

Resultados 2T25

Energia para um futuro
mais sustentável



VIDEOCONFERÊNCIA
18 de agosto de 2025

Horário: 11h00 (BRT) | 10h00 (ET)

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

[Clique aqui](#) ou pelo QR Code





Mensagem do Presidente

Chegamos ao fim de mais um semestre com resultados consistentes e robustos. Neste trimestre, alcançamos um EBITDA de R\$ 3 bilhões, um crescimento de 6,7%, e Lucro Líquido de R\$ 1,2 bilhão, crescimento de 7,8%. Destaque também para o PMSO, que teve queda de 1,8% no período, favorecido pela redução da PDD e pelo efetivo controle de custos em todos os nossos segmentos.

No segmento de Distribuição, destaque para a queda na inadimplência, que voltou a níveis próximos do nosso histórico, com um indicador de 0,82% (PDD/Receita de Fornecimento), favorecida pelo menor ticket médio, em consequência de temperaturas mais amenas este ano. Além disso observamos uma massa de renda real ainda em crescimento. Importante ressaltar também que continuamos com nossas equipes mobilizadas na execução de todas as ações para o controle da inadimplência. Nas vendas de energia, destaque para a classe industrial que vem mostrando números positivos nos últimos trimestres e no 2T25 obteve um crescimento de 1,9%. Tivemos ainda os efeitos positivos dos reajustes tarifários

sobre a parcela B, com destaque para o repasse de IGP-M, descontado do Fator X, de 7,53% no reajuste tarifário da CPFL Paulista, em abril de 2025.

No segmento de Geração, destacamos a melhor safra de ventos, com um crescimento de 28% em relação ao mesmo período de 2024. Em contrapartida, continuamos com as restrições de geração impostas pelo ONS (*curtailment*), que também cresceram em relação ao mesmo período de 2024, atingindo 24,3% da geração do período. No líquido, tivemos uma geração 11,9% maior no 2T25. Outro ponto importante foi a conclusão da venda de nossa participação na Epasa, em linha com os nossos compromissos ESG; agora nosso portfólio de geração é 100% renovável!

Nossos investimentos continuam elevados. Nesse trimestre, realizamos um total de R\$ 1,4 bilhão, com destaque para os R\$ 1,2 bilhão investidos no segmento de Distribuição e os R\$ 166 milhões em Transmissão, destinados principalmente à composição da base de ativos (BRR). Já são R\$ 2,7 bilhões no semestre e nossa estimativa é atingir um Capex de R\$ 6,5 bilhões para todos os negócios do grupo em 2025.

Com relação a nossa disciplina financeira, gestão de caixa e otimização da estrutura de capital, apresentamos ao fim desse trimestre uma alavancagem de 2,07x Dívida Líquida/EBITDA, no critério de medição dos *covenants* financeiros, e posição de caixa de R\$ 4,2 bilhões. Outro ponto importante foi a aprovação em AGO, ocorrida em 29 de abril, de dividendos relativos aos resultados de 2024, no montante de R\$ 3,2 bilhões, ou R\$ 2,79/ação.

Encerro essa mensagem com um destaque muito importante para o mercado de capitais. A CPFL Energia conseguiu rating global “Baa2” pela Moody’s, sendo esta nota 2 níveis acima do *rating* soberano. Com esse reconhecimento, abrimos novas possibilidades de financiamento no exterior, a custos bastante atrativos, garantindo o financiamento para nosso plano de investimentos nos próximos anos. Seguimos ainda mais motivados a sempre buscar a excelência na gestão operacional e financeira de nossos ativos, com foco constante na qualidade dos nossos processos e sempre atentos a oportunidades de crescimento com potencial de geração de valor para nossos acionistas. Agradeço a todos que nos acompanham e seguimos juntos nessa jornada.

Gustavo Estrella

Presidente da CPFL Energia

Resumo dos Principais Indicadores

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Carga na Área de Concessão GWh	17.340	17.738	(399)	-2,2%	37.084	37.161	(77)	-0,2%
Vendas na Área de Concessão GWh	17.974	18.271	(298)	-1,6%	36.891	36.896	(5)	0,0%
<i>Mercado Cativo</i>	8.983	10.207	(1.224)	-12,0%	19.451	21.261	(1.809)	-8,5%
<i>Cliente Livre</i>	8.991	8.064	927	11,5%	17.440	15.636	1.804	11,5%
Receita Operacional Bruta	15.101	14.212	889	6,3%	30.511	29.199	1.313	4,5%
Receita Operacional Líquida	10.549	9.662	887	9,2%	21.204	19.828	1.377	6,9%
EBITDA⁽¹⁾ Consolidado	3.028	2.837	191	6,7%	6.880	6.702	177	2,6%
<i>Distribuição</i>	2.066	1.690	376	22,2%	4.658	4.226	432	10,2%
<i>Geração</i>	806	856	(50)	-5,9%	1.661	1.811	(150)	-8,3%
<i>Transmissão</i>	171	233	(63)	-26,8%	531	490	41	8,4%
<i>Comercialização, Serviços & Outros</i>	(15)	57	(72)	-	30	176	(146)	-83,2%
Lucro Líquido Consolidado	1.186	1.100	85	7,8%	2.801	2.855	(54)	-1,9%
<i>Distribuição</i>	847	565	282	50,0%	1.941	1.723	218	12,7%
<i>Geração</i>	381	431	(50)	-11,5%	781	906	(124)	-13,7%
<i>Transmissão</i>	39	102	(62)	-61,4%	219	226	(7)	-3,1%
<i>Comercialização, Serviços & Outros</i>	(82)	3	(85)	-	(140)	1	(141)	-
Dívida Líquida⁽²⁾	27.287	26.250	1.037	4,0%	27.287	26.250	1.037	4,0%
Dívida Líquida / EBITDA ⁽²⁾	2,07	2,01	-	3,0%	2,07	2,01	-	3,0%
Investimentos ⁽³⁾	1.422	1.353	69	5,1%	2.660	2.447	213	8,7%
Preço da Ação (R\$/ação)	40,86	32,73	8,13	24,8%	40,86	32,73	8,13	24,8%
Volume Médio Diário	56	67	(11)	-16,2%	67	69	(3)	-3,6%

Notas:

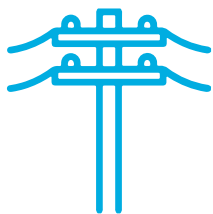
- (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Resolução CVM 156/22. Vide cálculo no item 2.1 deste relatório;
- (2) No critério dos *covenants* financeiros, que considera a participação da CPFL Energia nos projetos de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



Carga na Área de Concessão¹

-2,2%



PDD Distribuição

-37,3%



EBITDA

R\$ 3.028

milhões (+6,7%)



Lucro Líquido

R\$ 1.186

milhões (+7,8%)



Dívida Líquida

R\$ 27,3

bilhões e alavancagem de **2,07x** (Dívida Líquida/ EBITDA²)



CAPEX

R\$ 1.422

milhões (+5,1%)



Ocorreram os **Reajustes Tarifários Anuais** (RTAs) das distribuidoras **CPFL Paulista** e **RGE** com **aumentos na Parcela B** de **7,53%** e **4,90%** respectivamente



No processo de **Renovação de Concessões**, a ANEEL aprovou o pedido de prorrogação antecipada das distribuidoras **CPFL Piratininga** e **RGE**, e aguardam a **decisão do MME**



A Moody's atribuiu à **CPFL Energia** o **Rating Corporativo Global "Baa2"**, dois níveis acima do **rating soberano**

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

Índice

1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA	6
1.1) Desempenho Econômico-Financeiro.....	6
1.2) Endividamento	11
1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS.....	11
1.2.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	12
1.3) Investimentos	13
1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento	13
1.3.2) Investimentos Previstos	13
2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG	14
2.1) Plano ESG 2030	14
2.2) Principais Indicadores	15
3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS	17
3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO	17
3.1.1) Desempenho Operacional	17
3.1.1.1) Carga Líquida de Perdas Área de Concessão	17
3.1.1.2) Venda de Energia Área de Concessão	17
3.1.1.3) Inadimplência.....	18
3.1.1.4) Perdas	19
3.1.1.5) DEC e FEC.....	20
3.1.2) Eventos Tarifários.....	20
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro.....	21
3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO	27
3.2.1) Desempenho Operacional	27
3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro.....	27
3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO	32
3.3.1) Portfólio	32
3.3.2) Desempenho Operacional	32
3.3.3) Temas Regulatórios	33
3.3.4) Desempenho Econômico-Financeiro Regulatório.....	36
3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro IFRS	38
3.4) SEGMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS	39
3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro.....	39
4) ANEXO	40

1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA

1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	15.101	14.212	889	6,3%	30.511	29.199	1.313	4,5%
Receita Operacional Líquida	10.549	9.662	887	9,2%	21.204	19.828	1.377	6,9%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	9.131	8.426	704	8,4%	18.628	17.569	1.059	6,0%
Custo com Energia Elétrica	(4.962)	(4.392)	(569)	13,0%	(9.584)	(8.721)	(863)	9,9%
PMSO, Previdência e PDD	(1.313)	(1.368)	55	-4,0%	(2.490)	(2.459)	(31)	1,2%
Custos com construção de infraestrutura	(1.319)	(1.149)	(171)	14,9%	(2.385)	(2.121)	(263)	12,4%
Equivalência Patrimonial	73	84	(11)	-13,1%	134	176	(42)	-23,9%
EBITDA¹	3.028	2.837	191	6,7%	6.880	6.702	177	2,6%
Depreciação e Amortização	(603)	(571)	(32)	5,6%	(1.193)	(1.137)	(56)	4,9%
Resultado Financeiro	(667)	(716)	49	-6,9%	(1.536)	(1.532)	(4)	0,3%
<i>Receitas Financeiras</i>	463	378	84	22,3%	850	795	55	7,0%
<i>Despesas Financeiras</i>	(1.129)	(1.094)	(35)	3,2%	(2.386)	(2.327)	(59)	2,5%
Lucro Antes da Tributação	1.759	1.550	208	13,4%	4.151	4.034	117	2,9%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(573)	(450)	(123)	27,3%	(1.350)	(1.178)	(171)	14,5%
Lucro Líquido	1.186	1.100	85	7,8%	2.801	2.855	(54)	-1,9%

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	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Distribuição	323	7	316		754	348	406	
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	425	206	219	106,3%	910	590	320	54,3%
Despesas legais e judiciais	(58)	(53)	(4)	7,8%	(96)	(92)	(4)	4,2%
Baixa de ativos	(45)	(49)	4	-8,3%	(60)	(53)	(7)	14,0%
Impacto Enchente - Rio Grande do Sul*	-	(97)	97	-	-	(97)	97	-
Geração	(21)	66	(87)		(84)	43	(127)	
Equivalência Patrimonial	73	84	(11)	-13,1%	134	176	(42)	-23,9%
Despesas legais e judiciais	(0)	0	(1)	-	(1)	2	(3)	-
Baixa de ativos	(2)	1	(2)	-	(2)	2	(4)	-
Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)*	-	-	-	-	8	62	(54)	-86,5%
Impacto Venda Epasa*	(92)	-	(92)	-	(92)	-	(92)	-
Impacto Enchente - Rio Grande do Sul*	-	(19)	19	-	-	(19)	19	-
Transmissão	(189)	(1)	(188)		(150)	(9)	(141)	
Despesas legais e judiciais	(3)	(10)	7	-68,5%	(15)	(23)	8	-35,0%
Baixa de ativos	4	2	2	136,6%	8	2	5	217,9%
Diferença do IFRS (-) Regulatório	(40)	15	(55)	-	122	19	104	557,3%
Ajuste RBSE*	(150)	-	(150)	-	(150)	-	(150)	-
Impacto Enchente - Rio Grande do Sul*	-	(9)	9	-	-	(9)	9	-

* Extraordinário.

Explicação dos itens extraordinários

- Impacto da venda da participação na Epasa (UTES Termonordeste e Termoparaíba):** Em 10 de junho de 2025, foi concluído o processo de venda da participação societária da CPFL Geração nas Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA (“EPASA”). A venda gerou um impacto negativo na baixa de ativos, relacionado principalmente ao benefício da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (“SUDENE”) (não-caixa) (-R\$ 153 milhões), parcialmente compensado pelo impacto positivo do valor da venda

da participação (+R\$ 60 MM);

- Ajuste RBSE:** 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 e será visto a partir de julho desse ano, com a nova RAP homologada no RTA;

- Impacto da Enchente em 2024 – Rio Grande do Sul:**

- RGE (R\$ 97 milhões): (i) baixa de ativos danificados, no montante de R\$ 49 milhões, principalmente medidores e equipamentos de rede de distribuição e subestação (R\$ 43 milhões) e suas respectivas baixas no ativo financeiro da concessão (R\$ 6 milhões); (ii) serviços relacionados à substituição de ativos impactados, serviços de limpeza e infraestrutura, manutenção de frota, entre outros, no montante de R\$ 23 milhões, (iii) impacto na contratação de Rede Básica (R\$ 14 milhões) e (iv) impossibilidade de faturamento de clientes afetados pelas enchentes, em **valor estimado** de R\$ 12 milhões;
- Ceran (R\$ 19 milhões): (i) serviços de limpeza e infraestrutura, entre outros, no montante de R\$ 16 milhões; e (ii) baixa de ativos danificados, no montante de R\$ 3 milhões;
- CPFL Transmissão (R\$ 9 milhões): (i) despesas de infraestrutura e manutenção, entre outras, no montante de R\$ 6 milhões; e (ii) baixa de ativos de infraestrutura, no valor de R\$ 3 milhões.

Para a análise do acumulado, o resultado também foi impactado pelo seguinte item:

- Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa):** Efeito positivo de R\$ 8 milhões no 1S25, comparado ao efeito positivo de R\$ 62 milhões no 1S24, por conta da remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado.

Outros números relevantes para a análise do resultado

Efeitos no EBITDA Segmento de Transmissão	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
EBITDA IFRS	171	233	(63)	-26,8%	531	490	41	8,4%
EBITDA Regulatório	211	218	(7)	-3,3%	389	435	(46)	-10,6%
Diferença do IFRS (-) Regulatório	(40)	15			142	54		

Efeitos no Resultado Financeiro R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Acréscimos e multas moratórias	119	100	19	19,4%	242	219	23	10,6%
Marcação a mercado (MTM) da Dívida	86	(12)	98	-	109	(150)	259	-

Para o resultado financeiro é importante destacar o seguinte efeito:

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

Receita Operacional Líquida por Segmento

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Distribuição	8.816	8.029	787	9,8%	17.586	16.641	945	5,7%
Geração	1.161	1.081	81	7,4%	2.224	2.157	67	3,1%
Transmissão	423	485	(62)	-12,8%	1.027	908	120	13,2%
Comercialização	626	508	118	23,2%	1.262	971	291	30,0%
Serviços	306	328	(22)	-6,8%	609	624	(15)	-2,5%
Eliminações e Outros	(784)	(770)	(14)	1,8%	(1.503)	(1.473)	(31)	2,1%
Receita Operacional Líquida	10.549	9.662	887	9,2%	21.204	19.828	1.377	6,9%

No segmento de Distribuição, o aumento da receita de fornecimento (Cativo + TUSD) junto à atualização do ativo financeiro da concessão geraram um crescimento da receita.

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

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Itaipu	570	581	(11)	-1,9%	1.101	1.076	26	2,4%
PROINFA	118	92	26	28,7%	253	183	70	38,1%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	3.387	2.632	755	28,7%	6.489	5.319	1.170	22,0%
Crédito de PIS e COFINS	(352)	(284)	(68)	23,8%	(680)	(569)	(111)	19,6%
Energia Comprada para Revenda	3.723	3.020	703	23,3%	7.164	6.010	1.154	19,2%
Encargos da Rede Básica	991	1.088	(96)	-8,9%	2.025	2.156	(131)	-6,1%
Encargos de Transporte de Itaipu	78	110	(33)	-29,5%	149	213	(64)	-29,9%
Encargos de Conexão	29	31	(2)	-6,2%	55	58	(4)	-6,0%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	10	11	(0)	-4,2%	21	21	(0)	-0,1%
ESS / EER	256	282	(26)	-9,2%	414	558	(143)	-25,7%
Crédito de PIS e COFINS	(125)	(149)	24	-16,1%	(244)	(294)	50	-17,1%
Encargo	1.239	1.372	(133)	-9,7%	2.420	2.712	(291)	-10,7%
Custo com Energia Elétrica	4.962	4.392	569	13,0%	9.584	8.721	863	9,9%

Houve um crescimento nos custos com **Energia Comprada para Revenda**, tanto no trimestre quanto no acumulado, principalmente por conta do crescimento dos custos com **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**.

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, as reduções percebidas no trimestre e no acumulado decorrem dos encargos de **Rede Básica**, devido à queda das tarifas do uso de transmissão a partir de jul/24, conforme Resolução ANEEL nº 3.349/2024. O mesmo ocorreu com o encargo de **Transporte de Itaipu**, devido às novas tarifas determinadas na Resolução ANEEL nº 3.349/2024, e pelos novos montantes definidos em dez/24 no Despacho nº 3.836/2024.

Além disso, nos **encargos setoriais (ESS/EER)**, o custo do ESS - Encargos de Serviço do Sistema foi reduzido principalmente devido ao alívio retroativo gerado pela diferença de preços entre os submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse efeito foi parcialmente compensado pelo **EER - Encargos de Energia de Reserva**, que registrou um aumento dos custos, em decorrência do maior acionamento das usinas no trimestre, bem como pelo aumento do PLD aplicado às liquidações de energia dos Contratos de Energia de Reserva na CCEE tanto no trimestre quanto no acumulado.

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

PMSO

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Pessoal	581	563	18	3,2%	1.126	1.090	36	3,3%
Material	125	142	(17)	-12,2%	250	261	(11)	-4,2%
Serviços de Terceiros	261	279	(18)	-6,3%	517	499	18	3,5%
<i>Serviços de Terceiros</i>	<i>261</i>	<i>233</i>	<i>28</i>	<i>11,8%</i>	<i>517</i>	<i>454</i>	<i>63</i>	<i>13,8%</i>
<i>Serviços de Terceiros - Enchente Rio Grande do Sul*</i>	<i>-</i>	<i>45</i>	<i>(45)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>45</i>	<i>(45)</i>	<i>-</i>
Outros Custos/Despesas Operacionais	338	346	(8)	-2,3%	579	535	44	8,2%
<i>PDD</i>	<i>74</i>	<i>106</i>	<i>(32)</i>	<i>-30,1%</i>	<i>177</i>	<i>220</i>	<i>(44)</i>	<i>-19,8%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>43</i>	<i>47</i>	<i>(4)</i>	<i>-8,7%</i>	<i>85</i>	<i>74</i>	<i>11</i>	<i>14,8%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>65</i>	<i>64</i>	<i>2</i>	<i>2,4%</i>	<i>120</i>	<i>117</i>	<i>3</i>	<i>2,7%</i>
<i>Outros</i>	<i>64</i>	<i>81</i>	<i>(17)</i>	<i>-21,2%</i>	<i>114</i>	<i>137</i>	<i>(24)</i>	<i>-17,2%</i>
<i>Baixa de Ativos - Enchente Rio Grande do Sul*</i>	<i>-</i>	<i>49</i>	<i>(49)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>49</i>	<i>(49)</i>	<i>-</i>
<i>Impacto Venda Epasa*</i>	<i>92</i>	<i>-</i>	<i>(92)</i>	<i>-</i>	<i>92</i>	<i>-</i>	<i>(92)</i>	<i>-</i>
<i>Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)*</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(8)</i>	<i>(62)</i>	<i>54</i>	<i>-86,5%</i>
PMSO	1.305	1.329	(25)	-1,8%	2.472	2.386	87	3,6%

* Extraordinário.

O PMSO no trimestre foi impactado pelo efeito total da venda da participação na Epasa, que gerou um efeito negativo de R\$ 92 milhões. Em contrapartida, houve uma variação positiva pelos efeitos da Enchente no Rio Grande do Sul do 2T24, no total de R\$ 93 milhões (para mais detalhes, vide explicações no início do capítulo). Na análise do acumulado, o resultado também foi impactado pela remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado que gerou efeitos positivos de R\$ 8 milhões no 1S25 e de R\$ 62 milhões no 1S24.

Expurgando esses itens extraordinários, o PMSO teria apresentado uma redução de 1,9% (R\$ 23 milhões) decorrente dos seguintes fatores:

- MSO não ligado à inflação (reduções de R\$ 32 milhões no trimestre e de R\$ 25 milhões no acumulado):** redução na provisão para devedores duvidosos (PDD), parcialmente compensado pelo aumento na baixa de ativos;
- MSO ligado à inflação (redução de R\$ 9 milhões no trimestre e aumento de R\$ 23 milhões no acumulado):** menores despesas com auditoria e consultoria (R\$ 7 milhões) no trimestre, enquanto no acumulado houve aumento em manutenção de hardware/software (R\$ 29 milhões);
- Pessoal (aumentos de R\$ 18 milhões no trimestre e de R\$ 36 milhões no acumulado):** o crescimento reflete principalmente os reajustes salariais decorrentes dos acordos coletivos aplicados em 2024.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	1.319	1.149	171	14,9%	2.385	2.121	263	12,4%
Entidade de Previdência Privada	9	39	(31)	-77,9%	17	73	(56)	-76,3%
Depreciação e Amortização	603	571	32	5,6%	1.193	1.137	56	4,9%
Demais Custos e Despesas Operacionais	1.931	1.758	172	9,8%	3.595	3.331	263	7,9%

EBITDA

O **EBITDA** do trimestre foi impactado pelos efeitos extraordinários da venda da participação na Epasa e do ajuste da RBSE no segmento de Transmissão, enquanto a base de comparação do 2T24 foi afetada pelos efeitos das enchentes no RS. Expurgando esses efeitos, o desempenho seria positivo, explicado pela boa performance no PMSO e na PDD, pelo maior ativo financeiro da concessão no segmento de Distribuição, pelos reajustes por IGP-M em contratos da Geração e pela melhor margem do segmento de Transmissão. No acumulado, houve também o efeito

extraordinário da remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado. Sem esse efeito, o desempenho positivo é explicado pelos mesmos motivos do trimestre.

