL I	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	38	-	307	Category 3	1ª PTR - 2024	2ª PTR - 2029
CONTRACT 080/02	18/12/2002	18/12/2032	100%	IGP-M	22	-	127	Category 2	Doesn't Have	
MORRO AGUDO	24/03/2015	24/03/2045	100%	IPCA	19	-	-	Category 3	1st PTR - 2020 2nd PTR - 2025	3ª PTR - 2030
PIRACICABA	24/02/2013	24/02/2043	100%	IPCA	18	-	-	Category 3	1ª PTR - 2018 2ª PTR - 2023	3ª PTR - 2028
CONTRACT 004/01 (CAC 3)	31/03/2021	31/03/2051	100%	IPCA	12	-	-	Category 3	-	1ª PTR - 2026
MARACANAÚ	21/09/2018	21/09/2048	100%	IPCA	11	-	-	Category 3	1ª PTR - 2024	2ª PTR - 2029
CAMINHOS DO SUL[2]	23/02/2026	23/02/2056	100%	IPCA	-	-	115	Categoria 3	-	-
ETAU[3]	18/12/2002	18/12/2032	10%	IGP-M	51	-	188	Category 2	-	-
TPAE[3]	19/11/2009	19/11/2039	10%	IPCA	13	-	12	Category 3	-	-

Notes:
(1) Approved value excluding the Adjustment Portion (PA);
(2) Contract acquired in Auction No. 04/2025, under construction and not yet operational;
(3) Projects consolidated by equity income.

3.3.2) Operational Performance

ENS – Unsupplied Energy | MWh

The Unsupplied Energy (ENS) indicator consists of the analysis of the amount of energy interrupted due to the unavailability of transmission assets and, therefore, measures the effective impact of such unavailability on society.

MWh	3Q26	3Q25	Δ MWh	Δ %	9M26	9M25	Δ MWh	Δ %
ENS	148.7	94.3	54.5	57.8%	274.8	573.3	-298.6	-52.1%

ENS decreased in the quarter. In the YTD, the result is explained by the reduction in the impacts of weather events and equipment failures that occurred in the previous year.

PVd – Discounted Variable Parcel

The Discounted Variable Parcel (PVd) consists of the percentage ratio of Variable Parcel discounts applied over the transmission company's monthly billing base. Such data is made available monthly by the National Electric System Operator (ONS).

%	3Q26	3Q25	Δ %	9M26	9M25	Δ %
PVd	0.500%	1.176%	-34.3%	0.761%	1.068%	-28.7%

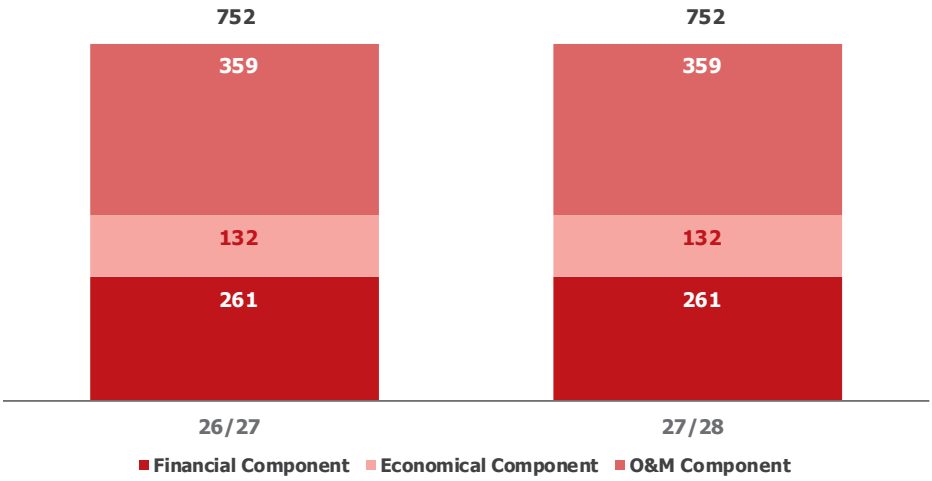
Regarding PVd, there was an increase in the quarter, due to an occurrence at a large substation. In the YTD, there was a reduction due to better operational performance and a lower occurrence of events subject to discounts.