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

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	1.186	1.100	85	7,8%	2.801	2.855	(54)	-1,9%
Depreciação e Amortização	603	571	32	5,6%	1.193	1.137	56	4,9%
Resultado Financeiro	667	716	(49)	-6,9%	1.536	1.532	4	0,3%
Imposto de Renda / Contribuição Social	573	450	123	27,3%	1.350	1.178	171	14,5%
EBITDA	3.028	2.837	191	6,7%	6.880	6.702	177	2,6%

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Receitas	463	378	84	22,3%	850	795	55	7,0%
Despesas	(1.129)	(1.094)	(35)	3,2%	(2.386)	(2.327)	(59)	2,5%
Resultado Financeiro	(667)	(716)	49	-6,9%	(1.536)	(1.532)	(4)	0,3%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(842)	(758)	(84)	11,1%	(1.795)	(1.486)	(309)	20,8%
Acréscimos e multas moratórias	119	100	19	19,4%	242	219	23	10,6%
Marcação a mercado	86	(12)	98	-	109	(150)	259	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	36	(13)	49	-	16	(79)	96	-
Outras receitas e despesas	(66)	(33)	(33)	100,6%	(108)	(35)	(73)	206,5%
Resultado Financeiro	(667)	(716)	49	-6,9%	(1.536)	(1.532)	(4)	0,3%

As **despesas financeiras líquidas** reduziram no trimestre pelos efeitos positivos da **marcação a mercado** (ganho com o aumento da curva de *spread* de risco) e da **atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, parcialmente compensados pelas maiores **despesas com a dívida líquida**, devido aos aumentos nos indexadores (IPCA e CDI), nos gastos com novas captações e no endividamento, na comparação com o período anterior. No acumulado, os mesmos fatores prevaleceram, tendo maior relevância a variação nas **despesas com a dívida líquida**.

Lucro Líquido

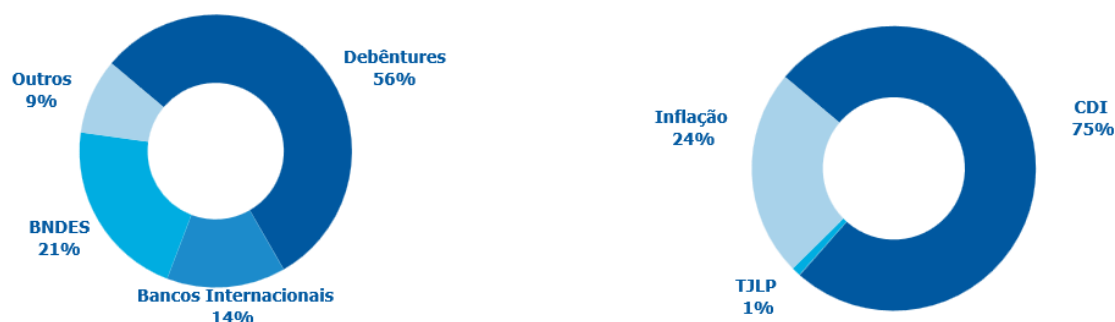
O aumento do **Lucro Líquido** refletiu principalmente o melhor desempenho do **EBITDA** do trimestre e as menores **despesas financeiras líquidas**, parcialmente compensado por uma maior alíquota efetiva (32,6% no 2T25 ante 29,0% no 2T24). No acumulado, a redução do **Lucro Líquido** refletiu a maior alíquota efetiva do período (32,5% no 1S25 ante 29,2% no 1S24), parcialmente compensado pelo aumento do **EBITDA**.

1.2) Endividamento

1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS

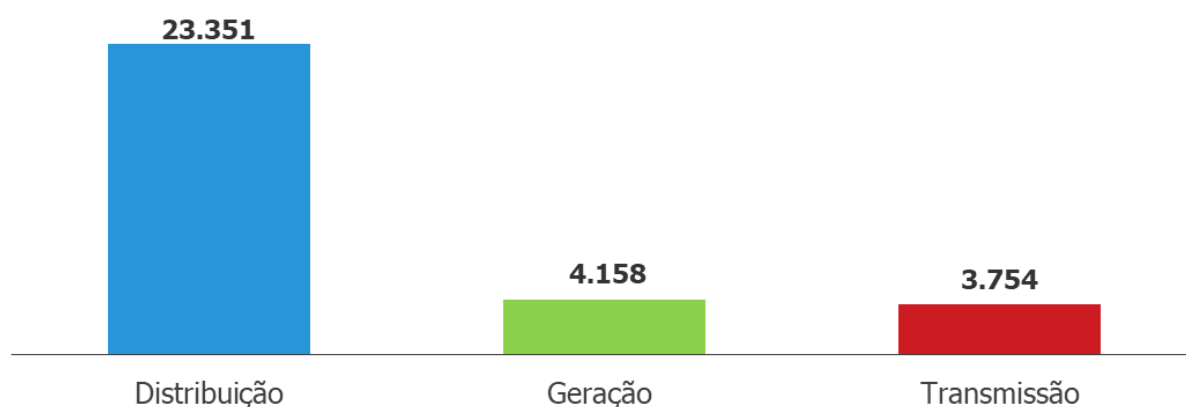
R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	31.263	29.924	(1.338)	4,5%
Disponibilidades	(4.211)	(3.943)	267	6,8%
Dívida Líquida	27.052	25.981	1.071	4,1%
Custo da Dívida	14,3%	10,9%	-	30,7%

Breakdown por Fonte e por Indexação | Pós-Hedge



Para mitigar possíveis exposições ao risco de flutuações do mercado, cerca de R\$ 4,5 bilhões em dívida possuem operações de *hedge*. Visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato, para as dívidas em moeda estrangeira (14,1% do total das dívidas em IFRS) foram contratadas operações de *swap*.

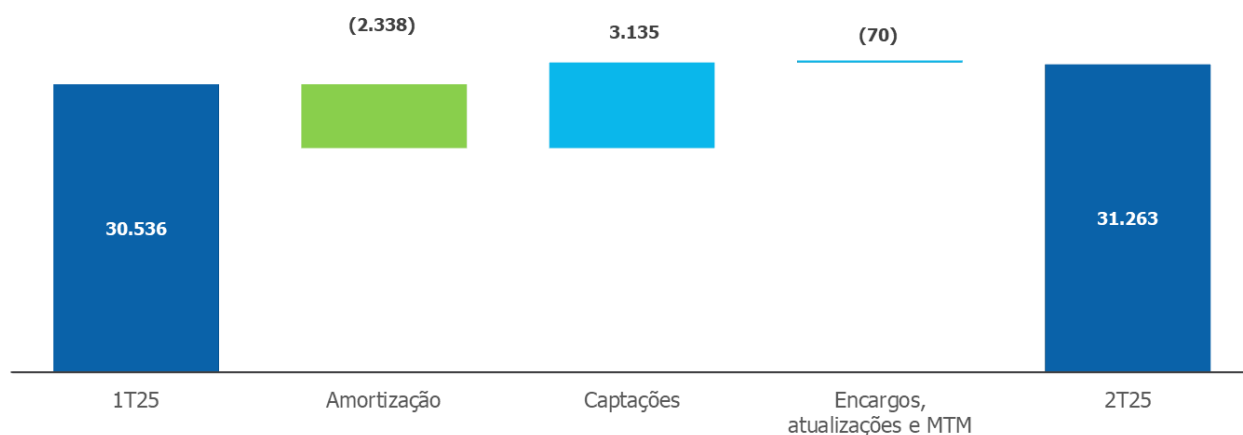
Dívida por Segmento – IFRS | R\$ milhões



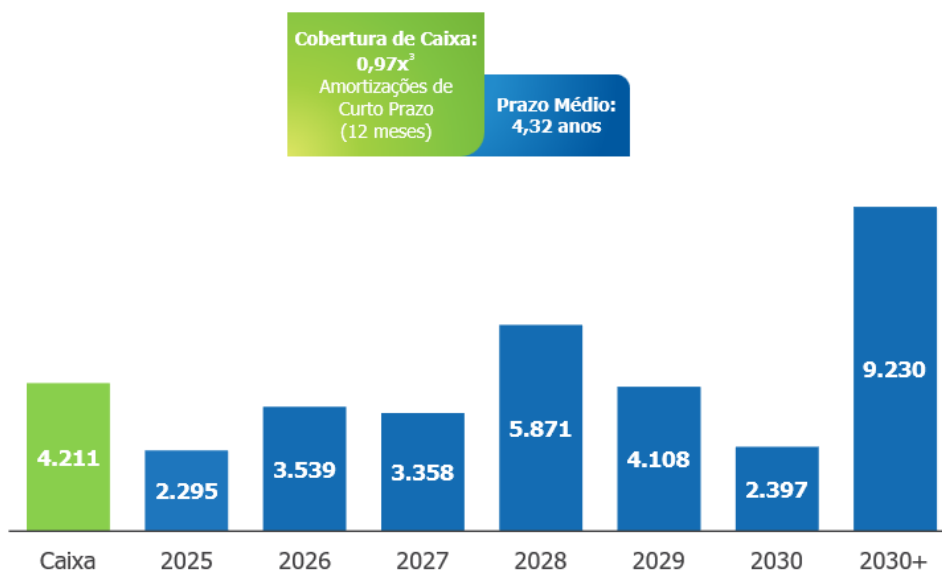
Notas:

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

Evolução do Saldo da Dívida – IFRS | 2T25



Cronograma de Amortização da Dívida¹ – IFRS | Junho de 2025



Notas:

(1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos. Para se chegar ao total da dívida financeira de R\$ 31.263 milhões, faz-se a inclusão dos encargos, do efeito de Marcação a Mercado (MTM) e do custo de captação;

(2) Caixa está considerando o saldo de TVM de R\$ 2,0 bilhões.

1.2.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	31.492	30.295	1.197	4,0%
(-) Disponibilidades ²	(4.205)	(4.046)	(160)	3,9%
(=) Dívida Líquida	27.287	26.250	1.037	4,0%
EBITDA <i>Proforma</i> ³	13.153	13.038	115	0,9%
Dívida Líquida / EBITDA	2,07	2,01	-	3,0%

Notas:

(1) Considera a consolidação proporcional dos ativos de Geração e da CPFL Transmissão, além do mútuo com a SGBP;

(2) Inclui Títulos e Valores Mobiliários (TVM);

(3) EBITDA *Pro forma* no critério 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	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Distribuição	1.199	1.079	121	11,2%	2.213	1.998	215	10,7%
Geração	51	99	(47)	-48,0%	96	149	(53)	-35,5%
Transmissão ¹	166	153	13	8,5%	341	257	84	32,7%
Comercialização	0	1	(0)	-60,9%	0	2	(2)	-81,7%
Serviços e Outros ²	5	22	(17)	-75,4%	10	41	(31)	-76,6%
Investimentos Realizados	1.422	1.353	69	5,1%	2.660	2.447	213	8,7%

Notas:

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

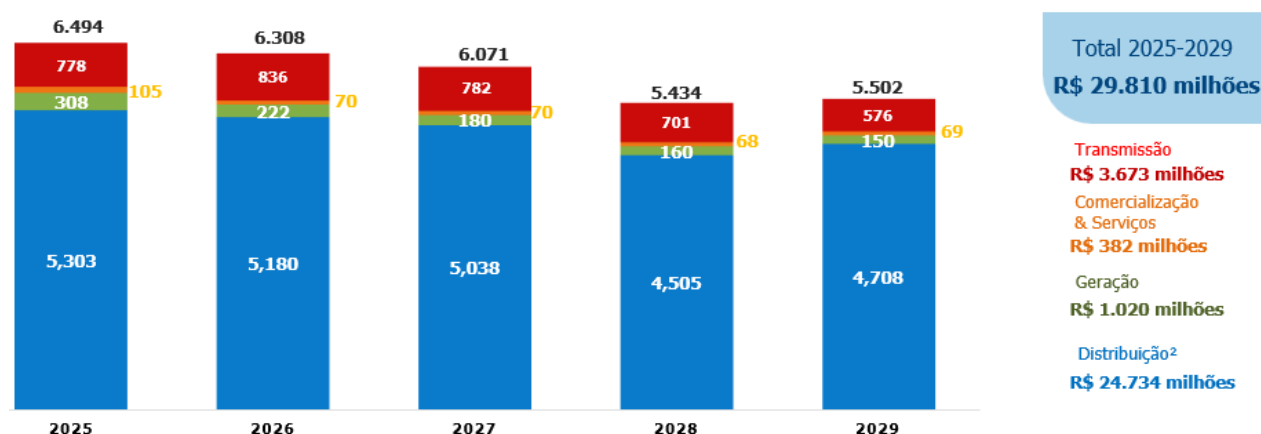
(2) Outros: refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

O aumento observado entre os períodos está relacionado a:

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

1.3.2) Investimentos Previstos

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



Notas:

(1) Moeda constante;

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



2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG

2.1) Plano ESG 2030

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

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



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



2.2) Principais Indicadores

Abaixo listamos alguns indicadores alinhados ao Plano ESG 2030:



Soluções Renováveis e Inteligentes

Tema	Indicador	Unidade	2T25	2T24	Δ %	1S25	1S24	Δ %
Energia renovável	Energia gerada por fontes renováveis	GWh	2.640	3.889	-32,1%	5.086	7.854	-35,2%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	1.350	2.447	-44,8%	2.666	5.140	-48,1%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	409	418	-2,2%	862	981	-12,2%
	↳ Solar	GWh	0,1	0,2	-49,9%	0,4	0,5	-24,5%
	↳ Eólica	GWh	743	664	11,9%	1.410	1.299	8,5%
	↳ Biomassa	GWh	138	360	-61,7%	149	434	-65,7%
Smart Grid	Religadores automáticos instalados	unidade	20.651	18.728	10,3%	20.651	18.728	10,3%
	Carga de energia telemedida	%	58,7%	56,4%	58,7%	56,6%	55,3%	2,4%
Inovação	Investimento em inovação P&D ANEEL	R\$ MM	12,5	13,6	-8,6%	21,8	22,7	-3,8%
Descarbonização	Projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável	unidade	53	53	0,0%	53	53	0,0%
	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ MM	0,4	0,2	105,6%	1,0	1,5	-34,7%



Operações Sustentáveis

Tema	Indicador	Unidade	2T25	2T24	Δ %	1S25	1S24	Δ %
Economia circular	Transformadores reformados	unidade	2.277	2.464	-7,6%	4.658	4.984	-6,5%
	Alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa	toneladas	1.795	2.086	-13,9%	3.413	3.992	-14,5%
Ecoeficiência	Consumo de água prédios administrativos	mil m³	10	10	8,7%	23	19	18,2%
	Consumo de energia prédios administrativos	MWh	2.549	2.612	-2,4%	5.346	5.432	-1,6%



Valor Compartilhado com a Sociedade

Tema	Indicador	Unidade	2T25	2T24	Δ %	1S25	1S24	Δ %
Digitalização	Atendimentos digitais	%	92,0%	90,0%	2,2%	91,5%	90,1%	1,6%
	Pagamento de faturas por meio digital	%	79,5%	75,6%	5,2%	78,8%	74,9%	5,1%
	Contas digitais	MM de unidades	5,1	4,8	7,4%	5,1	4,8	7,4%
Comunidade	Investimentos de eficiência energética em hospitais públicos CPFL e RGE nos Hospitais	R\$ milhões	10,4	7,5	38,1%	26,6	11,2	137,8%
	Investimento em projetos socioambientais em comunidades Instituto CPFL, Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda e Meio Ambiente	R\$ milhões	8,0	9,4	-14,6%	23,5	13,7	70,7%
	Pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil	309,6	365,4	-15,3%	472,6	518,6	-8,9%
	Unidades consumidoras de baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética PEE ANEEL	mil	10,2	0,5	1946,4%	16,435	0,5	3187,0%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Horas de treinamento ¹	mil	117,9	143,1	-17,6%	210,4	227,6	-7,5%
Diversidade ²	Negros na companhia	%	35,1%	35,0%	0,3%	35,1%	35,0%	0,3%
	Mulheres na companhia	%	20,9%	21,0%	-0,7%	20,9%	21,0%	-0,7%
	PcD na companhia	%	4,4%	4,0%	10,8%	4,4%	4,0%	10,8%
	Grupos Minoritários em cargos de liderança ²	%	40,0%	38,0%	5,2%	40,0%	-	-
Compras sustentáveis	Fornecedores críticos avaliados em critérios de sustentabilidade	%	93,3%	89,0%	4,8%	93,3%	89,0%	4,8%

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

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



Atuação Segura e Confiável

Tema	Indicador	Unidade	2T25	2T24	Δ %	1S25	1S24	Δ %
Saúde e Segurança	Taxa de frequência de acidentes Próprios	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ¹	0,6	0,7	-21,1%	0,5	0,7	-25,2%
	Taxa de frequência de acidentes Terceiros	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ¹	2,3	2,0	15,4%	2,2	7,2	-69,6%
	Acidentes fatais com a população	unidade	5,0	1,0	400,0%	13,0	3,0	333,3%
Ética	Colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	100%	99,0%	1,0%	100%	99,0%	1,0%
Transparência	Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	unidade	2	2	0,0%	2	2	0,0%
	Mulheres no Conselho de Administração	unidade	2	2	0,0%	2	2	0,0%

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

Índice

CPFL Energia

Distribuição

Geração

Transmissão

Comercialização e Serviços

Anexos



3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS

3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO

3.1.1) Desempenho Operacional

3.1.1.1) Carga Líquida de Perdas | Área de Concessão

GWh	2T25	2T24	Δ GWh	Δ %	Part.	1S25	1S24	Δ GWh	Δ %	Part.
Mercado Cativo	8.690	9.776	(1.086)	-11,1%	50,1%	19.587	21.225	(1.638)	-7,7%	52,8%
Cliente Livre	8.649	7.962	687	8,6%	49,9%	17.498	15.937	1.561	9,8%	47,2%
Carga Líquida de Perdas	17.340	17.738	(399)	-2,2%	100,0%	37.084	37.161	(77)	-0,2%	100,0%

3.1.1.2) Venda de Energia | Área de Concessão

GWh	2T25	2T24	Δ GWh	Δ %	Part.	1S25	1S24	Δ GWh	Δ %	Part.
Residencial	5.455	5.733	(277)	-4,8%	30,4%	11.917	12.022	(105)	-0,9%	32,3%
Industrial	6.815	6.690	125	1,9%	37,9%	13.173	12.969	204	1,6%	35,7%
Comercial	3.115	3.253	(138)	-4,2%	17,3%	6.441	6.592	(151)	-2,3%	17,5%
Rural	669	688	(19)	-2,8%	3,7%	1.518	1.502	16	1,1%	4,1%
Outros	1.920	1.907	12	0,7%	10,7%	3.842	3.811	31	0,8%	10,4%
Venda de Energia	17.974	18.271	(298)	-1,6%	100,0%	36.891	36.896	(5)	0,0%	100,0%
Cativo										
Residencial	5.452	5.733	(280)	-4,9%	63,8%	11.911	12.021	(110)	-0,9%	61,2%
Industrial	433	751	(319)	-42,4%	8,4%	882	1.522	(640)	-42,1%	4,5%
Comercial	1.348	1.763	(415)	-23,6%	19,6%	2.908	3.645	(737)	-20,2%	15,0%
Rural	570	621	(52)	-8,3%	6,9%	1.325	1.379	(54)	-3,9%	6,8%
Outros	1.180	1.338	(158)	-11,8%	14,9%	2.425	2.693	(268)	-9,9%	12,5%
Total Cativo	8.983	10.207	(1.224)	-12,0%	100,0%	19.451	21.261	(1.809)	-8,5%	100,0%
TUSD										
Residencial	3	0	3	2075,2%	0,0%	6	1	5	629,9%	0,0%
Industrial	6.382	5.939	443	7,5%	73,6%	12.291	11.447	844	7,4%	70,5%
Comercial	1.767	1.490	277	18,6%	18,5%	3.533	2.946	586	19,9%	20,3%
Rural	99	67	32	48,4%	0,8%	193	123	70	56,9%	1,1%
Outros	739	569	171	30,0%	7,1%	1.417	1.118	299	26,7%	8,1%
Total TUSD	8.991	8.064	927	11,5%	100,0%	17.440	15.636	1.804	11,5%	100,0%

Destacam-se no trimestre:

- Classe Residencial:** redução de 4,8%, principalmente em função do impacto negativo de temperatura e pelo incremento de geração distribuída (GD). Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo bom desempenho da massa de renda, nível de emprego e crescimento vegetativo;
- Classe Industrial:** crescimento de 1,9%, refletindo o predomínio de taxas positivas no consumo de 7 dos 10 maiores setores em nossa área de concessão, que foram parcialmente compensados pelo impacto de GD;
- Classe Comercial:** retração de 4,2% na comparação com o mesmo período do ano anterior, em função do efeito de temperatura negativo e pelo impacto de GD. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo resultado positivo de renda e redução na taxa de desemprego;
- Classe Rural:** redução de 2,8%, explicado pelo impacto da GD, que foi parcialmente compensado pela menor pluviometria no Rio Grande do Sul;
- Classe Outros:** crescimento de 0,7%, impulsionado pelo melhor desempenho econômico do país, que foi parcialmente compensado por menores temperaturas e pelo incremento de

clientes que utilizam GD.

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

- Classe Rural:** crescimento de 1,1%, impulsionado pela menor pluviometria na nossa área de concessão, o que aumenta a necessidade de irrigação, e pelo desempenho econômico do país, que foi parcialmente compensado pelo incremento de clientes que utilizam GD.