3.3.3) Regulatory Themes

RBSE Revenue Flow[1]

The part of the Allowed Annual Revenue (RAP) related to the assets belonging to the Existing System Basic Network – RBSE corresponds to the indemnity for unamortized assets, in the context of the renewal of Transmission concessions, pursuant to Law No. 12,783/2013. The revenue flow from these assets, belonging to CPFL Transmissão's Concession Contract No. 055/2001, is shown below.

Revenue Flow – Financial[1], Economic[2] and O&M[2] Components | R$ million



Notes:
(1) Amounts in the chart are in the June 2026 database and must be updated annually by IPCA;
(2) Amounts with no defined end date, ending only upon asset write-off or replacement.

Annual Tariff Adjustment ("ATA")

According to ANEEL Dispatch No. 2,268/2026, for the 2026/2027 cycle, from 07/01/2026 to 06/30/2027, the Allowed Annual Revenue (RAP) plus the Adjustment Portion (PA) of **Concession Contract No. 055/2001** totals approximately R$ 1,147 million, net of PIS and COFINS, highlighting:

(i) Large-scale reinforcements and improvements that started commercial operation during the 2026/2027 cycle, increasing the transmission company's revenue by R$ 76.7 million as a result of new investments;
(ii) Monetary adjustment by IPCA (R$ 47.8 million);
(iii) Positive Adjustment Portion of R$ 10.2 million, mainly composed of retroactive PAs, financial PAs, small-scale improvements and other items;
(iv) RBSE, with a reduction of R$ 23.0 million related to the O&M coverage trajectory;
(v) Negative impact of R$ 8.1 million associated with asset deactivations, of which R$ 4.4 million related to RBSE assets with O&M revenue and R$ 3.7 million related to RBNI assets.

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

Contracts	REH 3,3481/2025 Homologated Revennue	RBSE Financial	CAOM Path	New Investments	Index (IPCA)	DSP 2,268/2026 Homologated Revennue	ATA Adjustment Portion 2026	DSP 2,268/2026
055/2001	1,043.3	-23.0	-8.1	76.7	47.8	1,136.7	10.20	**1,147.0**

* Values expressed in R$ million.

As for the tendered contracts, according to ANEEL Dispatch No. 2,268/2026, for the 2026/2027 cycle, the total RAP increased by approximately R$ 7.1 million, or 3.4%, compared to the previous tariff cycle. Considering the Adjustment Portion, the RAP of the tendered contracts totals approximately R$ 216.1 million.

Annual Tariff Adjustment 2026:

	Contracts	REH 3,481/2025	Start-up	Indexer (IPCA or IGP-M)	Impact of PTR Repositioning	DSP 2,268/2026 Approved Revenue	PA ATA 2026	DSP 2,268/2026
080/2002	**CPFL Transmissão**	22,862.7	-	-431.2	-	**22,431.4**	-743.8	**21,687.7**
001/2011	**TESB**	48,317.6	1,126.5	2,282.9	-	**51,727.0**	-4,305.8	**47,421.1**
003/2013	**Piracicaba**	17,526.5	-	828.1	-	**18,354.6**	-121.1	**18,233.5**
020/2018	**Maracanau**	11,558.0	-	546.1	-	**12,104.1**	-942.9	**11,161.2**
006/2015	**Morro Agudo**	19,739.5	-	932.6	-	**20,672.1**	-1,307.9	**19,364.2**
005/2019	**Sul I**	37,786.7	-	1,785.3	-	**39,572.0**	-1,340.5	**38,231.5**
011/2019	**Sul II**	48,539.9	-	2,293.4	-	**50,833.3**	-3,231.0	**47,602.3**
004/2021	**CPFL Transmissão**	12,635.1	-	1,263.9	-	**13,899.0**	-1,467.6	**12,431.4**

* Values expressed in R$ thousand.