3.1.1.3) Inadimplência

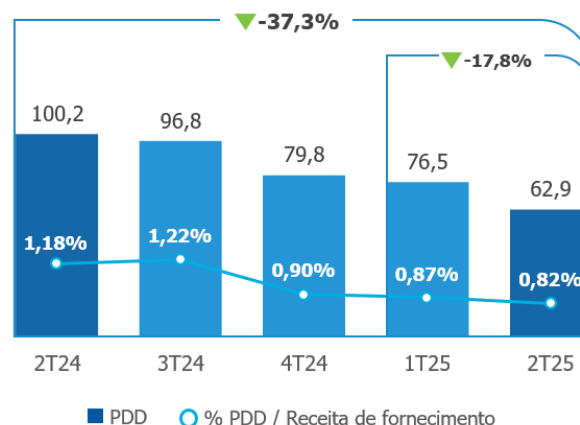
A PDD apresentou uma redução de R\$ 37,3 milhões em relação ao mesmo período de 2024 e uma redução de R\$ 13,6 milhões em relação ao 1T25. Com isso, o índice de PDD/Receita bruta de fornecimento alcançou 0,82% no trimestre.

O resultado do trimestre pode ser explicado por uma maior realização de cortes de energia, quando comparado com o mesmo período no ano passado, favorecido pela menor incidência de eventos climáticos extremos na área de concessão. Encerramos o trimestre com mais de 717 mil cortes, o que contribuiu para a queda do indicador de inadimplência.

É importante considerar o impacto das enchentes que acometeram o estado do Rio Grande do Sul em maio de 2024 que impossibilitaram a execução de cortes, em virtude da severidade do evento e, em seguida, por força da Resolução Normativa nº 1.092/2024 da ANEEL, que proibiu a suspensão do fornecimento por inadimplência nos municípios atingidos. Desconsiderando os cortes da RGE em maio e junho de 2025, encerramos o trimestre com a realização de 612 mil cortes, o que representa um aumento de 3% em relação ao 2T24.

Esses mesmos efeitos impactaram o resultado acumulado, em que registramos uma redução de R\$ 72 milhões na provisão para devedores duvidosos (PDD), com índice de PDD/Receita bruta de fornecimento de 0,84%.

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



3.1.1.4) Perdas

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

Perdas | Nova Metodologia (CP 09)

Acumulado 12 Meses	Jun-24	Set-24	Dez-24	Mar-25	Jun-25	ANEEL ¹
CPFL Paulista	9,48%	9,44%	9,21%	9,47%	9,18%	8,54%
RGE ²	9,93%	10,09%	9,75%	9,87%	9,93%	9,51%
CPFL Santa Cruz	8,02%	7,71%	7,44%	7,59%	7,68%	9,11%

Apenas a CPFL Piratininga ainda não passou por processo de reajuste tarifário e, por essa razão, não tem o novo limite ANEEL definindo.

Perdas | Metodologia Antiga

Acumulado 12 Meses	Jun-24	Set-24	Dez-24	Mar-25	Jun-25	ANEEL ¹
CPFL Piratininga ³	7,59%	7,54%	7,59%	7,44%	7,62%	6,03%

Notas:

(1) Limite ANEEL referente a 30/06/2025.

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

(3) De acordo com os critérios anteriores da ANEEL, exceto pela não consideração dos efeitos de GD.

Desconsiderando o efeito do calendário de faturamento em ambos os períodos, as perdas teriam as seguintes variações: Paulista -0,13 p.p.; Piratininga +1,13 p.p.; RGE +0,19 p.p. e Santa Cruz +0,56 p.p.

As principais realizações no combate às perdas foram:

- Manutenção das fronteiras elétricas e subestações internas;
- Mapeamento das perdas de energia por meio de microbalanços;
- Blindagem de 9,9 mil clientes do Grupo B com caixa blindada e 326 clientes do Grupo A com Conjunto de Medição (Migração de Cabine interna para medição exteriorizada no poste da CPFL);
- Realização de 101,8 mil inspeções em unidades consumidoras com 20,5% de assertividade na identificação de perdas;
- Faturamento de 21,9 GWh de energia recuperada através das inspeções. Além do retroativo, os clientes normalizados passam a consumir a energia correta e esse montante representou 89,8 GWh de incremento no mercado;
- Substituição de mais de 8,6 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos equipamentos eletrônicos;
- Visita a 16,5 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à

revelia;

- (viii) Regularização de 48,4 mil unidades consumidoras, com avanço de consumo e sem contrato;
- (ix) Regularização de 587 unidades consumidoras clandestinas, tendo em sua maioria, necessidade de obras de construção de rede da CPFL Energia;
- (x) Disciplina de mercado através da publicação de 120 notícias relacionadas aos operativos de combate à fraude e furtos pela CPFL.

3.1.1.5) DEC e FEC

O DEC mede a duração média, em horas, de interrupção por cliente e o FEC indica o número médio de interrupções por cliente. Tais indicadores medem a qualidade e a confiabilidade anuais do fornecimento de energia elétrica.

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

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

DEC Horas	2T25	2T24	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	5,96	6,22	-6,5%	n.d
CPFL Paulista	4,81	5,13	-8,9%	6,42
CPFL Piratininga	4,03	4,65	-16,0%	6,05
RGE	9,21	9,13	0,2%	10,50
CPFL Santa Cruz	4,66	5,31	-14,1%	7,35

FEC Interrupções	2T25	2T24	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	3,46	3,51	-4,0%	n.d
CPFL Paulista	2,94	3,24	-12,2%	5,09
CPFL Piratininga	3,13	3,12	-3,7%	4,98
RGE	4,58	4,23	8,0%	7,19
CPFL Santa Cruz	2,97	3,36	-18,6%	6,11

Nota: (1) Limite ANEEL referente a 30/06/2025.

3.1.2) Eventos Tarifários

Descrição	RTAs			
	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista	RGE ¹	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	3.460	3.452	3.473	3.409
Reajuste	1,03%	-2,19%	2,52%	1,33%
Parcela A	0,56%	3,72%	4,71%	-1,97%
Parcela B	1,11%	2,13%	1,74%	0,49%
Componentes Financeiros	-0,64%	-8,05%	-3,94%	2,81%
Efeito para o consumidor ²	2,62%	-3,66%	12,39%	3,03%
Data de entrada em vigor	22/05/2025	08/04/2025	19/06/2025	23/10/2024

Notas:

(1) Em decorrência da enchente ocorrida no Rio Grande do Sul em maio de 2024, a RGE solicitou à ANEEL uma postergação tarifária, que refletiu em um impacto zero aos consumidores no ano de 2024 e levou a criação de um ativo regulatório a ser recomposto nos RTAs dos anos seguintes, atualizado por SELIC. No RTA 2025, foi iniciado o repasse desse ativo por meio de componente financeiro, no valor de R\$ 370 milhões; o valor remanescente será repassado nos reajustes posteriores.

(2) O efeito para o consumidor também é impactado pelo componente financeiro retirado na última revisão ou reajuste tarifário.

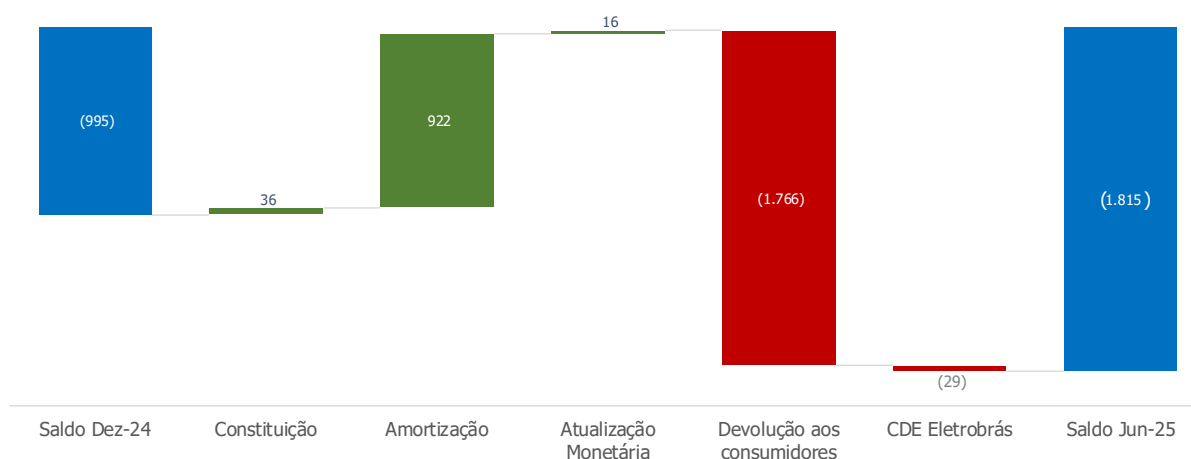
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	13.141	12.333	808	6,6%	26.429	25.512	918	3,6%
Receita Operacional Líquida	8.816	8.029	787	9,8%	17.586	16.641	945	5,7%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	7.647	7.010	637	9,1%	15.484	14.724	761	5,2%
Custo com Energia Elétrica	(4.641)	(4.296)	(346)	8,0%	(8.995)	(8.594)	(401)	4,7%
PMSO, Previdência e PDD	(940)	(1.024)	84	-8,2%	(1.831)	(1.904)	73	-3,8%
Custos com construção de infraestrutura	(1.169)	(1.019)	(150)	14,7%	(2.101)	(1.917)	(184)	9,6%
EBITDA¹	2.066	1.690	376	22,2%	4.658	4.226	432	10,2%
Depreciação e Amortização	(342)	(311)	(31)	10,1%	(672)	(614)	(58)	9,4%
Resultado Financeiro	(460)	(534)	74	-13,9%	(1.091)	(1.126)	36	-3,2%
<i>Receitas Financeiras</i>	370	309	60	19,5%	708	664	44	6,6%
<i>Despesas Financeiras</i>	(830)	(844)	14	-1,6%	(1.799)	(1.791)	(8)	0,4%
Lucro Antes da Tributação	1.263	845	419	49,5%	2.896	2.486	410	16,5%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(416)	(280)	(136)	48,6%	(955)	(763)	(192)	25,1%
Lucro Líquido	847	565	282	50,0%	1.941	1.723	218	12,7%

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 junho de 2025, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era negativo (passivo) em R\$ 1.815 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2024, houve uma variação de R\$ 820 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo ocorreu em função da homologação da devolução aos consumidores, no montante de R\$ 1.766 milhões, sendo R\$ 1.506 milhões referente aos créditos de PIS/COFINS e R\$ 260 milhões decorrentes de créditos da geração distribuída. O Despacho nº 684/2025 regulamentou o tratamento dos créditos de geração distribuída, o que levou a Companhia a reconhecer um passivo regulatório que, até então, estava registrado em "outras contas a pagar". Nos reajustes tarifários das distribuidoras aplicados em 2025, esse passivo regulatório a ser repassado aos consumidores já foi considerado. Adicionalmente, houve o repasse de recursos da CDE no montante de R\$ 29 milhões.

No período, foi realizada uma amortização de R\$ 992 milhões, enquanto a atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 16 milhões.

Já decorrente da constituição líquida, tivemos um ativo de R\$ 36 milhões, principalmente nas linhas:

- (i) Outros componentes financeiros (R\$ 416 milhões);
- (ii) CDE (R\$ 215 milhões);

(iii) Sobrecontratação (R\$ 156 milhões);

(iv) Proinfa (R\$ 61 milhões);

Parcialmente compensadas por passivos constituídos nas linhas de:

(v) Devolução para os clientes do crédito de PIS/COFINS (R\$ 306 milhões);

(vi) Repasse de Itaipu (R\$ 140 milhões);

(vii) Ultrapassagem de demanda e excedente de reativo (R\$ 138 milhões);

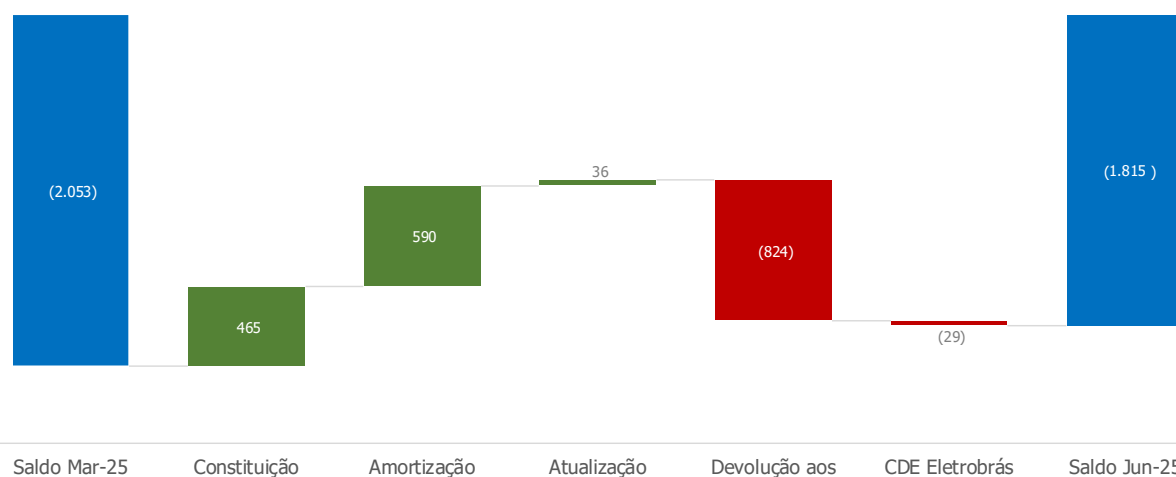
(viii) Neutralidade dos encargos setoriais (R\$ 84 milhões);

(ix) Bandeira tarifária faturada (R\$ 74 milhões);

(x) Custos com energia elétrica (R\$ 52 milhões);

(xi) Demais itens (R\$ 18 milhões).

Para fins de análise, segue abaixo o gráfico que demonstra a movimentação dos saldos de ativo e passivo setorial, apenas no 2T25:



Receita Operacional

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	9.429	9.896	(467)	-4,7%	20.554	20.908	(354)	-1,7%
Energia Elétrica de Curto Prazo	171	64	107	168,1%	145	99	46	46,3%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	1.169	1.019	150	14,7%	2.101	1.917	184	9,6%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	1.055	441	614	139,1%	958	642	317	49,3%
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	713	567	145	25,6%	1.432	1.091	341	31,3%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	425	200	225	112,3%	910	584	326	55,8%
Outras Receitas e Rendas	202	174	27	15,7%	386	347	39	11,2%
Multas Compensatórias (DIC e FIC)	(22)	(29)	7	-24,6%	(57)	(76)	18	-24,3%
Receita Operacional Bruta - Total	13.141	12.333	808	6,6%	26.429	25.512	918	3,6%
ICMS	(1.669)	(1.710)	42	-2,4%	(3.531)	(3.505)	(26)	0,7%
PIS e COFINS	(901)	(847)	(54)	6,4%	(1.811)	(1.775)	(36)	2,0%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.561)	(1.529)	(32)	2,1%	(3.122)	(3.088)	(34)	1,1%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(72)	(68)	(4)	5,9%	(146)	(142)	(4)	3,0%
PROINFA	(95)	(80)	(15)	18,4%	(174)	(160)	(14)	8,6%
Outros	(27)	(69)	42	-60,9%	(60)	(201)	141	-70,1%
Deduções da Receita Operacional Bruta - Total	(4.324)	(4.303)	(21)	0,5%	(8.844)	(8.871)	27	-0,3%
Receita Operacional Líquida	8.816	8.029	787	9,8%	17.586	16.641	945	5,7%

Receita Operacional Bruta

A variação da linha de **Ativo e Passivo Financeiro Setorial** decorre, principalmente, pela maior constituição de Ativos Regulatórios no 2T25 se comparado ao 2T24.

O aumento na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão** é explicado, principalmente, pelo ganho de R\$ 111 milhões decorrente dos laudos de avaliação realizados no 2T25. Adicionalmente, o crescimento médio de 18% na base de ativos, aliado à variação do IPCA (1,00% no 2T24 e 1,25% no 2T25), também contribuiu para a elevação do saldo.

No acumulado, os efeitos que impactaram a variação da receita foram semelhantes aos registrados no trimestre. Destaca-se ainda o aumento no **Aporte CDE**, impulsionado pelo crescimento no número de clientes que passaram a ter o direito aos subsídios tarifários, resultando no recebimento pelas distribuidoras por meio do referido Aporte.

Deduções da Receita Operacional Bruta

No trimestre, as deduções da receita operacional bruta apresentaram aumento, principalmente devido à elevação na arrecadação de PIS/COFINS, às maiores despesas com a CDE, em função do aumento da cota, e ao crescimento do Proinfa. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela menor arrecadação de ICMS e pela redução na linha Outros, decorrente da recomposição dos recursos da Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu.

No acumulado, observou-se uma redução nas deduções, também relacionada à recomposição dos recursos de Itaipu no início de 2024, período em que o impacto foi mais significativo.

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Itaipu	570	581	(11)	-1,9%	1.101	1.076	26	2,4%
PROINFA	118	92	26	28,7%	253	183	70	38,1%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	2.992	2.473	519	21,0%	5.753	5.075	678	13,4%
Crédito de PIS e COFINS	(327)	(272)	(55)	20,3%	(626)	(550)	(76)	13,9%
Energia Comprada para Revenda	3.353	2.874	479	16,7%	6.482	5.784	697	12,1%
Encargos da Rede Básica	1.012	1.106	(94)	-8,5%	2.061	2.190	(130)	-5,9%
Encargos de Transporte de Itaipu	78	110	(33)	-29,5%	149	213	(64)	-29,9%
Encargos de Conexão	73	67	6	9,0%	143	131	13	9,7%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	3	3	0	0,0%	6	6	(0)	-1,4%
ESS / EER	254	280	(26)	-9,4%	410	555	(145)	-26,2%
Crédito de PIS e COFINS	(131)	(145)	14	-9,4%	(256)	(286)	30	-10,5%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	1.289	1.422	(133)	-9,4%	2.513	2.809	(296)	-10,5%
Custo com Energia Elétrica	4.641	4.296	346	8,0%	8.995	8.594	401	4,7%

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

No caso da energia adquirida de **Itaipu**, observou-se uma redução no trimestre, atribuída à menor quantidade de energia comprada. No entanto, no acumulado, houve um aumento, impulsionado pela valorização do dólar em 2025.

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, as reduções percebidas no trimestre e no acumulado decorrem dos encargos de Rede Básica devido à queda das tarifas de uso do sistema de transmissão a partir de jul/24 conforme Resolução ANEEL nº 3.349/2024. O mesmo ocorreu com o encargo de **Transporte de Itaipu**, devido às novas tarifas determinadas na Resolução ANEEL nº 3.349/2024, e pelos novos montantes definidos em dez/24 pelo Despacho nº 3.836/2024.

Além disso, nos **encargos setoriais (ESS/EER)**, o custo do **ESS - Encargos de Serviço do Sistema** foi reduzido principalmente devido ao alívio retroativo gerado pela diferença de preços entre os submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse efeito foi parcialmente compensado pelo **EER - Encargos de Energia de Reserva**, que registrou um aumento dos custos, em decorrência do maior acionamento das usinas no 2T25, bem como pelo aumento do PLD aplicado às liquidações de energia dos Contratos de Energia de Reserva na CCEE, ambos no trimestre e no acumulado.

PMSO

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Pessoal	349	328	21	6,4%	668	637	31	4,9%
Material	69	71	(2)	-3,0%	139	141	(2)	-1,6%
Serviços de Terceiros	313	312	1	0,2%	618	576	42	7,3%
<i>Serviços de Terceiros</i>	<i>313</i>	<i>289</i>	<i>24</i>	<i>8,3%</i>	<i>618</i>	<i>553</i>	<i>65</i>	<i>11,8%</i>
<i>Serviços de Terceiros - Enchentes Rio Grande do Sul*</i>	<i>-</i>	<i>23</i>	<i>(23)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>23</i>	<i>(23)</i>	<i>-</i>
Outros Custos/Despesas Operacionais	210	294	(84)	-28,6%	409	513	(104)	-20,3%
<i>PDD</i>	<i>63</i>	<i>100</i>	<i>(37)</i>	<i>-37,3%</i>	<i>139</i>	<i>211</i>	<i>(72)</i>	<i>-34,0%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>58</i>	<i>51</i>	<i>6</i>	<i>12,0%</i>	<i>96</i>	<i>90</i>	<i>6</i>	<i>6,6%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>45</i>	<i>6</i>	<i>39</i>	<i>658,9%</i>	<i>90</i>	<i>35</i>	<i>55</i>	<i>156,6%</i>
<i>Baixa de Ativos - Enchente Rio Grande do Sul*</i>	<i>-</i>	<i>43</i>	<i>(43)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>43</i>	<i>(43)</i>	<i>-</i>
<i>Outros</i>	<i>45</i>	<i>94</i>	<i>(49)</i>	<i>-52,0%</i>	<i>84</i>	<i>134</i>	<i>(50)</i>	<i>-37,6%</i>
PMSO	942	1.006	(65)	-6,4%	1.835	1.868	(33)	-1,8%

* Extraordinário.

O PMSO foi impactado por um item extraordinário – enchentes no Rio Grande do Sul (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo 1), que gerou um efeito de R\$ 66 milhões no trimestre e no acumulado de 2024.

Expurgando esse item, o PMSO teria apresentado aumentos de 0,2% (R\$ 2 milhões) no trimestre e de 1,8% (R\$ 33 milhões) no acumulado, decorrente dos seguintes fatores:

- MSO ligado à inflação (aumentos de R\$ 14 milhões no trimestre e de R\$ 51 milhões no acumulado):** explicado por ações de cobrança (R\$ 5 milhões no 2T25 e R\$ 7 milhões no 1S25); hardware e software (R\$ 5 milhões no 2T25 e R\$ 24 milhões no 1S25); poda de árvores (R\$ 2 milhões no 2T25 e R\$ 4 milhões no 1S25), entre outros;
- Pessoal (aumentos de R\$ 21 milhões no trimestre e de R\$ 31 milhões no acumulado):** explicado principalmente pelo crescimento no *headcount* de 2,2%¹ no trimestre e 1,6%² acumulado e pelo acordo coletivo homologado em 2024;
- MSO não ligado à inflação (reduções de R\$ 33 milhões no trimestre e de R\$ 49 milhões no acumulado):** explicada pela provisão para devedores duvidosos (PDD), conforme explicado no item 3.1.1.3, parcialmente compensado por um aumento em despesas legais e judiciais.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	(1.169)	(1.019)	(150)	14,7%	(2.101)	(1.917)	(184)	9,6%
Entidade de Previdência Privada	2	(18)	20	-	3	(37)	40	-
Depreciação e Amortização	(342)	(311)	(31)	10,1%	(672)	(614)	(58)	9,4%
Demais Custos/Despesas Operacionais	(1.510)	(1.348)	(162)	12,0%	(2.770)	(2.568)	(203)	7,9%

¹ Média de abril a junho.