3.3.4) Economic-Financial Performance | Regulatory

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$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Gross Operating Revenue	447	352	95	27.0%	1,176	1,013	163	16.1%
Net Operating Revenue	**388**	**296**	**92**	**31.3%**	**1,009**	**861**	**148**	**17.1%**
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(109)	(99)	(10)	9.9%	(270)	(258)	(12)	4.6%
Equity Income	1	1	(0)	-17.8%	3	4	(2)	-38.1%
EBITDA	**280**	**198**	**82**	**41.7%**	**742**	**608**	**134**	**22.1%**
Depreciation and Amortization	(53)	(48)	(5)	10.5%	(153)	(140)	(13)	8.9%
Financial Income (Expense)	(122)	(134)	11	-8.5%	(376)	(364)	(12)	3.4%
Financial Revenues	*28*	*16*	*12*	*76.5%*	50	42	8	18.6%
Financial Exprenses	*(150)*	*(150)*	*(1)*	*0.4%*	(427)	(406)	(20)	5.0%
Income Before Taxes	104	16	89	571.4%	212	103	109	106.1%
Income Tax / Social Contribution	(27)	(2)	(25)	1119.9%	(53)	(16)	(37)	229.8%
Net Income	**77**	**13**	**64**	**480.2%**	**159**	**87**	**72**	**83.0%**

Operational Revenue

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Concession Contract 055/2001	355	326	28	8.7%	1,040	879	162	18.4%
Sul II	14	13	1	5.2%	39	37	2	5.4%
TESB	14	13	1	9.1%	39	38	1	3.4%
Sul I	11	10	1	5.6%	30	28	2	5.5%
Concession Contract 080/2002	5	6	(0)	-1.1%	16	16	1	5.6%
Morro Agudo	5	4	1	35.0%	16	15	2	11.7%
Piracicaba	5	4	0	9.9%	14	13	1	4.1%
Maracanaú	3	3	0	5.7%	10	9	1	10.2%
Concession Contract 004/2001 (CAC 3)	3	3	(0)	-1.3%	9	8	1	8.5%
Temporary Effects Provision	33	(29)	62	-	(38)	(29)	(9)	31.0%
Regulatory Charges	(24)	(24)	0	-1.5%	(64)	(65)	1	-1.3%
Gross Revenue	**447**	**353**	**95**	**26.9%**	**1,176**	**1,014**	**162**	**16.0%**
Deductions from Revenue	(59)	(57)	(2)	4.4%	(103)	(87)	(16)	18.4%
Net Revenue	**388**	**296**	**92**	**31.1%**	**1,009**	**861**	**147**	**17.1%**

The increase in **operating revenue** is due to the effects of the tariff adjustments for the 2025-2026 and 2026-2027 cycles, applied as of July 2025 and July 2026, respectively. However, revenue does not fully reflect the RAP adjustment because a temporary effect was recognized in the result, equivalent to amounts received in excess, aiming to align invoiced revenue with the approved RAP.