² Média de janeiro a junho.

EBITDA

O **EBITDA** do segmento de Distribuição foi impactado pelo efeito extraordinário registrado em 2024 decorrente das enchentes no Rio Grande do Sul (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo 1). Desconsiderando esse efeito, o EBITDA teria apresentado um crescimento de 15,6%, explicado principalmente pelo aumento do ativo financeiro da concessão e pelo bom desempenho do PMSO e da PDD.

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	847	565	282	50,0%	1.941	1.723	218	12,7%
Depreciação e Amortização	342	311	31	10,1%	672	614	58	9,4%
Resultado Financeiro	460	534	(74)	-13,9%	1.091	1.126	(36)	-3,2%
Imposto de Renda / Contribuição Social	416	280	136	48,6%	955	763	192	25,1%
EBITDA	2.066	1.690	376	22,2%	4.658	4.226	432	10,2%

EBITDA por Distribuidora

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
CPFL Paulista	1.037	738	299	40,5%	2.099	1.860	239	12,8%
CPFL Piratininga	318	284	34	12,0%	734	681	53	7,8%
RGE	619	584	35	6,0%	1.617	1.506	111	7,4%
CPFL Santa Cruz	92	84	8	9,3%	208	179	29	16,3%
EBITDA	2.066	1.690	376	22,2%	4.658	4.226	432	10,2%

CPFL Paulista:

No trimestre, o resultado positivo foi impulsionado pelo reajuste positivo da Parcela B (7,53%) que entrou em vigência em abr/25 e da menor PDD, além da atualização do ativo financeiro da concessão.

No acumulado, a variação decorre da menor PDD, somada à atualização do ativo financeiro da concessão.

CPFL Piratininga:

No trimestre, o resultado positivo do EBITDA foi influenciado pelo mix de energia mais favorável, além do reajuste tarifário, que resultou em um aumento de 1,88% na Parcela B, vigente desde out/24, além da atualização do ativo financeiro da concessão.

No acumulado, os mesmos efeitos prevaleceram.

RGE:

No trimestre, o EBITDA foi impactado pelo efeito extraordinário em 2024 decorrente das enchentes no Rio Grande do Sul (para mais detalhes, vide explicação no capítulo 1). Desconsiderando esse efeito, a variação teria sido uma redução de 9,1% impactado pelo reajuste tarifário negativo da Parcela B (-0,87%) vigente desde ago/24, e maiores despesas com PMSO.

O EBITDA no acumulado, desconsiderando o efeito extraordinário, apresentaria crescimento de 0,9% impulsionado pelo melhor desempenho da PDD, além da atualização do ativo financeiro da concessão.

CPFL Santa Cruz:

A variação positiva do EBITDA é reflexo do incremento da Parcela B (+3,87%) e do melhor mix

de energia, tanto para o trimestre quanto para o acumulado.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Receitas	370	309	60	19,5%	708	664	44	6,6%
Despesas	(830)	(844)	14	-1,6%	(1.799)	(1.791)	(8)	0,4%
Resultado Financeiro	(460)	(534)	74	-13,9%	(1.091)	(1.126)	36	-3,2%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(665)	(582)	(83)	14,2%	(1.412)	(1.148)	(265)	23,0%
Acréscimos e multas moratórias	118	100	18	18,2%	241	219	23	10,3%
Marcação a mercado	74	(25)	99	-	101	(138)	239	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	36	(13)	49	-	16	(79)	96	-
Outras receitas e despesas	(24)	(15)	(9)	62,1%	(37)	20	(57)	-
Resultado Financeiro	(460)	(534)	74	-13,9%	(1.091)	(1.126)	36	-3,2%

A redução das despesas financeiras líquidas decorreu principalmente: (i) da receita de **MTM** e (ii) da variação na **Atualização do ativo e passivo financeiro setorial** em função do saldo atualizável, compensados parcialmente (iii) pelo aumento das **Despesas com a dívida líquida**, decorrente dos aumentos nos indexadores (IPCA e CDI).

Os mesmos fatores afetaram as despesas financeiras líquidas no acumulado, com o acréscimo do efeito decorrente da redução da atualização dos créditos fiscais.

Lucro Líquido

O aumento do **Lucro Líquido** ocorreu devido ao maior resultado do EBITDA e às menores despesas financeiras líquidas, compensados parcialmente pelo aumento nas despesas com imposto de renda e contribuição social.

Os mesmos efeitos também afetaram o **Lucro Líquido** acumulado.



3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO

3.2.1) Desempenho Operacional

Energia Gerada

GWh	2T25	2T24	Δ GWh	Δ %	1S25	1S24	Δ GWh	Δ %
Eólica	743	664	79	11,9%	1.410	1.299	111	8,5%
PCH	409	418	(9)	-2,2%	862	981	(119)	-12,1%
UHE	1.350	2.447	(1.097)	-44,8%	2.666	5.140	(2.474)	-48,1%
Biomassa ¹	138	360	(222)	-61,7%	149	434	(285)	-65,7%
Solar	0,1	0,2	(0,1)	-49,9%	0,4	0,5	(0,1)	-24,5%
UTE ²	-	2	(2)	-	-	7	(7)	-
Total	2.640	3.891	(1.251)	-32,1%	5.086	7.861	(2.775)	-35,3%

Notas:

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

(2) O contrato de energia se encerrou em dez/24 e o ativo foi alienado no 1S25.

No trimestre e no acumulado, registramos uma redução no volume de energia gerada, com impacto principalmente pelo desempenho das UHEs, refletindo as condições hidrológicas menos favoráveis, além do efeito do *curtailment* nos parques eólicos, que representou 24% da geração potencial total no trimestre e 21% no acumulado.

Disponibilidade

Média Mensal	2T25	2T24	Δ p.p.	Δ %	1S25	1S24	Δ p.p.	Δ %
Eólica	93,7%	94,4%	-0,7	-0,8%	92,3%	95,1%	-2,8	-2,9%
PCH	94,9%	97,5%	-2,6	-2,6%	94,9%	97,8%	-2,9	-3,0%
UHE	92,7%	98,3%	-5,6	-5,7%	95,3%	98,5%	-3,1	-3,2%
Biomassa ¹	99,6%	99,3%	0,3	0,3%	99,8%	99,4%	0,4	0,4%
Solar	100,0%	100,0%	0,0	0,0%	100,0%	100,0%	0,0	0,0%
UTE ²	0,0%	97,3%	-97,3	-	0,0%	98,4%	-98,4	-

Notas:

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

(2) O contrato de energia se encerrou em dez/24 e o ativo foi alienado no 1S25.

3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	1.267	1.186	81	6,8%	2.431	2.371	60	2,5%
Receita Operacional Líquida	1.161	1.081	81	7,4%	2.224	2.157	67	3,1%
Custo com Energia Elétrica	(179)	(139)	(40)	28,5%	(321)	(265)	(56)	21,0%
PMSO e Previdência	(248)	(169)	(79)	46,8%	(373)	(253)	(120)	47,2%
Equivalência Patrimonial	72	84	(12)	-14,1%	131	172	(42)	-24,1%
EBITDA¹	806	856	(50)	-5,9%	1.661	1.811	(150)	-8,3%
Depreciação e Amortização	(220)	(218)	(2)	0,9%	(439)	(437)	(2)	0,4%
Resultado Financeiro	(84)	(98)	13	-13,5%	(202)	(229)	27	-11,7%
<i>Receitas Financeiras</i>	71	32	39	119,7%	106	66	40	61,0%
<i>Despesas Financeiras</i>	(156)	(130)	(26)	19,7%	(308)	(294)	(13)	4,5%
Lucro Antes da Tributação	502	540	(39)	-7,2%	1.020	1.145	(125)	-10,9%
Lucro Líquido	381	431	(50)	-11,5%	781	906	(124)	-13,7%

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

Receita Operacional Líquida

No trimestre e no acumulado, a receita foi favorecida principalmente pelos preços de energia reajustados por inflação (IPCA ou IGP-M) e pelo melhor desempenho dos parques eólicos, devido ao maior volume de ventos, mesmo com o aumento no **curtailment** imposto pelo ONS, que representou uma perda de receita de R\$ 84 milhões no 2T25 (versus R\$ 26 milhões no 2T24) e R\$ 131 milhões no 1S25 (versus R\$ 35 milhões no 1S24).

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Energia de Curto Prazo	58	25	32	127,4%	89	46	43	94,6%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	62	52	11	20,5%	116	96	20	21,0%
Crédito de PIS e COFINS	(4)	(5)	0	-8,7%	(9)	(9)	(0)	1,4%
Energia Comprada para Revenda	116	72	43	59,9%	197	133	63	47,7%
Encargos da Rede Básica	55	55	(1)	-1,3%	107	110	(2)	-2,1%
Encargos de Conexão	3	5	(1)	-27,6%	6	9	(3)	-32,5%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	9	10	(1)	-10,7%	18	20	(2)	-11,2%
ESS/EER	(0)	1	(1)	-	(0)	1	(1)	-
Crédito de PIS e COFINS	(3)	(4)	0	-11,3%	(7)	(8)	1	-10,3%
Encargos	63	67	(4)	-5,4%	124	132	(8)	-5,8%
Custo com Energia Elétrica	179	139	40	28,5%	321	265	56	21,0%

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

No trimestre e no acumulado, a principal variação ocorreu devido ao aumento na compra de **Energia de Curto Prazo**. Além disso, houve uma maior quantidade de energia adquirida em **Contratos Bilaterais, ACR e ACL**, assim como um maior preço médio.

PMSO

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Pessoal	43	39	4	10,4%	86	83	3	4,1%
Material	10	14	(4)	-26,7%	23	24	(2)	-6,4%
Serviços de Terceiros	73	81	(8)	-9,5%	130	150	(20)	-13,4%
<i>Serviços de Terceiros</i>	<i>73</i>	<i>65</i>	<i>8</i>	<i>12,9%</i>	<i>130</i>	<i>134</i>	<i>(4)</i>	<i>-3,0%</i>
<i>Serviços de Terceiros - Enchente Rio Grande do Sul*</i>	<i>-</i>	<i>16</i>	<i>(16)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>16</i>	<i>(16)</i>	<i>-</i>
Outros	121	32	89	278,7%	133	(5)	138	-
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>2</i>	<i>(1)</i>	<i>2</i>	<i>-</i>	<i>2</i>	<i>(2)</i>	<i>4</i>	<i>-</i>
<i>Legais, Judiciais e Indenizações</i>	<i>0</i>	<i>(0)</i>	<i>1</i>	<i>-</i>	<i>1</i>	<i>(2)</i>	<i>3</i>	<i>-</i>
<i>Outros</i>	<i>27</i>	<i>24</i>	<i>2</i>	<i>9,8%</i>	<i>46</i>	<i>47</i>	<i>(1)</i>	<i>-2,0%</i>
<i>Impacto Venda Epasa*</i>	<i>92</i>	<i>-</i>	<i>92</i>	<i>-</i>	<i>92</i>	<i>-</i>	<i>92</i>	<i>-</i>
<i>Prêmio do Risco do GSF*1</i>	<i>-</i>	<i>6</i>	<i>(6)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>11</i>	<i>(11)</i>	<i>-</i>
<i>Baixa de Ativos - Enchente Rio Grande do Sul*</i>	<i>-</i>	<i>3</i>	<i>(3)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>3</i>	<i>(3)</i>	<i>-</i>
<i>Ajuste a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)*</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(8)</i>	<i>(62)</i>	<i>54</i>	<i>-86,5%</i>
PMSO	248	166	82	49,2%	372	252	120	47,5%

Notas:

* Extraordinário;

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

No trimestre, a variação nas despesas com PMSO são explicadas principalmente pela **venda da participação na Epasa**, que gerou um efeito negativo de R\$ 92 milhões no trimestre (para mais detalhes, vide explicação no capítulo 1). Além disso, houve a reclassificação do Prêmio de Risco do GSF para a linha de Compra de Energia (R\$ 6 milhões).

No acumulado, os efeitos se assemelham, com destaque para o **efeito extraordinário** de ajuste a valor justo de Paulista Lajeado, que gerou um impacto negativo de R\$ 54 milhões no primeiro trimestre (para mais detalhes, vide explicação no capítulo 1).

Expurgando esses itens, o PMSO teria apresentado um aumento de 2,0% (R\$ 3 milhões) no trimestre e uma redução de 6,0% (R\$ 18 milhões) no acumulado, decorrente dos seguintes fatores:

- PMSO ligado à inflação (em linha no trimestre e redução de R\$ 26 milhões no acumulado):** sobretudo pela redução de despesas com outros serviços terceirizados e manutenção de máquinas e equipamentos;
- PMSO não ligado à inflação (aumentos de R\$ 3 milhões no trimestre e de R\$ 7 milhões no acumulado):** decorrente de despesas legais e baixa de ativos.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Entidade de Previdência Privada	0	3	(3)	-88,8%	1	1	(0)	-26,4%
Depreciação e Amortização	172	172	0	0,2%	343	344	(0)	-0,1%
Amortização do Intangível da Concessão	48	47	1	3,2%	96	93	2	2,2%
Demais Custos/Despesas Operacionais	221	221	(1)	-0,3%	440	438	1	0,3%

Equivalência Patrimonial

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Baesa	(1)	2	(2)	-	1	4	(3)	-80,1%
Foz do Chapecó	72	60	12	20,2%	129	125	3	2,6%
Epasa	0	22	(21)	-98,1%	1	43	(42)	-97,9%
Equivalência Patrimonial¹	72	84	(12)	-13,9%	130	172	(42)	-24,4%

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

Baesa

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	18	14	4	27,4%	36	31	4	13,6%
Custos/Desp. Operacionais	(13)	(7)	(6)	88,2%	(19)	(13)	(6)	47,3%
Depreciação e Amortização	(4)	(4)	(0)	1,2%	(7)	(7)	(0)	1,0%
Resultado Financeiro	(3)	(1)	(2)	124,5%	(8)	(5)	(3)	52,3%
IR/CS	0	(1)	1	-	(1)	(2)	2	-75,1%
Lucro Líquido	(1)	2	(2)	-	1	4	(3)	-80,1%

No trimestre e no acumulado, o aumento na **Receita Líquida** foi resultado de uma maior tarifa, parcialmente compensado pela redução da CFURH. Em relação aos **Custos e Despesas Operacionais**, o aumento decorreu da maior quantidade e preço de energia comprada. O aumento na **Despesa Financeira Líquida** foi em função de maiores despesas com UBP.

Foz do Chapecó

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	172	158	13	8,4%	337	321	16	4,9%
Custos/Desp. Operacionais	(36)	(34)	(2)	5,7%	(78)	(67)	(11)	16,3%
Depreciação e Amortização	(13)	(13)	0	-0,1%	(26)	(26)	0	-0,1%
Resultado Financeiro	(13)	(19)	6	-30,8%	(37)	(41)	4	-9,1%
IR/CS	(36)	(31)	(5)	17,1%	(65)	(63)	(2)	3,7%
Lucro Líquido	72	60	12	20,2%	129	125	3	2,6%

No trimestre e no acumulado, a **Receita Líquida** aumentou devido ao maior preço da energia suprida, parcialmente compensado pela redução da CFURH. Os **Custos e Despesas Operacionais** tiveram um aumento devido ao maior volume de energia comprada. A redução da **Despesa Financeira Líquida** é devido principalmente à renda de aplicações financeiras, em função do maior saldo de caixa, da alta do CDI e redução nos encargos de dívidas, parcialmente compensado pelo aumento nas despesas com UBP, indexadas por IGP-M e IPCA.

Epasa

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	(0)	45	(45)	-	(0)	93	(93)	-100,3%
Custos/Desp. Operacionais	(3)	(9)	7	-70,9%	(7)	(23)	15	-67,4%
Depreciação e Amortização	-	(12)	12	-	-	(25)	25	-100,0%
Resultado Financeiro	4	4	(0)	-1,7%	10	8	2	31,3%
IR/CS	(0)	(5)	4	-94,8%	(1)	(9)	9	-93,9%
Lucro Líquido	0	22	(21)	-98,1%	1	43	(42)	-97,9%

Com o fim do contrato de venda de energia em dez/24 e a conclusão da venda da participação no ativo no 2T25, a contribuição para o resultado de 2025 é significativamente menor. Passamos a reportar apenas as variações apresentadas nos períodos analisados.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Receitas	71	32	39	119,7%	106	66	40	61,0%
Despesas	(156)	(130)	(26)	19,7%	(308)	(294)	(13)	4,5%
Resultado Financeiro	(84)	(98)	13	-13,5%	(202)	(229)	27	-11,7%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(71)	(75)	5	-6,3%	(159)	(181)	22	-12,0%
Marcação a mercado	1	(3)	3	-	(1)	(8)	7	-88,2%
Outras receitas e despesas	(14)	(18)	4	-22,0%	(41)	(39)	(2)	6,3%
Resultado Financeiro	(84)	(98)	13	-13,5%	(202)	(229)	27	-11,7%

No trimestre, o aumento nas rendas de aplicações financeiras reduziu as **Despesas com a dívida líquida**. Além disso, houve um ganho de com **Marcação a mercado (MTM)**. De forma geral, os mesmos efeitos impactaram o resultado acumulado.

EBITDA e Lucro Líquido

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	381	431	(50)	-11,5%	781	906	(124)	-13,7%
Depreciação e Amortização	220	218	2	0,9%	439	437	2	0,4%
Resultado Financeiro	84	98	(13)	-13,5%	202	229	(27)	-11,7%
Imposto de Renda / Contribuição Social	120	109	11	9,8%	239	240	(1)	-0,3%
EBITDA	806	856	(50)	-5,9%	1.661	1.811	(150)	-8,3%

No trimestre, o efeito de venda da Epasa e o fim de contratos das biomassas e da Epasa foram os principais impactos no **EBITDA**. Os mesmos impactos também afetaram o resultado acumulado, além do efeito extraordinário de ajuste a valor justo de Paulista Lajeado (-R\$ 54 milhões) no primeiro trimestre.

Esta piora do EBITDA foi refletida no desempenho do **Lucro Líquido**, no trimestre e no acumulado.

Índice

CPFL Energia

Distribuição

Geração

Transmissão

Comercialização
e Serviços

Anexos



3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO

3.3.1) Portfólio

Contrato de Concessão	Início da Concessão	Final da Concessão	Participação CPFL-T	Índice de Reajuste	RAP 2025-2026¹ (R\$ milhões)	RAP Prevista 2025-2026 (R\$ milhões)	Km de Rede	Categoria dos Projetos	Revisão Tarifária	Próxima Revisão
CONTRATO 055/01	31/12/2002	31/12/2042	100%	IPCA	1.043	34	5.829	Categoria 1	1ª RTP - 2018 2ª RTP - 2024	3ª RTP - 2028
SUL II	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	46	-	75	Categoria 3	1ª RTP - 2024	2ª RTP - 2029
TESB	27/07/2011	27/07/2041	98%	IPCA	44	-	98	Categoria 3	1ª RTP - 2017 2ª RTP - 2022	3ª RTP - 2026
SUL I	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	36	-	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	20	-	-	Categoria 3	1ª RTP - 2020	2ª RTP - 2025
PIRACICABA	24/02/2013	24/02/2043	100%	IPCA	17	-	-	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
ETAU²	18/12/2002	18/12/2032	10%	IGP-M	54	-	188	Categoria 2	-	-
TPAE²	19/11/2009	19/11/2039	10%	IPCA	12	-	12	Categoria 3	-	-

Notas:

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

(2) Projetos consolidados por equivalência patrimonial.

3.3.2) Desempenho Operacional

ENS – Energia Não Suprida | MWh

O indicador de Energia Não Suprida (ENS) consiste na análise do quantitativo da energia interrompida por indisponibilidade de ativos de Transmissão e, portanto, constata o impacto efetivo da indisponibilidade para a sociedade.

MWh	2T25	2T24	Δ MWh	Δ %	1S25	1S24	Δ MWh	Δ %
ENS	53,8	86,3	-32,5	-37,7%	479,7	453,6	26,1	5,8%

A redução do ENS no período de análise se deve à ausência de eventos relevantes com perda de carga no 2T25, ao contrário do 1T25 desse ano, apresentando uma queda de 87% nessa comparação. Já no acumulado, vemos um aumento no indicador devido ao resultado negativo do 1T25.

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).

%	2T25	2T24	Δ %	1S25	1S24	Δ %
PVd	0,829%	0,715%	15,9%	1,002%	1,223%	-18,1%

No 2T25, tivemos um leve aumento comparado com o mesmo período de 2024, mas uma redução se comparado ao 1T25. Cabe ressaltar que em 2024 obtivemos liminar para a devolução de

descontos referentes a desligamentos ocorridos em 2022, o que afetou a base de comparação. Já no primeiro semestre de 2025, tivemos uma redução se comparado com o mesmo período de 2024, devido à diminuição de eventos forçados no sistema de transmissão no 1T25.

3.3.3) Temas Regulatórios

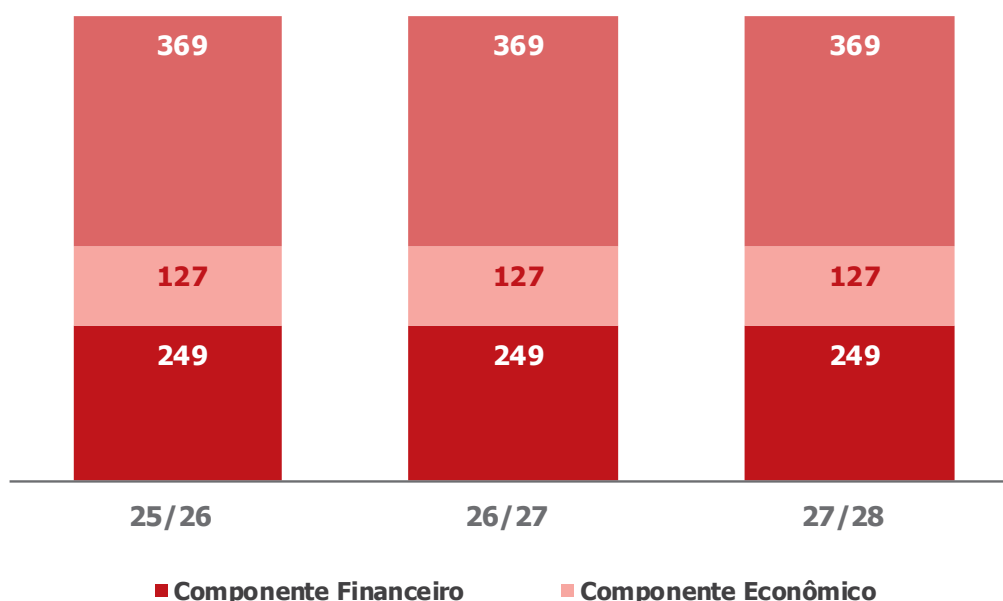
Fluxo de Recebimento da RBSE¹

A Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) correspondente aos ativos pertencentes à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE é a indenização dos ativos não amortizados, no contexto da renovação das concessões de Transmissão, nos termos da Lei nº 12.783/2013. O fluxo de recebimento para a receita desses ativos pertencentes ao Contrato de Concessão nº 055/2001 da CPFL Transmissão são demonstrados abaixo. Em 10 de junho de 2025, a ANEEL deliberou sobre o pleito interposto por algumas associações que representam os agentes de mercado, pleito este que tratava dos cálculos realizados e homologados anteriormente pela ANEEL para fins de pagamento do componente financeiro da RBSE, reperfilado e homologado (de acordo com a REH ANEEL nº 2.851/2021) a partir do ciclo 2021-2022. Como resultado da deliberação, a ANEEL concluiu a discussão administrativa da RBSE e publicou a REH nº 3.464/2025, a qual estabeleceu:

- (I) Separação de fluxo de pagamentos entre parcelas controversas, oriundas de ações judiciais, e incontroversas, para formação do componente financeiro;
- (II) As parcelas controversas devem considerar o período de pagamentos entre os ciclos tarifários 2020/2021 e 2027/2028, compreendido de 1º de julho de 2020 a 30 de junho de 2028;
- (III) As parcelas incontroversas devem considerar o período de pagamentos entre os ciclos tarifários 2017/2018 e 2024/2025, compreendido de 1º de julho de 2017 a 30 de junho de 2025;
- (IV) Apenas as parcelas controversas vencidas e não pagas durante os ciclos tarifários 2017/2018, 2018/2019 e 2019/2020, período em que vigorou as liminares judiciais, devem ser remuneradas a partir dos seus vencimentos pelas Taxas de Custo de Capital Próprio homologadas;
- (V) Atualização da Taxa de Remuneração Regulatória associada ao ano previsto da revisão periódica da RAP do contrato de concessão; e
- (VI) Manter o fluxo de pagamentos realizados nos ciclos 2020/2021 a 2024/2025, ajustando-se para os ciclos futuros, da seguinte forma: (a) Modular o fluxo da parcela controversa nos ciclos 2020/2021 a 2022/2023 para valor nulo e recomposição de juros no saldo devedor, no ciclo 2023/2024 para pagamento apenas de juros, no ciclo 2024/2025 para pagamento de juros e de amortização equivalente à taxa de 4,6% e nos ciclos 2025/2026, 2026/2027 e 2027/2028 para pagamento de juros e de amortização equivalente à taxa em perfil constante de 31,8% ; e (b) Modular o fluxo da parcela incontroversa pela diferença entre os valores realizados nos ciclos 2020/2021 a 2024/2025 e os obtidos na alínea (a) para esses ciclos.

As parcelas do componente financeiro para os ciclos 2025/2026, 2026/2027 e 2027/2028, a serem recebidas pela CPFL-T, foram alteradas de R\$ 296 MM para R\$ 249 milhões (por ciclo anual de reajuste tarifário). Os fluxos do componente econômico e de O&M não eram objeto de discussão e não tiveram alterações, mantendo o estabelecido na Revisão Periódica Tarifária (RTP) das transmissoras, conforme determinado na REH 3.344/2024.

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



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

Revisão Tarifária Periódica ("RTP")

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

A segunda RTP estava prevista para ocorrer em 1º de julho de 2023. Entretanto, assim como ocorreu com a 1ª RTP, houve a postergação, com o processo sendo concluído em 12/07/2024 com a publicação da REH ANEEL nº 3.344/2024, que homologou o resultado definitivo da RTP de 2023 da RAP, associada ao Contrato de Concessão nº 055/2001.

Revisão Tarifária dos contratos de concessão licitados:

Contratos	REH 3.344/2024	Índice de Reposicionamento	REH 3.481/2025 Receita Homologada
020/2018	10.974,3	4,14%	11.428,5
005/2019	35.878,0	1,70%	36.489,6
011/2019	46.088,2	0,30%	46.227,0

* Valores expressos em R\$ mil.

Reajuste Tarifário Anual ("RTA")

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

- (i) Correção monetária pelo IPCA;
- (ii) Desconto da Parcela de Ajuste (PA), composta dos seguintes componentes: (i) PA RTP

2023 relativa à retroatividade da RAP pertinente aos Reforços e Melhorias, (ii) PA Financeiro Melhorias, (iii) PA Calculada correspondente ao desconto dos valores excedentes de RAP recebidos a maior no ciclo anterior (Subsídio CDE, Antecipações de RAP) e (iv) PA Outros, relativa à PA Qualidade DIT e Outros;

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

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

Contratos	REH 3.344/2024 Resultado da RTP	RBSE Financeiro	Trajetória CAOM	Novos Investimentos	Indexador (IPCA)	REH 3.481/2025 Receita Homologada	PA RTA 2025	REH 3.481/2025
055/2001	1.029,6	-59,0	-25,3	47,6	50,3	1.043,2	-0,04	1.043,3

* Valores expressos em R\$ milhões.

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

Reajuste Tarifário Anual 2025:

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

* Valores expressos em R\$ mil.

3.3.4) Desempenho Econômico-Financeiro | Regulatório



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

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

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

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	330	396	(66)	-16,8%	661	794	(133)	-16,7%
Receita Operacional Líquida	285	332	(47)	-14,1%	565	659	(94)	-14,2%
PMSO, Previdência e PDD	(75)	(115)	39	-34,3%	(160)	(193)	33	-17,1%
Equivalência Patrimonial	1	1	0	9,9%	3	5	-1	-31,1%
EBITDA	211	218	(7)	-3,3%	409	471	(62)	-13,2%
Depreciação e Amortização	(47)	(28)	(19)	65,8%	(92)	(57)	(35)	60,6%
Resultado Financeiro	(117)	(83)	(34)	41,4%	(230)	(163)	(68)	41,6%
<i>Receitas Financeiras</i>	15	77	(62)	-80,9%	26	93	(66)	-71,5%
<i>Despesas Financeiras</i>	(132)	(160)	28	-17,6%	(257)	(255)	(1)	0,6%
Lucro Antes da Tributação	47	107	(60)	-56,1%	86	251	(165)	-65,6%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(8)	(32)	24	-73,9%	(14)	(59)	45	-76,6%
Lucro Líquido	39	75	(37)	-48,6%	73	192	(120)	-62,2%

Receita Operacional

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Contrato de Concessão 055/2001	275	344	(69)	-20,1%	553	692	(140)	-20,2%
Sul II	12	12	(0)	-2,0%	24	23	1	3,1%
TESB	13	11	2	17,3%	25	21	4	18,8%
Sul I	9	9	0	1,7%	18	18	0	0,2%
Contrato de Concessão 080/2002	5	5	(0)	-5,8%	10	11	(1)	-5,3%
Morro Agudo	5	5	0	8,5%	11	11	0	1,6%
Piracicaba	5	4	0	2,9%	9	8	1	10,3%
Maracanaú	3	3	0	1,4%	6	6	0	0,5%
Contrato de Concessão 004/2001 (CAC 3)	3	2	1	29,4%	6	4	1	30,0%
Encargos Regulatórios	(17)	(30)	13	-43,9%	(41)	(67)	26	-39,2%
Receita Bruta	330	396	(66)	-16,8%	661	794	(133)	-16,7%
Deduções da Receita	(45)	(64)	20	-30,6%	(55)	(68)	13	-19,0%
Receita Líquida	285	332	(47)	-14,1%	565	659	(94)	-14,2%

A redução percebida na **receita operacional** é devido aos efeitos da revisão tarifária para o ciclo 2024-2025, aplicada a partir de julho de 2024.

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

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Pessoal	35	36	(1)	-3,5%	70	68	2	2,9%
Material	3	18	(15)	-84,2%	5	15	(10)	-64,0%
Serviços de Terceiros	22	29	(7)	-24,0%	49	51	(2)	-3,3%
<i>Serviços de Terceiros</i>	22	20	2	9,7%	49	51	(2)	-3,3%
<i>Serviços de Terceiros - Enchente Rio Grande do Sul*</i>	-	9	(9)	-	-	9	(9)	-
Entidade de Previdência Privada	10	18	(8)	-44,9%	20	36	(16)	-44,9%
Outros	6	14	(8)	-57,7%	15	23	(7)	-32,7%
<i>PDD</i>	5	0	5	169947%	7	(1)	8	-
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	3	10	(7)	-68,5%	12	(24)	36	-
<i>Provisões</i>	8	6	2	25,2%	(3)	41	(44)	-
<i>Outros</i>	(10)	(2)	(8)	345,8%	(1)	7	(7)	-
PMSO	75	115	(39)	-34,3%	160	193	(33)	-17,1%
Depreciação e Amortização	47	28	19	65,8%	92	57	35	60,6%
PMSO, depreciação e amortização	122	143	(21)	-14,5%	252	250	2	0,7%

* Extraordinário.

O **PMSO** foi afetado principalmente por:

- └ Baixa de adiantamento em obra, que impactou o resultado regulatório no 2T24 (+R\$ 11 milhões);
- └ Efeitos das enchentes que impactaram o Rio Grande do Sul no 2T24, nas linhas de Materiais e Serviços (+R\$ 9 milhões);
- └ Redução de despesa de previdência privada por conta da redução do passivo (+R\$ 8 milhões);
- └ Demais itens (+R\$ 11 milhões).

No acumulado, também houve uma redução, impactada pelos efeitos acima e parcialmente compensada por um gasto maior com pessoal.

Em relação à depreciação, 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	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	39	75	(37)	-48,6%	73	192	(120)	-62,2%
Depreciação e Amortização	47	28	19	65,8%	92	57	35	60,6%
Resultado Financeiro	117	83	34	41,4%	230	163	68	41,6%
Imposto de Renda / Contribuição Social	8	32	(24)	-73,9%	14	59	(45)	-76,6%
EBITDA	211	218	(7)	-3,3%	409	471	(62)	-13,2%

A redução no **EBITDA** se deve principalmente a uma menor receita, parcialmente compensada pela redução do PMSO. Esses mesmos efeitos também afetam o resultado acumulado.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(110)	(98)	(12)	12,0%	(231)	(160)	(71)	44,3%
Marcação a Mercado	12	15	(3)	-21,5%	8	(6)	14	-
Outras receitas e despesas	(19)	0	(19)	-	(8)	1	(9)	-
Resultado Financeiro	(117)	(83)	(34)	41,3%	(230)	(164)	(66)	40,3%

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

- └ Aumento das despesas com a dívida líquida, principalmente em função da variação do CDI (-R\$ 12 milhões);
- └ Perda no efeito da marcação a mercado, especialmente com as novas captações (-R\$ 3 milhões);
- └ Outros (-R\$ 19 milhões).

Já no acumulado, a variação se deu devido a:

- └ Aumento das despesas com dívida, fruto das novas emissões ocorridas ao longo de 2024, da variação do CDI e dos gastos com novas captações (-R\$ 71 milhões)
- └ Outros (-R\$ 9 milhões).

Parcialmente compensado por:

- └ Ganho no efeito da marcação a mercado, especialmente com as novas captações (+R\$ 14 milhões).

Lucro Líquido

Houve uma redução no **Lucro Líquido**, devido a uma menor receita (RAP) causada pela aplicação da revisão tarifária do ciclo 2024-2025 e pela piora no resultado financeiro.

3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro | IFRS

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	468	550	-82	-14,9%	1.125	1.044	82	7,8%
Receita Operacional Líquida	423	485	-62	-12,8%	1.027	908	120	13,2%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	174	269	(95)	-35,3%	553	566	(13)	-2,3%
PMSO, Previdência e PDD	(75)	(101)	26	-25,4%	(160)	(182)	21	-11,7%
Custos com construção de infraestrutura	(179)	(152)	(27)	17,5%	(339)	(240)	(99)	41,2%
Equivalência Patrimonial	1	1	1	114,5%	3	4	-1	-15,5%
EBITDA¹	171	233	(63)	-26,8%	531	490	41	8,4%
Depreciação e Amortização	(9)	(9)	0	3,4%	(18)	(20)	2	-8,9%
Resultado Financeiro	(117)	(83)	(34)	41,3%	(230)	(164)	(66)	40,3%
<i>Receitas Financeiras</i>	15	77	(62)	-80,9%	26	91	(65)	-71,0%
<i>Despesas Financeiras</i>	(132)	(160)	28	-17,5%	(257)	(256)	(1)	0,5%
Lucro Antes da Tributação	45	142	(97)	-68,3%	283	306	(23)	-7,6%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(6)	(40)	35	-85,7%	(63)	(79)	16	-20,4%
Lucro Líquido	39	102	(62)	-61,4%	219	226	(7)	-3,1%

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



3.4) SEGMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS

3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

Comercialização

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	730	601	128	21,4%	1.469	1.152	317	27,5%
Receita Operacional Líquida	626	508	118	23,2%	1.262	971	291	30,0%
Custo com Energia Elétrica	(681)	(494)	(186)	37,7%	(1.299)	(898)	(401)	44,7%
PMSO, Previdência e PDD	(16)	(20)	4	-20,9%	(51)	(36)	(15)	43,6%
EBITDA¹	(70)	(6)	(64)	1091,2%	(88)	38	(126)	-
Depreciação e Amortização	(1)	(2)	0	-22,3%	(3)	(3)	0	-10,9%
Resultado Financeiro	(8)	(6)	(2)	32,1%	(14)	(12)	(3)	21,7%
<i>Receitas Financeiras</i>	6	11	(5)	-44,2%	13	31	(18)	-59,1%
<i>Despesas Financeiras</i>	(14)	(17)	3	-17,3%	(27)	(42)	16	-36,9%
Lucro Antes da Tributação	(79)	(14)	(65)	484,3%	(105)	23	(128)	-
Imposto de Renda e Contribuição Social	(4)	4	(8)	-	(7)	(3)	(4)	115,4%
Lucro (prejuízo) Líquido	(83)	(9)	(73)	772,1%	(112)	20	(132)	-

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

No trimestre, o **EBITDA** foi impactado principalmente pela menor margem. No resultado acumulado, além da menor margem, houve impacto referente a inadimplência (PDD) de algumas comercializadoras (contrapartes no mercado) que entraram em recuperação judicial.

Serviços

R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %	1S25	1S24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	333	358	(25)	-7,1%	662	679	(18)	-2,6%
Receita Operacional Líquida	306	328	(22)	-6,8%	609	624	(15)	-2,5%
PMSO, Previdência e PDD	(242)	(254)	12	-4,8%	(471)	(466)	(5)	1,0%
EBITDA¹	64	74	(10)	-13,4%	137	158	(20)	-12,8%
Depreciação e Amortização	(13)	(14)	1	-7,5%	(28)	(29)	1	-4,2%
Resultado Financeiro	1	2	(1)	-70,0%	1	7	(6)	-86,9%
<i>Receitas Financeiras</i>	4	4	(1)	-20,8%	7	11	(4)	-37,3%
<i>Despesas Financeiras</i>	(3)	(2)	(0)	18,7%	(6)	(4)	(2)	38,5%
Lucro Antes da Tributação	52	62	(10)	-16,6%	110	135	(25)	-18,3%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(12)	(16)	4	-25,1%	(24)	(35)	11	-30,6%
Lucro Líquido	40	46	(6)	-13,7%	86	100	(14)	-14,0%

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



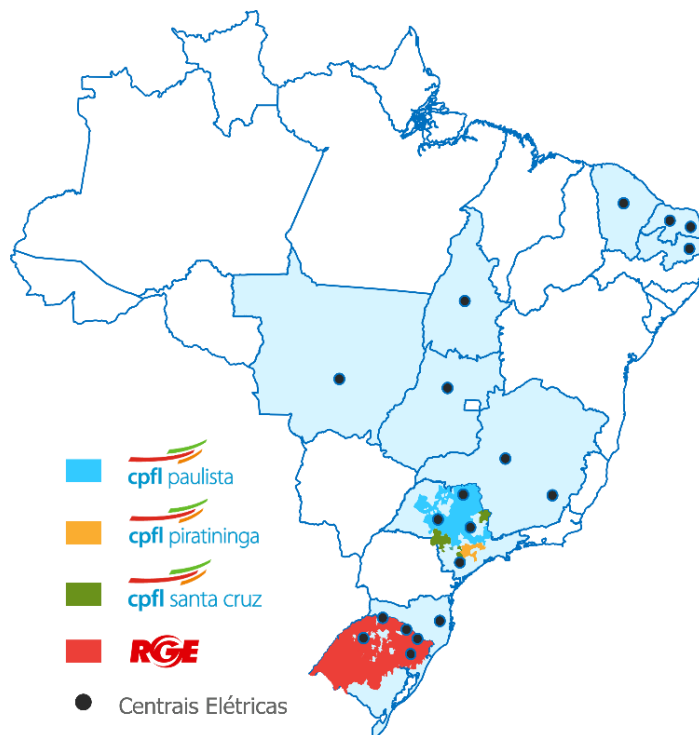
Perfil da Empresa e Estrutura Societária

Área de Atuação

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

A CPFL é a maior distribuidora em volume de energia vendida, com 13% de participação no Brasil, atendendo cerca de 10,8 milhões de clientes em 687 municípios. Com 4.072 MW de capacidade instalada, está entre as maiores geradoras do país, com 96% do portfólio em geração proveniente de fontes renováveis.

O grupo atua de forma relevante também no segmento de transmissão, com potência instalada de 15,9 mil MVA e mais de 6 mil quilômetros de linhas de transmissão. Conta ainda com uma operação nacional por meio da CPFL Soluções, fornecendo soluções integradas em gestão e comercialização de energia, eficiência energética, geração distribuída, infraestrutura energética e serviços de consultoria. Para acessar o Mapa de Atuação detalhado, [clique aqui](#).



Estratégia de Crescimento

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](#).



STATE GRID
CORPORATION OF CHINA

83,71%



Free Float

16,29%

Distribuição	Geração	Transmissão	Comercialização
cpfl paulista 100% cpfl piratininga 100% cpfl santa cruz 100% RGE ¹ 100% Uma empresa CPFL Energia	Jaguari 100% Geração Paulista Lajeado 59,93% Investco 5,94% cpfl geração 100% Ceran 65% Cia Energética Rio das Améis Enercan 52,12% Companhia Noroeste Energia S.A. Foz do Chapecó 51% Nor do Chapecó Energia S.A. CPFL RENOVÁVEIS ² BAESA 25,01% Energética Barra Grande S.A. Demais controladas UHE Serra da Mesa* (*) Não se trata de participação societária, apenas do direito de comercialização de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, referente ao Contrato de Suprimento de Energia entre a CPFL Renováveis e Eletrobras.	cpfl transmissão ³ 100% TESB 98% CPFL Piracicaba 100% CPFL Morro Agudo 100% CPFL Maracanaú 100% CPFL Sul I 100% CPFL Sul II 100%	CPFL Brasil ⁴ 100% CPFL Sul Geradora 99,95% CPFL Brasil Varejista 100% CPFL Meridional 100% CPFL Planalto 100% Serviços CPFL Serviços ⁴ 100% CPFL GD 100% cpfl atende 100% alesta ⁵ 100% cpfl total 100% cpfl finanças 100% cpfl infra 100% cpfl pessoas 100% cpfl supre 100%

Base: 30/06/2025

Notas:

- (1) A RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
- (2) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (51,00%) e pela CPFL Geração (49,00%);
- (3) A CPFL Transmissão é controlada pela CPFL Brasil (100%);
- (4) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços;
- (5) A Alesta é controlada pela CPFL Energia (99,99%) e pela CPFL Brasil (0,01%).

Política de Distribuição de Dividendos

A Política de Distribuição de Dividendos da CPFL Energia estabelece 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](#).





2Q25 Results

Energy for a more
sustainable future



VIDEOCONFERENCE
August 18th, 2025

Time: 11:00 am (BRT) | 10:00 am (ET)

Videoconference in Portuguese with
simultaneous translation into English

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





Message from the CEO

We have reached the end of another half-year with consistent and robust results. In this quarter, EBITDA reached R\$ 3 billion, up 6.7%, while Net Profit totaled R\$ 1.2 billion, an increase of 7.8%. It is also worth highlighting the 1.8% reduction in PMSO in the period, supported by lower allowances for doubtful accounts and effective cost control throughout all of our segments.

In the Distribution segment, we highlight the decrease in delinquency, which returned close to our historical levels, with a ratio of 0.82% (Allowance for Doubtful Accounts/ Energy Supply Revenue), driven by the lower average ticket, as a result of milder temperatures this year. We have also observed an aggregate real income that is still growing. It must also be highlighted that our teams continue to make all efforts to control default levels. In energy sales, a highlight is the industrial sector, which has been showing positive numbers in recent quarters, achieving a growth of 1.9% in 2Q25. We also had the positive effects of tariff adjustments on the 'Parcel B', particularly the pass-through of the IGP-M index, net of the X-

Factor, which resulted in a 7.53% tariff adjustment for CPFL Paulista in April 2025.