O&M Costs and Expenses | PMSO and Depreciation/Amortization

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Personnel	33	32	2	4.8%	105	102	3	2.8%
Material	2	3	(1)	-27.9%	7	9	(2)	-22.3%
Outsourced Services	38	31	7	21.2%	90	81	9	11.4%
Private Pension Fund	10	10	0	0.7%	30	30	0	0.4%
Other Operating Costs/Expenses	25	22	2	11.0%	39	37	2	4.6%
ADA	*5*	*3*	*2*	*67%*	*8*	*10*	*(2)*	*-22.5%*
Legal, judicial expenses	*19*	*12*	*7*	*63.4%*	*36*	*27*	*9*	*32.9%*
Provisions	*1*	*6*	*(4)*	*-79.0%*	*0*	*19*	*(18)*	*-98.4%*
Others	*(1)*	*2*	*(3)*	-	*(5)*	*(19)*	*13*	*-71.3%*
PMSO	**109**	**99**	**10**	**9.9%**	**270**	**258**	**12**	**4.6%**
Depreciation and Amortization	53	48	5	10.5%	153	140	13	8.9%
PMSO, depreciation and amortization	**162**	**147**	**15**	**10.1%**	**423**	**398**	**24**	**6.1%**

PMSO increased mainly due to:

- Increase in legal and judicial expenses (-R$ 7 million);
- Expenses with outsourced services (-R$ 7 million);
- Increase in ADA (-R$ 2 million);

- Increase in personnel expenses (-R$ 2 million)

Partially offset by:

- Reduction in provisions (+R$ 4 million);
- Others (+R$ 1 million).

In the YTD, the same effects prevailed, except for:

- Reduction in ADA (+R$ 2 million).

Regarding depreciation and amortization, there was an increase due to the tariff review carried out in 2024, when ANEEL recalculated the depreciation rate of the assets and recognized new assets included in the cycle.

EBITDA

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Net Income	**77**	**13**	**64**	**480.2%**	**159**	**87**	**72**	**83.0%**
Depreciation and Amortization	53	48	5	10.5%	153	140	13	8.9%
Financial Result	122	134	(11)	-8.5%	376	364	12	3.4%
Income Tax / Social Contribution	27	2	25	1119.9%	53	16	37	229.8%
EBITDA	**280**	**198**	**82**	**41.7%**	**742**	**608**	**134**	**22.1%**

The increase in **EBITDA** in the quarter was due to the RAP adjustment, partially offset by the increase in PMSO. In the YTD, **EBITDA** growth reflects the increase in revenue.

Financial Result

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Expenses with the net debt	(122)	(126)	4	-3.1%	(361)	(356)	(5)	1.3%
Mark-to-Market	7	(23)	30	-	13	(14)	28	-
Others financial revenues/expenses	(8)	15	(23)	-	(29)	7	(36)	-
Financial Result	**(122)**	**(134)**	**11**	**-8.5%**	**(377)**	**(364)**	**(12)**	**3.4%**

There was an improvement in the **Financial Result** in the quarter, due to a gain from the mark-to-market (MTM) effect, the reduction in expenses with the net debt and the reduction in the debt index, partially offset by the update of contingencies.

In the YTD, there was a worsening due to expenses with the net debt and other financial revenues and expenses, partially offset by the mark-to-market gain.

Net Income

In the quarter, there was an improvement in **Net Income**, due to the improvement in EBITDA and in the Financial Result, despite the increase in depreciation and amortization and in income tax. In the YTD, there was also an increase, explained by the improvement in EBITDA, partially offset by the worsening of the Financial Result and the increase in depreciation and amortization.

3.3.5) Economic-Financial Performance | IFRS

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Gross Operating Revenue	761	595	166	28.0%	2,116	1,720	396	23.0%
Net Operating Revenue	699	538	161	29.9%	1,945	1,566	379	24.2%
Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)	**308**	**262**	**46**	**17.5%**	**1,090**	**815**	**275**	**33.8%**
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(104)	(93)	(10)	11.0%	(268)	(254)	(14)	5.5%
Costs of Building the Infrastructure	(305)	(197)	(108)	54.9%	(655)	(536)	(119)	22.2%
Equity Income	0	(0)	1	-	3	3	(0)	-7.4%
EBITDA[1]	**291**	**248**	**43**	**17.4%**	**1,025**	**779**	**246**	**31.6%**
Depreciation and Amortization	(9)	(9)	0	2.8%	(27)	(27)	0	-1.6%
Financial Income (Expense)	(122)	(133)	11	-8.1%	(377)	(364)	(13)	3.5%
Financial Revenues	*28*	*16*	*11*	*69.4%*	50	43	7	16.9%
Financial Expenses	*(150)*	*(150)*	*(1)*	*0.4%*	(427)	(407)	(20)	4.9%
Income Before Taxes	159	105	54	50.8%	622	388	234	60.3%
Income Tax / Social Contribution	(52)	(37)	(16)	42.8%	(190)	(100)	(90)	90.0%
Net Income	**107**	**69**	**38**	**55.1%**	**432**	**288**	**144**	**50.0%**