In the Generation segment, we highlight a notably favorable wind season, with output rising 28% compared to the same period in 2024. On the other hand, we continue to face the generation restrictions imposed by the National Electricity System Operator (ONS) (curtailment), which also increased compared to the same period in 2024 and accounted for 24.3% of the period's total generation. Net generation was 11.9% higher in 2Q25. Another important point was the conclusion of the sale of our stake in Epasa, in line with our ESG commitments; now our generation portfolio is 100% renewable!

Our investments remain substantial. This quarter, we invested R\$ 1.4 billion in total, notably R\$ 1.2 billion directed to Distribution and R\$ 166 million to Transmission, primarily aimed at the formation of our asset base (RAB). We have already invested R\$ 2.7 billion in this half-year and our estimated Capex across all businesses of the group is R\$ 6.5 billion in 2025.

As regards our financial discipline, cash management and optimization of the capital structure, we ended the quarter with leverage of 2.07 times the Net Debt/EBITDA, based on the measurement criterion used in financial covenants, and cash balance of R\$ 4.2 billion. Another noteworthy event was the approval at the Annual General Meeting held on April 29 of dividends related to the 2024 results, amounting to R\$ 3.2 billion, or R\$ 2.79/share.

I conclude this message with a very important highlight for the capital markets. CPFL Energia achieved a "Baa2" global rating by Moody's, which is 2 levels above the sovereign rating. With this recognition, we open up new possibilities for financing abroad, at very attractive costs, guaranteeing financing for our investment plan in the coming years. We remain highly motivated to constantly seek excellence in the operational and financial management of our assets, while always focusing on the quality of our processes and being alert to growth opportunities with the potential to generate value for our shareholders. I thank everyone who has been with us and let us move forward together in this journey.

Gustavo Estrella

Presidente da CPFL Energia

Key Indicators

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Load in the Concession Area GWh	17,340	17,738	(399)	-2.2%	37,084	37,161	(77)	-0.2%
Sales within the Concession Area GWh	17,974	18,271	(298)	-1.6%	36,891	36,896	(5)	0.0%
<i>Captive Market</i>	8,983	10,207	(1,224)	-12.0%	19,451	21,261	(1,809)	-8.5%
<i>Free Client</i>	8,991	8,064	927	11.5%	17,440	15,636	1,804	11.5%
Gross Operating Revenue	15,101	14,212	889	6.3%	30,511	29,199	1,313	4.5%
Net Operating Revenue	10,549	9,662	887	9.2%	21,204	19,828	1,377	6.9%
EBITDA⁽¹⁾	3,028	2,837	191	6.7%	6,880	6,702	177	2.6%
<i>Distribution</i>	2,066	1,690	376	22.2%	4,658	4,226	432	10.2%
<i>Generation</i>	806	856	(50)	-5.9%	1,661	1,811	(150)	-8.3%
<i>Transmission</i>	171	233	(63)	-26.8%	531	490	41	8.4%
<i>Commercialization, Services & Others</i>	(15)	57	(72)	-	30	176	(146)	-83.2%
Net Income	1,186	1,100	85	7.8%	2,801	2,855	(54)	-1.9%
<i>Distribution</i>	847	565	282	50.0%	1,941	1,723	218	12.7%
<i>Generation</i>	381	431	(50)	-11.5%	781	906	(124)	-13.7%
<i>Transmission</i>	39	102	(62)	-61.4%	219	226	(7)	-3.1%
<i>Commercialization, Services & Others</i>	(82)	3	(85)	-	(140)	1	(141)	-
Net Debt⁽²⁾	27,287	26,250	1,037	4.0%	27,287	26,250	1,037	4.0%
Net Debt / EBITDA ⁽²⁾	2.07	2.01	-	3.0%	2.07	2.01	-	3.0%
Investments ⁽³⁾	1,422	1,353	69	5.1%	2,660	2,447	213	8.7%
Stock Performance	40.86	32.73	8.13	24.8%	40.86	32.73	8.13	24.8%
Daily Average Volume	56	67	(11)	-16.2%	67	69	(3)	-3.6%

Notes:

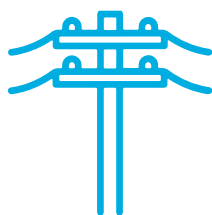
- (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result, depreciation/amortization, as CVM Resolution no. 156/22. See the calculation in item 2.1 of this report;
- (2) In financial covenants criteria, which considers CPFL Energia's stake in each generation projects and in CPFL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



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

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

Highlights



Load in the
Concession Area¹

-2,2%



Distribution
ADA

-37.3%



EBITDA

R\$ 3,028

million (+6.7%)



Net Income

R\$ 1,186

million (+7.8%)



Net Debt

R\$ 27.3

billion with a leverage
of **2.07x** (Net Debt/
EBITDA²)



CAPEX

R\$ 1,422

million (+5.1%)



There were the **Annual
Tariff Adjustments** (RTAs)
of the distributors **CPFL
Paulista** and **RGE** with
increases in Parcel B of
7.53% and **4.90%**
respectively



In the **Renewal of
Concessions** process, ANEEL
approved the request for early
extension of the **CPFL
Piratinga** and **RGE**
distributors, and awaiting the
MME decision



Moody's assigned to
CPFL Energia the **Global
Corporate Rating**
"Baa2", two notches
above the sovereign
rating

1) Load net of losses; 2) In the financial covenants criteria.

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) ESG Plan 2030	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) Load Net of Losses Concession Area	17
3.1.1.2) Energy Sales Concession Area	17
3.1.1.3) Delinquency	18
3.1.1.4) Losses	19
3.1.1.5) SAIDI and SAIFI	20
3.1.2) Tariff Events	20
3.1.3) Economic-Financial Performance	21
3.2) GENERATION SEGMENT	27
3.2.1) Operational Performance	27
3.2.2) Economic-Financial Performance	27
3.3) TRANSMISSION SEGMENT	32
3.3.1) Portfolio	32
3.3.2) Operational Performance	32
3.3.3) Regulatory Themes	33
3.3.4) Economic-Financial Performance Regulatory	36
3.3.5) Economic-Financial Performance IFRS	38
3.4) COMMERCIALIZATION AND SERVICES SEGMENTS	38
3.4.1) Economic-Financial Performance	39
4) ATTACHMENTS	40

1) CPFL ENERGIA ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE

1.1) Economic-Financial Performance

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	15,101	14,212	889	6.3%	30,511	29,199	1,313	4.5%
Net Operating Revenue	10,549	9,662	887	9.2%	21,204	19,828	1,377	6.9%
Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)	9,131	8,426	704	8.4%	18,628	17,569	1,059	6.0%
Cost of Electric Power	(4,962)	(4,392)	(569)	13.0%	(9,584)	(8,721)	(863)	9.9%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(1,313)	(1,368)	55	-4.0%	(2,490)	(2,459)	(31)	1.2%
Costs of Building the Infrastructure	(1,319)	(1,149)	(171)	14.9%	(2,385)	(2,121)	(263)	12.4%
Equity Income	73	84	(11)	-13.1%	134	176	(42)	-23.9%
EBITDA¹	3,028	2,837	191	6.7%	6,880	6,702	177	2.6%
Depreciation and Amortization	(603)	(571)	(32)	5.6%	(1,193)	(1,137)	(56)	4.9%
Financial Income (Expense)	(667)	(716)	49	-6.9%	(1,536)	(1,532)	(4)	0.3%
Financial Revenues	463	378	84	22.3%	850	795	55	7.0%
Financial Expenses	(1,129)	(1,094)	(35)	3.2%	(2,386)	(2,327)	(59)	2.5%
Income Before Taxes	1,759	1,550	208	13.4%	4,151	4,034	117	2.9%
Income Tax / Social Contribution	(573)	(450)	(123)	27.3%	(1,350)	(1,178)	(171)	14.5%
Net Income	1,186	1,100	85	7.8%	2,801	2,855	(54)	-1.9%

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

Non-cash effects, extraordinary items and others

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

EBITDA effects R\$ million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Distribution	323	7	316		754	348	406	
Adjustments in the concession financial assets (VNR)	425	206	219	106.3%	910	590	320	54.3%
Legal and judicial expenses	(58)	(53)	(4)	7.8%	(96)	(92)	(4)	4.2%
Assets write-off	(45)	(49)	4	-8.3%	(60)	(53)	(7)	14.0%
Flood Impacts - Rio Grande do Sul*	-	(97)	97	-	-	(97)	97	-
Generation	(21)	66	(87)		(84)	43	(127)	
Equity Income	73	84	(11)	-13.1%	134	176	(42)	-23.9%
Legal and judicial expenses	(0)	0	(1)	-	(1)	2	(3)	-
Assets write-off	(2)	1	(2)	-	(2)	2	(4)	-
Lajeado Fair Value Adjustments (non-cash effect)*	-	-	-	-	8	62	(54)	-86.5%
Epasa Sale Impact*	(92)	-	(92)	-	(92)	-	(92)	-
Flood Impacts - Rio Grande do Sul*	-	(19)	19	-	-	(19)	19	-
Transmission	(189)	(1)	(188)		(150)	(9)	(141)	
Legal and judicial expenses	(3)	(10)	7	-68.5%	(15)	(23)	8	-35.0%
Assets write-off	4	2	2	136.6%	8	2	5	217.9%
Difference IFRS (-) Regulatory	(40)	15	(55)	-	122	19	104	557.3%
RBSE Adjustments*	(150)	-	(150)	-	(150)	-	(150)	-
Flood Impacts - Rio Grande do Sul*	-	(9)	9	-	-	(9)	9	-

* Extraordinary.

Extraordinary items explanation

- Impact of the sale of the stake in Epasa (Termonordeste and Termoparaíba TPPs): 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);

RBSE Adjustment: On June 10th, 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 and will be seen starting in July of that year, with the new RAP (Allowed Annual Revenue) approved in the annual tariff adjustment;

2024 Flood Impacts – Rio Grande do Sul:

- RGE (R\$ 97 million): (i) damaged assets write-off, in the amount of R\$ 49 million, mainly meters and distribution grid equipment and substation (R\$ 43 million) and their respective write-off in concession financial asset (R\$ 6 million); (ii) services related to the replacement of impacted assets, cleaning and infrastructure services, fleet maintenance, among others, in the amount of R\$ 23 million, (iii) impact in the National Grid contracting (R\$ 14 million), and (iv) impossibility of billing clients affected by the floods, in an **estimated amount** of R\$ 12 million;
- Ceran (R\$ 19 million): (i) cleaning and infrastructure services, among others, in the amount of R\$ 16 million; and (ii) damaged assets write-off, in the amount of R\$ 3 million;
- CPFL Transmissão (R\$ 9 million): (i) infrastructure and maintenance expenses, among others, in the amount of R\$ 6 million; and (ii) infrastructure assets write-off, in the amount of R\$ 3 million.

For the YTD analysis, the result was also impacted by the following item:

Lajeado Fair Value Adjustments (non-cash effect): Positive effect of R\$ 8 million in 1H25, compared to a positive effect of R\$ 62 million in 1H24, due to the remeasurement at fair value in the investment recorded in Paulista Lajeado.

Other relevant numbers for result analysis

EBITDA effects Transmission Segment	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
EBITDA IFRS	171	233	(63)	-26.8%	531	490	41	8.4%
EBITDA Regulatory	211	218	(7)	-3.3%	409	471	(62)	-13.2%
Difference IFRS (-) Regulatory	(40)	15			122	19		

Financial results effect R\$ million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Late payment interest and fines	119	100	19	19.4%	242	219	23	10.6%
Debt Mark-to-market (MTM)	86	(12)	98	-	109	(150)	259	-

In the financial result, it is worth noting the following effect:

Debt Mark-to-market (MTM): there was a positive change due to the increase in the risk spread curve this quarter, partially offset by lower gains related to new funding. In the YTD, the gain from new funding remains the main effect, along with a smaller reduction in the accumulated risk spread curve compared to last year.

Net Operating Revenue by Segment

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Distribution	8,816	8,029	787	9.8%	17,586	16,641	945	5.7%
Generation	1,161	1,081	81	7.4%	2,224	2,157	67	3.1%
Transmission	423	485	(62)	-12.8%	1,027	908	120	13.2%
Commercialization	626	508	118	23.2%	1,262	971	291	30.0%
Services	306	328	(22)	-6.8%	609	624	(15)	-2.5%
Elimination and Others	(784)	(770)	(14)	1.8%	(1,503)	(1,473)	(31)	2.1%
Net Operating Revenue	10,549	9,662	887	9.2%	21,204	19,828	1,377	6.9%

In the Distribution segment, the increase in revenue with energy sales (Captive + TUSD) along with adjustments to the Concession's Financial Asset generated revenue growth.

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	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Itaipu	570	581	(11)	-1.9%	1,101	1,076	26	2.4%
PROINFA	118	92	26	28.7%	253	183	70	38.1%
Auction, Bilateral Contracts and Spot Market	3,387	2,632	755	28.7%	6,489	5,319	1,170	22.0%
PIS and COFINS Tax Credit	(352)	(284)	(68)	23.8%	(680)	(569)	(111)	19.6%
Cost of Electric Power Purchased for Resale	3,723	3,020	703	23.3%	7,164	6,010	1,154	19.2%
National Grid Charges	991	1,088	(96)	-8.9%	2,025	2,156	(131)	-6.1%
Itaipu Transmission Charges	78	110	(33)	-29.5%	149	213	(64)	-29.9%
Connection Charges	29	31	(2)	-6.2%	55	58	(4)	-6.0%
Charges for the Use of the Distribution System	10	11	(0)	-4.2%	21	21	(0)	-0.1%
ESS / EER	256	282	(26)	-9.2%	414	558	(143)	-25.7%
PIS and COFINS Tax Credit	(125)	(149)	24	-16.1%	(244)	(294)	50	-17.1%
Charges	1,239	1,372	(133)	-9.7%	2,420	2,712	-291	-10.7%
Cost of Electric Energy	4,962	4,392	569	13.0%	9,584	8,721	863	9.9%

There was an increase in **Costs with Energy Purchased for Resale**, both in the quarter and YTD, mainly due to the increase in the costs of **Auction, Bilateral Contracts and Spot Market**.

Regarding **Charges for the Use of the Transmission and Distribution System**, the reductions seen in the quarter and YTD are due to **National Grid** charges, as a result of the reduction in transmission usage tariffs effective as of Jul-24, as per ANEEL Resolution No. 3,349/2024. The same occurred with the **Itaipu Transmission** charge, due to the new rates determined in ANEEL Resolution No. 3,349/2024 and the new amounts defined in Dec-24 in Dispatch No. 3,836/2024.

Furthermore, in **sector charges (ESS/EER)**, the cost of **ESS - System Service Charges** was reduced mainly due to the retroactive relief generated by the difference in prices between the submarkets of the National Interconnected System (SIN). This effect was partially offset by the **EER - Reserve Energy Charge**, which recorded an increase in costs, due to the greater activation of plants in the quarter, as well as by the increase in the PLD applied to energy settlements of Reserve Energy Contracts at CCEE both in the quarter and YTD.

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

PMSO

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Personnel	581	563	18	3.2%	1,126	1,090	36	3.3%
Material	125	142	(17)	-12.2%	250	261	(11)	-4.2%
Outsourced Services	261	279	(18)	-6.3%	517	499	18	3.5%
<i>Outsourced Services</i>	<i>261</i>	<i>233</i>	<i>28</i>	<i>11.8%</i>	<i>517</i>	<i>454</i>	<i>63</i>	<i>13.8%</i>
<i>Outsourced Services - Flood in Rio Grande do Sul*</i>	<i>-</i>	<i>45</i>	<i>(45)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>45</i>	<i>(45)</i>	<i>-</i>
Other Operating Costs/Expenses	338	346	(8)	-2.3%	579	535	44	8.2%
<i>ADA</i>	<i>74</i>	<i>106</i>	<i>(32)</i>	<i>-30.1%</i>	<i>177</i>	<i>220</i>	<i>(44)</i>	<i>-19.8%</i>
<i>Assets Write-Off</i>	<i>43</i>	<i>47</i>	<i>(4)</i>	<i>-8.7%</i>	<i>85</i>	<i>74</i>	<i>11</i>	<i>14.8%</i>
<i>Legal and judicial expenses</i>	<i>65</i>	<i>64</i>	<i>2</i>	<i>2.4%</i>	<i>120</i>	<i>117</i>	<i>3</i>	<i>2.7%</i>
<i>Others</i>	<i>64</i>	<i>81</i>	<i>(17)</i>	<i>-21.2%</i>	<i>114</i>	<i>137</i>	<i>(24)</i>	<i>-17.2%</i>
<i>Assets Write-Off - Flood in Rio Grande do Sul*</i>	<i>-</i>	<i>49</i>	<i>(49)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>49</i>	<i>(49)</i>	<i>-</i>
<i>Epasa Sale Impact*</i>	<i>92</i>	<i>-</i>	<i>(92)</i>	<i>-</i>	<i>92</i>	<i>-</i>	<i>(92)</i>	<i>-</i>
<i>Lajeado Fair Value Adjustments (non-cash effect)*</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(8)</i>	<i>(62)</i>	<i>54</i>	<i>-86.5%</i>
PMSO	1,305	1,329	(25)	-1.8%	2,472	2,386	87	3.6%

* Extraordinary;

PMSO in the quarter was impacted by the full effect of the sale of the stake in Epasa, which generated a negative impact of R\$ 92 million. On the other hand, there was a positive variation due to the effects of the Rio Grande do Sul Flood in 2Q24, totaling R\$ 93 million (for more details, see explanations at the beginning of the chapter). In the YTD analysis, the result was impacted by the remeasurement at fair value in the investment recorded in Paulista Lajeado, which generated positive effects of R\$ 8 million in 1H25 and R\$ 62 million in 1H24.

Excluding these extraordinary items, the PMSO would have a reduction of 1.9% (R\$ 23 million) due to the following factors:

- MSO not linked to inflation (reductions of R\$ 32 million in the quarter and of R\$ 25 million in the YTD):** reduction in the allowance for doubtful accounts (ADA), partially offset by the increase in assets write-off;
- MSO linked to inflation (reduction of R\$ 9 million in the quarter and increase of R\$ 23 million in the YTD):** lower expenses with auditing and consulting (R\$ 7 million) in the quarter, while in the YTD there was an increase in hardware/software maintenance (R\$ 29 million);
- Personnel (increases of R\$ 18 million in the quarter and of R\$ 36 million in the YTD):** the growth mainly reflects the salary adjustments resulting from the collective bargaining agreements applied in 2024.

Other operating costs and expenses

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Costs of Building the Infrastructure	1,319	1,149	171	14.9%	2,385	2,121	263	12.4%
Private Pension Fund	9	39	(31)	-77.9%	17	73	(56)	-76.3%
Depreciation and Amortization	603	571	32	5.6%	1,193	1,137	56	4.9%
Other operating costs and expenses	1,931	1,758	172	9.8%	3,595	3,331	263	7.9%

EBITDA

EBITDA for the quarter was impacted by the extraordinary effects of the sale of the stake in Epasa and the RBSE adjustment in the Transmission segment, while the 2Q24 comparison basis was affected by the effects of the floods in Rio Grande do Sul. Excluding these effects, performance would have been positive, explained by the strong performance in PMSO and ADA, the higher concession's financial asset in the Distribution segment, IGP-M adjustments in Generation contracts, and the improved margin in the Transmission segment. In the YTD, there was also the extraordinary effect of the remeasurement at fair value in the investment recorded

in Paulista Lajeado. Excluding this effect, the positive performance is explained by the same reasons as in the quarter.

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

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Net Income	1,186	1,100	85	7.8%	2,801	2,855	(54)	-1.9%
Depreciation and Amortization	603	571	32	5.6%	1,193	1,137	56	4.9%
Financial Result	667	716	(49)	-6.9%	1,536	1,532	4	0.3%
Income Tax / Social Contribution	573	450	123	27.3%	1,350	1,178	171	14.5%
EBITDA	3,028	2,837	191	6.7%	6,880	6,702	177	2.6%

Financial Result

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Revenues	463	378	84	22.3%	850	795	55	7.0%
Expenses	(1,129)	(1,094)	(35)	3.2%	(2,386)	(2,327)	(59)	2.5%
Financial Result	(667)	(716)	49	-6.9%	(1,536)	(1,532)	(4)	0.3%

Managerial Analysis

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Expenses with the net debt	(842)	(758)	(84)	11.1%	(1,795)	(1,486)	(309)	20.8%
Late payment interest and fines	119	100	19	19.4%	242	219	23	10.6%
Mark-to-market	86	(12)	98	-	109	(150)	259	-
Adjustment to the sectorial financial asset/liability	36	(13)	49	-	16	(79)	96	-
Others financial revenues/expenses	(66)	(33)	(33)	100.6%	(108)	(35)	(73)	206.5%
Financial Result	(667)	(716)	49	-6.9%	(1,536)	(1,532)	(4)	0.3%

Net financial expenses decreased in the quarter due to the positive effects of **mark-to-market** (gains from the increase in the risk spread curve) and the **update of sectorial financial assets and liabilities**, partially offset by higher **expenses with the net debt** due to increases in indexes (IPCA and CDI), in new funding costs, and in debt, compared to the previous period. In the YTD, the same factors prevailed, with the variation in the **expenses with the net debt** being more significant.

Net Income

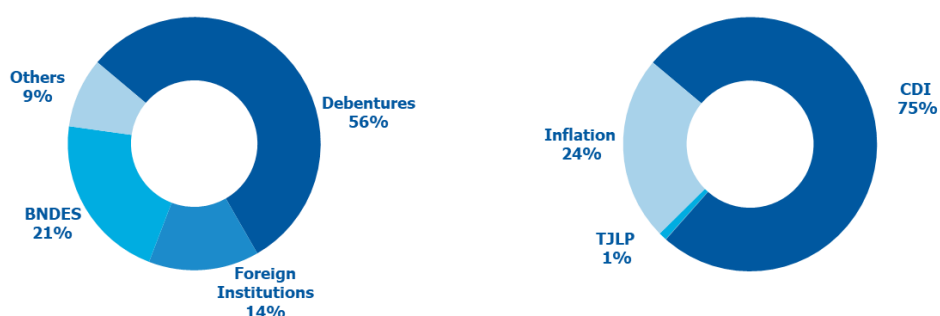
The increase in **Net Income** mainly reflected the higher **EBITDA** performance of the quarter, and the lower **net financial expenses**, partially offset by the higher effective tax rate (32.6% in 2Q25 compared to 29.0% in 2Q24). In the YTD, the lower **Net Income** reflected the higher effective tax rate (32.5% in 1H25 compared to 29.2% in 1H24), partially offset by the higher **EBITDA**.

1.2) Indebtedness

1.2.1) Financial Debt in IFRS Criteria

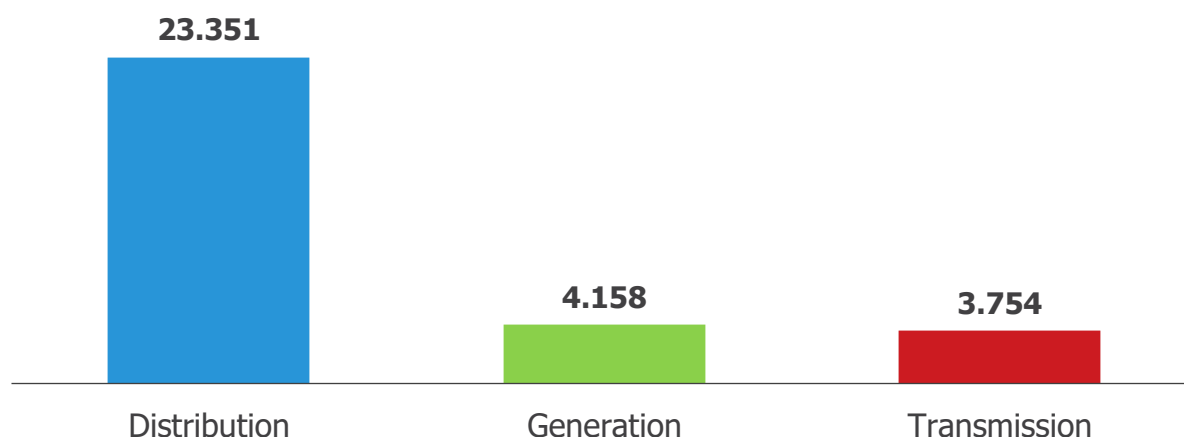
R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %
Financial Debt (including hedge)	31,263	29,924	(1,338)	4.5%
Available Funds	(4,211)	(3,943)	267	6.8%
Net Debt	27,052	25,981	1,071	4.1%
Debt Cost	14.3%	10.9%	-	30.7%

Breakdown by Profile and Indexation | After Hedge



To mitigate any risk of market fluctuations, around R\$ 4.5 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 (14.1% of total IFRS debts).

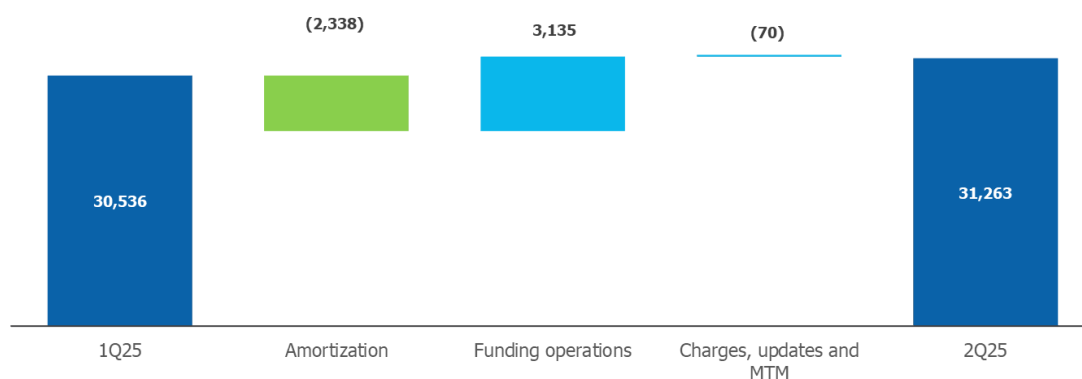
Debt by Segment – IFRS | R\$ Million



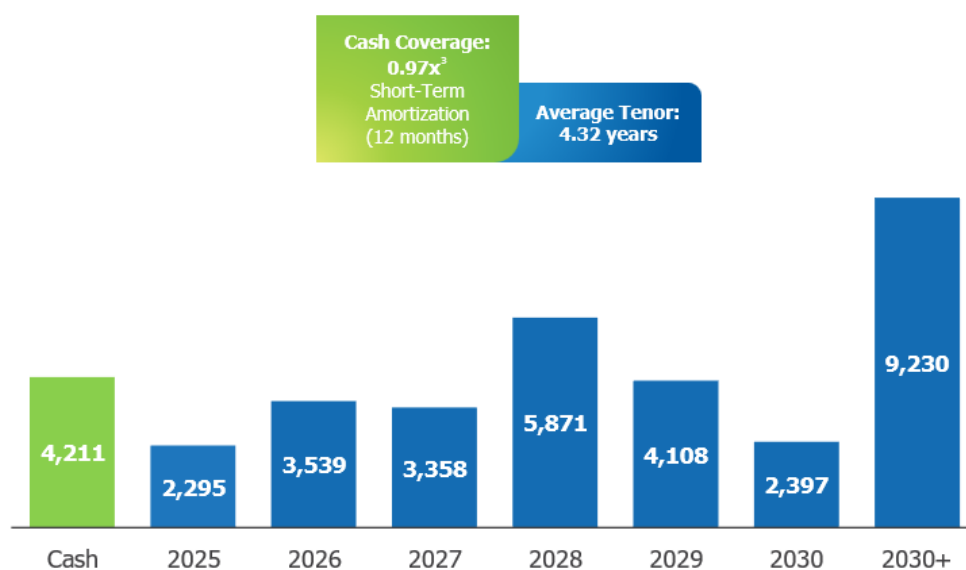
Notes:

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

Evolution of the Debt Balance – IFRS | 2Q25



Debt Amortization Schedule¹ – IFRS | June 2025



Notes:

- (1) Considering only the notional and hedge of the debt. In order to reach the total financial debt of R\$ 31,263 million, charges, the mark-to-market (MTM) effect, cost with funding and intercompany loans should be included;
(2) Cash is considering the amount of R\$ 2.0 billion of Marketable Securities.

1.2.2) Debt in Financial Covenants Criteria

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %
Financial Debt (including hedge) ¹	31,492	30,295	1,197	4.0%
(-) Available Funds ²	(4,205)	(4,046)	(160)	3.9%
(=) Net Debt	27,287	26,250	1,037	4.0%
EBITDA Proforma ³	13,153	13,038	115	0.9%
Net Debt / EBITDA	2.07	2.01	-	3.0%

Notes:

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

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

1.3) Investments

1.3.1) Actual Investments by Segment

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Distribution	1,199	1,079	121	11.2%	2,213	1,998	215	10.7%
Generation	51	99	(47)	-48.0%	96	149	(53)	-35.5%
Transmission ¹	166	153	13	8.5%	341	257	84	32.7%
Commercialization	0	1	(0)	-60.9%	0	2	(2)	-81.7%
Services and Others ²	5	22	(17)	-75.4%	10	41	(31)	-76.6%
Actual Investments	1,422	1,353	69	5.1%	2,660	2,447	213	8.7%

Notes:

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

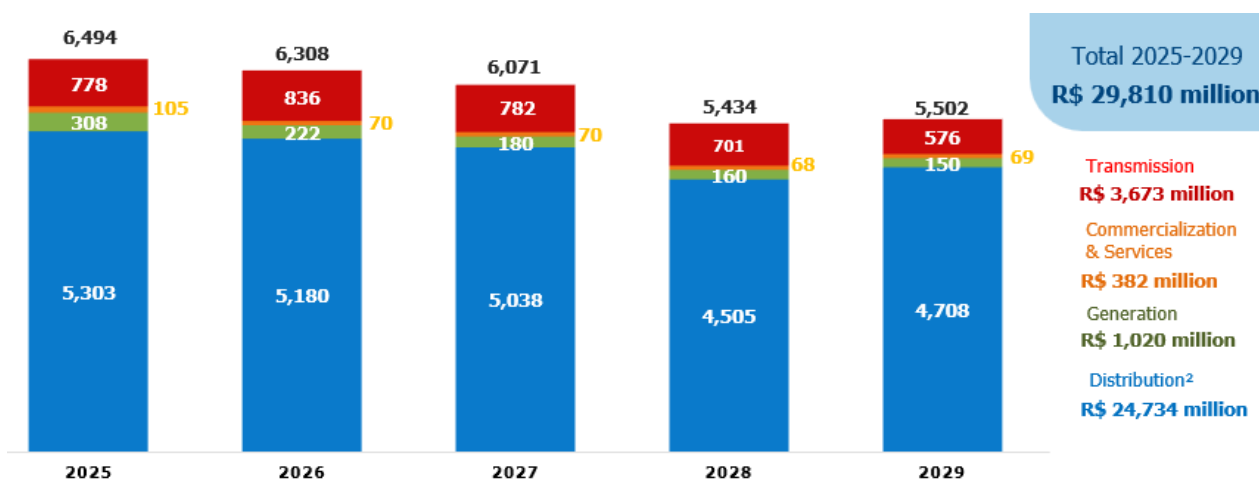
(2) Others: basically, refers to assets and transactions that are not related to the listed segments.

The increase observed between the periods is related to:

- in the Distribution segment, the focus on customer service works and the electrical system expansion plan, in addition to the maintenance and modernization of the grid;
- in the Transmission segment, the expansion of investments is focused on improvements in the grid.

1.3.2) Investment Forecast

On December 12th, 2024, the Board of Directors of CPFL Energia approved Board of Executive Officers' 2025/2029¹ Multiannual Plan for the Company, which was previously discussed by the Corporate Finance Committee and Risk Management.



Notes:

(1) Constant currency;

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

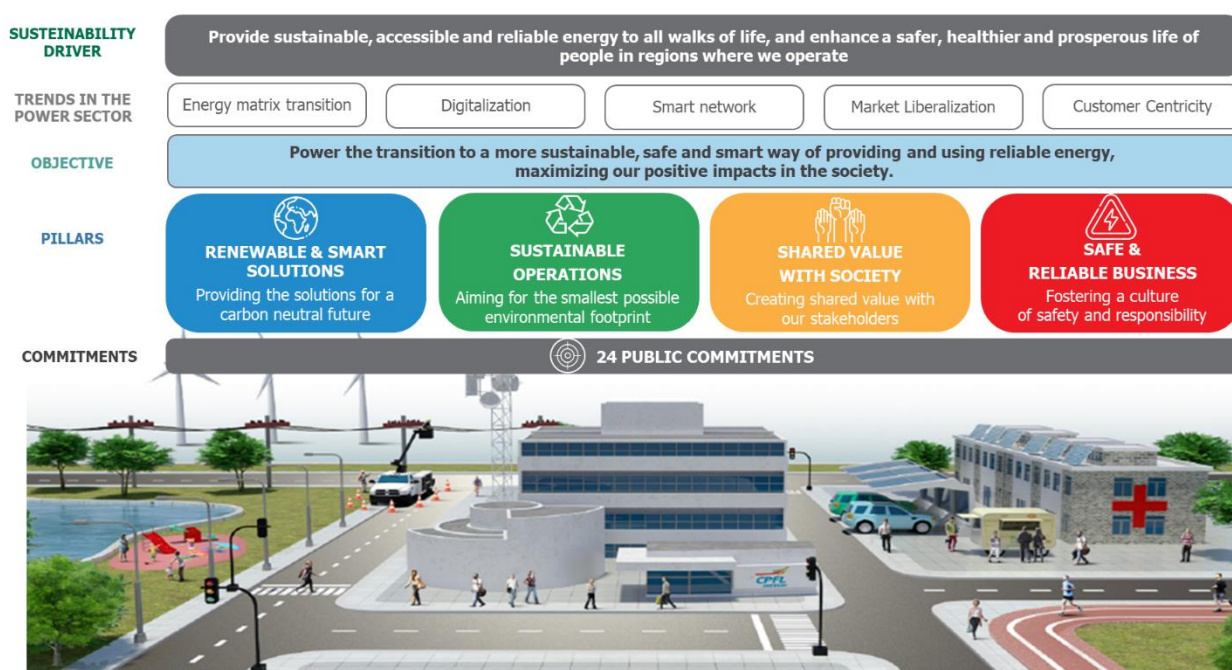


2) SUSTAINABILITY AND ESG INDICATORS

2.1) ESG Plan 2030

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

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



Within the pillars, we made 24 commitments guided by the United Nations' Sustainable Development Goals (SDGs). The commitments are available on the CPFL Energia [IR website](#).



2.2) Key ESG Indicators aligned to the Plan

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

Renewable & Smart Solutions								
Theme	Indicator	Unit	2Q25	2Q24	Δ %	1H25	1H24	Δ %
Renewable energy	Total energy generated by renewable sources	GWh	2,640	3,889	-32.1%	5,086	7,854	-35.2%
	↳ HPPs (hydro)	GWh	1,350	2,447	-44.8%	2,666	5,140	-48.1%
	↳ SHPPs and CGHs	GWh	409	418	-2.2%	862	981	-12.2%
	↳ Solar	GWh	0.1	0.2	-49.9%	0.4	0.5	-24.5%
	↳ Wind	GWh	743	664	11.9%	1,410	1,299	8.5%
	↳ Biomass	GWh	138	360	-61.7%	149	434	-65.7%
Smart Grid	Installed automatic reclosers	unit	20,651	18,728	10.3%	20,651	18,728	10.3%
	% of telemetered load	%	58.7%	56.4%	58.7%	56.6%	55.3%	2.4%
Innovation	Innovation Investment (Aneel R&D) in the period	R\$ million	12.5	13.6	-8.6%	21.8	22.7	-3.8%
Decarbonization	Projects qualified for commercialization of carbon credits and renewable energy seals	unit	53	53	0.0%	53	53	0.0%
	Revenue from sales of carbon credits and energy stamps	R\$ million	0.4	0.2	105.6%	1.0	1.5	-34.7%

Sustainable Operations								
Theme	Indicator	Unit	2Q25	2Q24	Δ %	1H25	1H24	Δ %
Circular Economy	Refurbished transformers	unit	2,277	2,464	-7.6%	4,658	4,984	-6.5%
	Aluminum, copper and iron sent to the reverse chain	tons	1,795	2,086	-13.9%	3,413	3,992	-14.5%
Eco-Efficiency	Water consumption (administrative buildings)	1,000 m ³	10	10	8.7%	23	19	18.2%
	Energy consumption (administrative buildings)	MWh	2,549	2,612	-2.4%	5,346	5,432	-1.6%

Shared Value with Society								
Theme	Indicator	Unit	2Q25	2Q24	Δ %	1H25	1H24	Δ %
Digitalization	% de digitalization of customer services	%	92.0%	90.0%	2.2%	91.5%	90.1%	1.6%
	% of bills paid digitally	%	79.5%	75.6%	5.2%	78.8%	74.9%	5.1%
	Digital bills	million units	5.1	4.8	7.4%	5.1	4.8	7.4%
Community	Energy efficiency investments in public hospitals (CPFL and RGE in Hospitals)	R\$ million	10.4	7.5	38.1%	26.6	11.2	137.8%
	Investment in socio-environmental projects in communities (Instituto CPFL, Energy Efficiency Program for Low Income and Environment)	R\$ million	8.0	9.4	-14.6%	23.5	13.7	70.7%
	People benefiting from CPFL Institute social programs in the period	thousand	309.6	365.4	-15.3%	472.6	518.6	-8.9%
	Low-income consumer units benefited by the Energy Efficiency Program (PEE Aneel) in the period	thousand	10.2	0.5	1946.4%	16.435	0.5	3187.0%
People development and inclusion	Training hours ¹	thousand	117.9	143.1	-17.6%	210.4	227.6	-7.5%
Diversity ²	PoC in the company	%	35.1%	35.0%	0.3%	35.1%	35.0%	0.3%
	Women in the company	%	20.9%	21.0%	-0.7%	20.9%	21.0%	-0.7%
	PwD in the company	%	4.4%	4.0%	10.8%	4.4%	4.0%	10.8%
	Minority Groups in leadership positions ²	%	40.0%	38.0%	5.2%	40.0%	-	-
Sustainable Purchases	Critical suppliers evaluated in sustainability criteria	%	93.3%	89.0%	4.8%	93.3%	89.0%	4.8%

Note: (1) Consider the professional requalification program

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



Safe & Reliable Business

Theme	Indicator	Unit	2Q25	2Q24	Δ %	1H25	1H24	Δ %
Health and Safety	Accident frequency rate Own employees	# injured * 1MM / hours worked ¹	0.6	0.7	-21.1%	0.5	0.7	-25.2%
	Accident frequency rate Outsourced	# injured * 1MM / hours worked ¹	2.3	2.0	15.4%	2.2	7.2	-69.6%
	Fatal accidents with the population	unit	5.0	1.0	400.0%	13.0	3.0	333.3%
Ethics	Employees trained in Ethics and Integrity	%	100%	99.0%	1.0%	100%	99.0%	1.0%
Transparency	Independent Member in the Board of Directors	number	2	2	0.0%	2	2	0.0%
	Women in the Board of Directors	number	2	2	0.0%	2	2	0.0%

Note: (1) hours worked with risk exposure



3) PERFORMANCE OF BUSINESS SEGMENTS

3.1) DISTRIBUTION SEGMENT

3.1.1) Operational Performance

3.1.1.1) Load Net of Losses | Concession Area

GWh	2Q25	2Q24	Δ GWh	Δ %	Breakd.	1H25	1H24	Δ GWh	Δ %	Breakd.
Captive Market	8,690	9,776	(1,086)	-11.1%	50.1%	19,587	21,225	(1,638)	-7.7%	52.8%
Free Client	8,649	7,962	687	8.6%	49.9%	17,498	15,937	1,561	9.8%	47.2%
Load Net of Losses	17,340	17,738	(399)	-2.2%	100.0%	37,084	37,161	(77)	-0.2%	100.0%

3.1.1.2) Energy Sales | Concession Area

GWh	2Q25	2Q24	Δ GWh	Δ %	Breakd.	1H25	1H24	Δ GWh	Δ %	Breakd.
Residential	5,455	5,733	(277)	-4.8%	30.4%	11,917	12,022	(105)	-0.9%	32.3%
Industrial	6,815	6,690	125	1.9%	37.9%	13,173	12,969	204	1.6%	35.7%
Commercial	3,115	3,253	(138)	-4.2%	17.3%	6,441	6,592	(151)	-2.3%	17.5%
Rural	669	688	(19)	-2.8%	3.7%	1,518	1,502	16	1.1%	4.1%
Others	1,920	1,907	12	0.7%	10.7%	3,842	3,811	31	0.8%	10.4%
Energy Sales	17,974	18,271	(298)	-1.6%	100.0%	36,891	36,896	(5)	0.0%	100.0%
Captive										
Residential	5,452	5,733	(280)	-4.9%	63.8%	11,911	12,021	(110)	-0.9%	61.2%
Industrial	433	751	(319)	-42.4%	8.4%	882	1,522	(640)	-42.1%	4.5%
Commercial	1,348	1,763	(415)	-23.6%	19.6%	2,908	3,645	(737)	-20.2%	15.0%
Rural	570	621	(52)	-8.3%	6.9%	1,325	1,379	(54)	-3.9%	6.8%
Others	1,180	1,338	(158)	-11.8%	14.9%	2,425	2,693	(268)	-9.9%	12.5%
Total Captive	8,983	10,207	(1,224)	-12.0%	100.0%	19,451	21,261	(1,809)	-8.5%	100.0%
Free Client										
Residential	3	0	3	2075.2%	0.0%	6	1	5	629.9%	0.0%
Industrial	6,382	5,939	443	7.5%	73.6%	12,291	11,447	844	7.4%	70.5%
Commercial	1,767	1,490	277	18.6%	18.5%	3,533	2,946	586	19.9%	20.3%
Rural	99	67	32	48.4%	0.8%	193	123	70	56.9%	1.1%
Others	739	569	171	30.0%	7.1%	1,417	1,118	299	26.7%	8.1%
Total Free Client	8,991	8,064	927	11.5%	100.0%	17,440	15,636	1,804	11.5%	100.0%

Highlights in the quarter:

- Residential Segment:** reduction of 4.8%, mainly due to the negative impact of the temperature and the increase in distributed generation (DG). These effects were partially offset by the good performance of the payroll, level of employment and vegetative growth;
- Industrial Segment:** growth of 1.9%, reflecting the predominance of positive rates in consumption in 7 of the 10 largest sectors in our concession area, which were partially offset by the impact of DG;
- Commercial Segment:** 4.2% decrease compared to the same period of the previous year, due to the negative temperature effect and the impact of DG. These effects were partially offset by the positive result of the payroll and the reduction in the unemployment rate;
- Rural Segment:** reduction of 2.8%, explained by the impact of DG, partially offset by the lower rainfall in Rio Grande do Sul;
- Others Segment:** growth of 0.7%, driven by the country's better economic performance, which was partially offset by the lower temperature and the increase in clients using DG.

In general, the same effects affect the YTD result, with the exception of:

- Rural Segment:** growth of 1.1%, driven by lower rainfall in our concession area, which increases the need for irrigation, and by the country's economic performance, which was partially offset by the increase in clients using DG.