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

3.4.1) Economic-Financial Performance

R$ Million	3Q26	3Q25	Δ R$	Δ %	9M26	9M25	Δ R$	Δ %
Gross Operating Revenue	358	354	4	1.1%	1,054	1,016	38	3.8%
Net Operating Revenue	**322**	**326**	**(4)**	**-1.1%**	**961**	**934**	**27**	**2.9%**
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(240)	(235)	(5)	2.0%	(697)	(706)	9	-1.3%
EBITDA[1]	**82**	**91**	**(8)**	**-9.1%**	**264**	**228**	**36**	**15.7%**
Depreciation and Amortization	(13)	(13)	(0)	1.1%	(41)	(41)	(0)	0.4%
Financial Income (Expense)	(3)	1	(4)	-	(3)	2	(4)	-
Financial Revenues	*4*	*4*	*(0)*	*-12.1%*	*11*	*11*	*1*	*4.7%*
Financial Expenses	*(7)*	*(3)*	*(4)*	*106.7%*	*(14)*	*(9)*	*(5)*	*53.3%*
Income Before Taxes	66	78	(12)	-15.9%	220	189	31	16.5%
Income Tax / Social Contribution	(38)	(18)	(20)	112.2%	(74)	(42)	(32)	75.3%
Net Income	**28**	**61**	**(32)**	**-53.3%**	**146**	**147**	**(0)**	**-0.3%**

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

In the quarter, the worsening in the Services segment's result was due to the reduction in operating revenue and increase in PMSO. In the YTD, the result was positive due to the improvement in operating revenue and in PMSO.

Company Profile and Corporate Structure

Company Operation

CPFL Energia operates in the Generation & Energy Management, Transmission, Distribution and Services segments.

CPFL is the largest distribution company in volume of energy sales, with 14% market share in Brazil, serving approximately 11.0 million customers in 687 municipalities. With 4,072 MW of installed capacity, it is among the largest generators in the country, with 100% of its generation portfolio coming from renewable sources.

The group also plays a relevant role in the transmission segment, with an installed capacity of 16.4 thousand MVA and more than 6 thousand kilometers of transmission lines. It also has a national operation through CPFL Soluções, providing solutions in energy management.



Growth Strategy

To learn about CPFL Energia's Strategic Planning and Competitive Advantages, visit the IR website.

Shareholders' Structure and Corporate Governance

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

The guidelines and set of documents relating to corporate governance are available on the IR website.



Reference date: 09/30/2026
Notes:
(1) CPFL RGE is controlled by CPFL Energia (89.0107%) and CPFL Brasil (10.9893%);
(2) CPFL Renováveis is controlled by CPFL Energia (51.00%) and CPFL Brasil (49.00%);
(3) Jaguari Geração holds a 4.15% stake in the assured energy of Luiz Eduardo Magalhães HPP;
(4) CPFL Transmissão is controlled by CPFL Energia (51.00%) and CPFL Brasil (49.00%);
(5) Alesta is controlled by CPFL Energia (99.99%) and CPFL Brasil (0.01%).

Dividend Policy

CPFL Energia's Dividend Distribution Policy establishes the guidelines, criteria and procedures for distributing dividends and interest on equity to the Company's shareholders according to its cash generation, without compromising its growth and investment needs. The policy is available on the IR website.


CPFL
ENERGIA