3.1.1.3) Delinquency

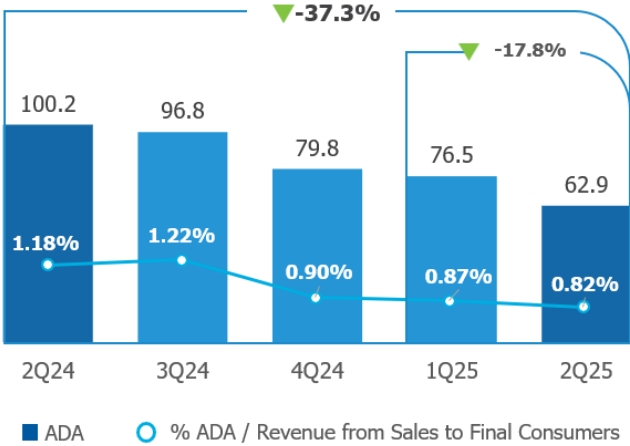
ADA showed a decrease of R\$ 37.3 million compared to the same period in 2024 and a reduction of R\$ 13.6 million compared to 1Q25. As a result, the ADA/Revenue from Sales to Final Clients index reached 0.82% in the quarter.

The quarterly result can be explained by a higher number of power cuts compared to the same period last year, favored by the lower incidence of extreme weather events in the concession area. We ended the quarter with more than 717 thousand cuts, which contributed to the drop in the delinquency indicator.

It is important to consider the impact of the floods that affected the state of Rio Grande do Sul in May 2024, which prevented the execution of service disconnections due to the severity of the event and, subsequently, due to ANEEL Normative Resolution No. 1,092/2024, which prohibited supply suspension for delinquency in the affected municipalities. Disregarding RGE's cuts in May and June 2025, we ended the quarter with 612 thousand cuts, representing a 3% increase compared to 2Q24.

These same effects influenced the YTD results, with a recorded reduction of R\$ 72 million in the allowance for doubtful accounts (ADA), with ADA/Revenue from Sales to Final Clients index of 0.84%.

CPFL continues to implement ongoing improvements to its delinquency management models, with a focus on optimizing and automating collection processes and disconnection operations. 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

ANEEL Dispatch No. 684/2025, based on the outcomes of Public Consultation No. 09/2024, approved enhancements to the methodology for calculating required energy and non-technical losses, incorporating the effects of micro and mini distributed generation (MMDG) within the energy compensation system. The new directive establishes the adoption of the concept of “measured supply market”, which represents the energy effectively consumed by users, regardless of any compensation from self-generation. Additionally, the dispatch mandates the inclusion of energy injected into the grid by MMDG systems in the total system load.

Losses | New Methodology (PC 09)

12 Months Accumulated	Jun-24	Sep-24	Dec-24	Mar-25	Jun-25	ANEEL ¹
CPFL Paulista	9.48%	9.44%	9.21%	9.47%	9.18%	8.54%
RGE ²	9.93%	10.09%	9.75%	9.87%	9.93%	9.51%
CPFL Santa Cruz	8.02%	7.71%	7.44%	7.59%	7.68%	9.11%

Only CPFL Piratininga has not yet undergone the tariff adjustment process and, for this reason, does not have the new limit established by ANEEL.

Losses | Old Methodology

12 Months Accumulated	Jun-24	Sep-24	Dec-24	Mar-25	Jun-25	ANEEL ¹
CPFL Piratininga ³	7.59%	7.54%	7.59%	7.44%	7.62%	6.03%

Notes:

(1) ANEEL Limit referring to 06/30/2025;

(2) In RGE, high-voltage clients (A1) were disregarded;

(3) According to the previous ANEEL criteria defined without distributed generation (DG) effects.

Excluding the effect of the billing calendar in both periods, losses would have the following variations: Paulista -0.13 p.p.; Piratininga +1.13 p.p.; RGE +0.19 p.p. and Santa Cruz +0.56% p.p.

The main achievements in losses reduction were:

- (i) Maintenance of electrical borders and internal substations;
- (ii) Mapping of energy losses through microbalances;
- (iii) Shielding of 9.9 thousand Group B customers with armored enclosures, and 326 Group A customers with Metering Assemblies (migration from internal cabin to external metering installed on CPFL’s utility poles);
- (iv) 101.8 thousand inspections performed in consumer units, with a 20.5% success rate in identifying losses;
- (v) Billed 21.9 GWh of recovered energy as a result of inspections. In addition to the retroactive billing, normalized customers resumed accurate consumption, contributing to 89.8 GWh increase in market volume;
- (vi) Replacement of more than 8.6 thousand obsolete/defective meters for new electronic meters;

- (vii) Visit in 16.5 thousand consumer units inactivated for cutting in cases of self-reconnection;
- (viii) Regularization of 48.4 thousand consumer units, with increase of consumption and without contract;
- (ix) Regularization of 587 clandestine consumer units, most of which having the need of CPFL Energia's grid construction;
- (x) Market discipline through 120 news in media 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 results of the last 12 months, the SAIDI and SAIFI values showed a reduction in the Group's consolidated figures and in the São Paulo distributors. At RGE, there was a slight increase in the indicators mainly due to scheduled shutdowns for maintenance.

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

Hours SAIDI	2Q25	2Q24	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	5.96	6.22	-6.5%	n.d
CPFL Paulista	4.81	5.13	-8.9%	6.42
CPFL Piratininga	4.03	4.65	-16.0%	6.05
RGE	9.21	9.13	0.2%	10.50
CPFL Santa Cruz	4.66	5.31	-14.1%	7.35

Interruptions SAIFI	2Q25	2Q24	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	3.46	3.51	-4.0%	n.d
CPFL Paulista	2.94	3.24	-12.2%	5.09
CPFL Piratininga	3.13	3.12	-3.7%	4.98
RGE	4.58	4.23	8.0%	7.19
CPFL Santa Cruz	2.97	3.36	-18.6%	6.11

Note: (1) ANEEL limit regarding 06/30/2025.

3.1.2) Tariff Events

Description	ATAs			
	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista	RGE ¹	CPFL Piratininga
Ratifying Resolution	3,460	3,452	3,473	3,409
Adjustment	1.03%	-2.19%	2.52%	1.33%
<i>Parcel A</i>	<i>0.56%</i>	<i>3.72%</i>	<i>4.71%</i>	<i>-1.97%</i>
<i>Parcel B</i>	<i>1.11%</i>	<i>2.13%</i>	<i>1.74%</i>	<i>0.49%</i>
<i>Financial Components</i>	<i>-0.64%</i>	<i>-8.05%</i>	<i>-3.94%</i>	<i>2.81%</i>
Effect on consumer billings²	2.62%	-3.66%	12.39%	3.03%
Date of entry into force	05/22/2025	04/08/2025	06/19/2025	10/23/2024

Notes:

(1) As a result of the flood that occurred in Rio Grande do Sul in May 2024, RGE requested ANEEL for a tariff postponement, which had zero impact on consumers in 2024 and led to the creation of a regulatory asset to be recomposed in the ATAs of the following years, updated by SELIC. In the 2025 ATA, the pass-through of this asset began with a financial component in the amount of R\$ 370 million; the remaining amount will be passed-through in subsequent tariff adjustments.

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

3.1.3) Economic-Financial Performance

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	13,141	12,333	808	6.6%	26,429	25,512	918	3.6%
Net Operating Revenue	8,816	8,029	787	9.8%	17,586	16,641	945	5.7%
Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)	7,647	7,010	637	9.1%	15,484	14,724	761	5.2%
Cost of Electric Power	(4,641)	(4,296)	(346)	8.0%	(8,995)	(8,594)	(401)	4.7%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(940)	(1,024)	84	-8.2%	(1,831)	(1,904)	73	-3.8%
Costs of Building the Infrastructure	(1,169)	(1,019)	(150)	14.7%	(2,101)	(1,917)	(184)	9.6%
EBITDA¹	2,066	1,690	376	22.2%	4,658	4,226	432	10.2%
Depreciation and Amortization	(342)	(311)	(31)	10.1%	(672)	(614)	(58)	9.4%
Financial Income (Expense)	(460)	(534)	74	-13.9%	(1,091)	(1,126)	36	-3.2%
Financial Revenues	370	309	60	19.5%	708	664	44	6.6%
Financial Expenses	(830)	(844)	14	-1.6%	(1,799)	(1,791)	(8)	0.4%
Income Before Taxes	1,263	845	419	49.5%	2,896	2,486	410	16.5%
Income Tax / Social Contribution	(416)	(280)	(136)	48.6%	(955)	(763)	(192)	25.1%
Net Income	847	565	282	50.0%	1,941	1,723	218	12.7%

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

Sectoral Financial Assets and Liabilities

On June 30th, 2025, the balance of sectoral financial assets and liabilities was negative (liability) in R\$ 1,815 million. If compared to December 31st, 2024, there was a variation of R\$ 820 million, as demonstrated in the chart below:



The movement of this balance was driven by the approval of the reimbursement to consumers, totaling R\$ 1,766 million, of which R\$ 1,506 million refers to PIS/COFINS credits and R\$ 260 million to credits from distributed generation. Dispatch No. 684/2025 regulated the treatment of distributed generation credits, leading the Company to recognize a regulatory liability that had previously been recorded under 'other accounts payable'. This regulatory liability to be passed on to consumers was already considered in the 2025 tariff adjustments applied to the distributors. Additionally, there were resources from the CDE in the amount of R\$ 29 million.

During the period, R\$ 992 million was amortized, while the monetary update of assets and liabilities totaled R\$ 16 million.

As a result of net asset constitution, we had assets of R\$ 36 million, primarily in the following lines:

- (i) Other financial components (R\$ 416 million);
- (ii) CDE charge (R\$ 215 million);

(iii) Overcontracting (R\$ 156 million);

(iv) Proinfa (R\$ 61 million);

Partially offset by the constitution of liabilities in:

(v) Return to clients of the PIS/COFINS credit (R\$ 306 million);

(vi) Pass-through from Itaipu (R\$ 140 million);

(vii) Exceeding demand and surplus of reactive power (R\$ 138 million);

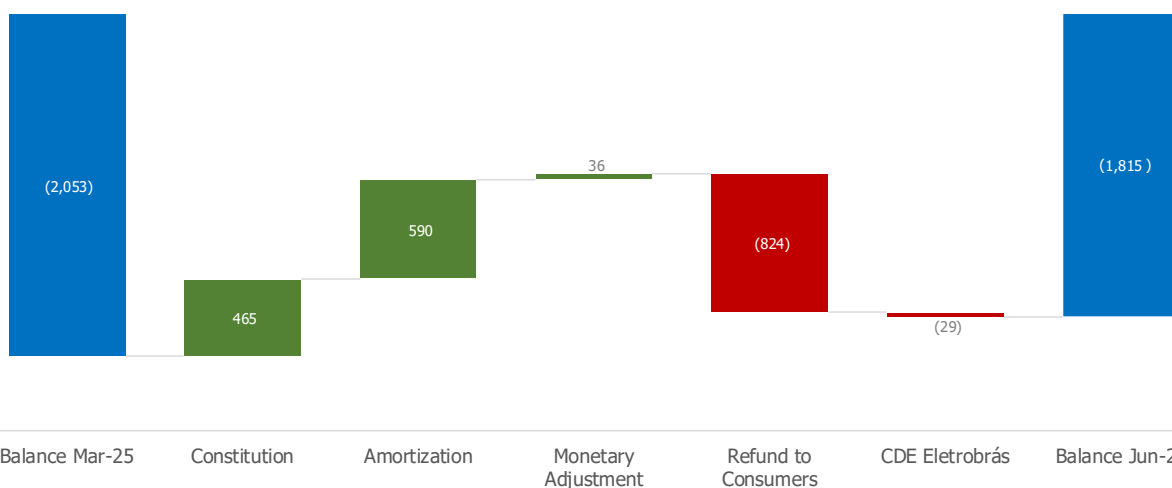
(viii) Neutrality of sector charges (R\$ 84 million);

(ix) Billed tariff flag (R\$ 74 million);

(x) Electric energy cost (R\$ 52 million);

(xi) Other items (R\$ 18 million).

For analysis purposes, below is the graph that demonstrates the movement in the balances of sectoral assets and liabilities, only in 2Q25:



Operating Revenue

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Revenue with Energy Sales (Captive + TUSD)	9,429	9,896	(467)	-4.7%	20,554	20,908	(354)	-1.7%
Short-term Electric Energy	171	64	107	168.1%	145	99	46	46.3%
Concession Infrastructure Construction Revenue	1,169	1,019	150	14.7%	2,101	1,917	184	9.6%
Sectoral Financial Assets and Liabilities	1,055	441	614	139.1%	958	642	317	49.3%
CDE Resources - Low-income and Other Tariff Subsidies	713	567	145	25.6%	1,432	1,091	341	31.3%
Adjustments to the Concession's Financial Asset	425	200	225	112.3%	910	584	326	55.8%
Other Revenues and Income	202	174	27	15.7%	386	347	39	11.2%
Compensatory Fines (DIC/FIC)	(22)	(29)	7	-24.6%	(57)	(76)	18	-24.3%
Gross Operating Revenue	13,141	12,333	808	6.6%	26,429	25,512	918	3.6%
ICMS Tax	(1,669)	(1,710)	42	-2.4%	(3,531)	(3,505)	(26)	0.7%
PIS and COFINS Taxes	(901)	(847)	(54)	6.4%	(1,811)	(1,775)	(36)	2.0%
CDE Sector Charge	(1,561)	(1,529)	(32)	2.1%	(3,122)	(3,088)	(34)	1.1%
R&D and Energy Efficiency Program	(72)	(68)	(4)	5.9%	(146)	(142)	(4)	3.0%
PROINFA	(95)	(80)	(15)	18.4%	(174)	(160)	(14)	8.6%
Others	(27)	(69)	42	-60.9%	(60)	(201)	141	-70.1%
Deductions from the Gross Operating Revenue	(4,324)	(4,303)	(21)	0.5%	(8,844)	(8,871)	27	-0.3%
Net Operating Revenue	8,816	8,029	787	9.8%	17,586	16,641	945	5.7%

Gross Operating Revenue

The variation in the **Sectorial Financial Asset and Liability** line is mainly due to the higher recognition of Regulatory Assets in 2Q25 compared to 2Q24.

The increase in adjustments to the **Concession's Financial Assets** is mainly explained by the gain of R\$ 111 million resulting from the appraisal reports prepared in 2Q25. Additionally, the average growth of 18% in the asset base, combined with the variation in the IPCA (1.00% in 2Q24 and 1.25% in 2Q25), also contributed to the increase in the balance.

In the YTD, the effects that impacted revenue variation were similar to those recorded in the quarter. Also noteworthy was the increase in **CDE Resources**, driven by the increase in the number of clients who became eligible for tariff subsidies, resulting in distributors receiving the aforementioned Resources.

Deductions from the Gross Operating Revenue

In the quarter, deductions from gross operating revenue increased, mainly due to higher PIS/COFINS collections, higher CDE expenses resulting from the increased quota, and the growth in Proinfa. These effects were partially offset by lower ICMS collections and a reduction in the Others line, due to the recomposition of resources from Itaipu's Electric Energy Commercialization Account.

In the YTD, a reduction in deductions was observed, also related to the recomposition of resources from Itaipu at the beginning of 2024, when the impact was more significant.

Cost of Electric Energy

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Itaipu	570	581	(11)	-1.9%	1,101	1,076	26	2.4%
PROINFA	118	92	26	28.7%	253	183	70	38.1%
Auction, Bilateral Contracts and Spot Market	2,992	2,473	519	21.0%	5,753	5,075	678	13.4%
PIS and COFINS Tax Credit	(327)	(272)	(55)	20.3%	(626)	(550)	(76)	13.9%
Cost of Electric Power Purchased for Resale	3,353	2,874	479	16.7%	6,482	5,784	697	12.1%
National Grid Charges	1,012	1,106	(94)	-8.5%	2,061	2,190	(130)	-5.9%
Itaipu Transmission Charges	78	110	(33)	-29.5%	149	213	(64)	-29.9%
Connection Charges	73	67	6	9.0%	143	131	13	9.7%
Charges for the Use of the Distribution System	3	3	0	0.0%	6	6	(0)	-1.4%
ESS / EER	254	280	(26)	-9.4%	410	555	(145)	-26.2%
PIS and COFINS Tax Credit	(131)	(145)	14	-9.4%	(256)	(286)	30	-10.5%
Charges for the Use of the Distribution System	1,289	1,422	(133)	-9.4%	2,513	2,809	(296)	-10.5%
Cost of Electric Energy	4,641	4,296	346	8.0%	8,995	8,594	401	4.7%

The increase in **Cost of Electric Power Purchased for Resale**, both in the quarter and in the YTD, is mainly due to the increase in the price of energy purchased from **Auction, Bilateral Contracts and Spot Market**.

In the case of energy purchased from **Itaipu**, a reduction was observed in the quarter, attributed to the lower amount of energy purchased. However, in the YTD, there was an increase, driven by the appreciation of the dollar in 2025.

Regarding **Charges for the Use of the Transmission and Distribution System**, the reductions seen in the quarter and in the YTD result from the National Grid charges due to the drop in transmission system usage tariffs starting in Jul-24, as per ANEEL Resolution No. 3,349/2024. The same occurred with the **Itaipu Transportation** charge, due to the new tariffs determined in ANEEL Resolution No. 3,349/2024, and by the new amounts defined in Dec-24 by Dispatch No. 3,836/2024.

Furthermore, in **sector charges (ESS/EER)**, the cost of **ESS - System Service Charges** was reduced mainly due to the retroactive relief generated by the difference in prices between the submarkets of the National Interconnected System (SIN). This effect was partially offset by the **EER - Reserve Energy Charge**, which recorded an increase in costs, due to the greater activation of plants in 2Q25, as well as by the increase in the PLD applied to energy settlements of Reserve Energy Contracts at CCEE both in the quarter and YTD.

PMSO

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Personnel	349	328	21	6.4%	668	637	31	4.9%
Material	69	71	(2)	-3.0%	139	141	(2)	-1.6%
Outsourced Services	313	312	1	0.2%	618	576	42	7.3%
<i>Outsourced Services</i>	313	289	24	8.3%	618	553	65	11.8%
<i>Outsourced Services - Flood in Rio Grande do Sul*</i>	-	23	(23)	-	-	23	(23)	-
Other Operating Costs/Expenses	210	294	(84)	-28.6%	409	513	(104)	-20.3%
<i>ADA</i>	63	100	(37)	-37.3%	139	211	(72)	-34.0%
<i>Legal and judicial expenses</i>	58	51	6	12.0%	96	90	6	6.6%
<i>Assets Write-Off</i>	45	6	39	658.9%	90	35	55	156.6%
<i>Assets Write-Off - Flood in Rio Grande do Sul*</i>	-	43	(43)	-	-	43	(43)	-
<i>Others</i>	45	94	(49)	-52.0%	84	134	(50)	-37.6%
PMSO	942	1,006	(65)	-6.4%	1,835	1,868	(33)	-1.8%

* Extraordinary.

PMSO was impacted by an extraordinary item – floods in Rio Grande do Sul (for more details, see explanation at the beginning of chapter 1), which generated an effect of R\$ 66 million in the quarter and year of 2024.

Excluding this item, the PMSO would have presented increases of 0.2% (R\$ 2 million) in the quarter and of 1.8% (R\$ 33 million) in the YTD, due to the following factors:

- MSO linked to inflation (increases of R\$ 14 million in the quarter and of R\$ 51 million in the YTD):** explained by collection actions (R\$ 5 million in 2Q25 and R\$ 7 million in 1H25); hardware and software (R\$ 5 million in 2Q25 and R\$ 24 million in 1H25); tree pruning (R\$ 2 million in 2Q25 and R\$ 4 million in 1H25), among others;
- Personnel (increase of R\$ 21 million in the quarter and of R\$ 31 million in the YTD):** mainly explained by the growth of 2.2%¹ in the headcount in the quarter and 1.6%² in the YTD and the collective labor agreements approved throughout 2024;
- MSO not linked to inflation (reductions of R\$ 33 million in the quarter and R\$ 49 million in the YTD):** explained by the allowance for doubtful accounts (ADA), as explained in the item 3.1.1.3, partially offset by the increase in legal and judicial expenses.

Other operating costs and expenses

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Costs of Building the Infrastructure	(1,169)	(1,019)	(150)	14.7%	(2,101)	(1,917)	(184)	9.6%
Private Pension Fund	2	(18)	20	-	3	(37)	40	-
Depreciation and Amortization	(342)	(311)	(31)	10.1%	(672)	(614)	(58)	9.4%
Total	(1,510)	(1,348)	(162)	12.0%	(2,770)	(2,568)	(203)	7.9%

¹ Average of April until June.

² Average of January until June.

EBITDA

The EBITDA of the Distribution segment was impacted by the extraordinary event recorded in 2024, resulting from the floods in Rio Grande do Sul (for further details, see explanation at the beginning of chapter 1). Excluding this effect, the EBITDA would have shown a 15.6% increase, mainly explained by the growth of the concession's financial assets and the better performance of PMSO and ADA.

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Net Income	847	565	282	50.0%	1,941	1,723	218	12.7%
Depreciation and Amortization	342	311	31	10.1%	672	614	58	9.4%
Financial Result	460	534	(74)	-13.9%	1,091	1,126	(36)	-3.2%
Income Tax / Social Contribution	416	280	136	48.6%	955	763	192	25.1%
EBITDA	2,066	1,690	376	22.2%	4,658	4,226	432	10.2%

EBITDA by Distribution Company

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
CPFL Paulista	1,037	738	299	40.5%	2,099	1,860	239	12.8%
CPFL Piratininga	318	284	34	12.0%	734	681	53	7.8%
RGE	619	584	35	6.0%	1,617	1,506	111	7.4%
CPFL Santa Cruz	92	84	8	9.3%	208	179	29	16.3%
EBITDA	2,066	1,690	376	22.2%	4,658	4,226	432	10.2%

CPFL Paulista:

In the quarter, the positive result was driven by the favorable adjustment of Parcel B (7.53%), which took effect in Apr-25, along with a lower ADA and the concession financial asset.

In the YTD, the variation is due to the lower ADA, added to the update of the concession's financial assets.

CPFL Piratininga:

In the quarter, the positive EBITDA result was influenced by a more favorable energy mix, as well as the tariff adjustment, which led to a 1.88% increase in Parcel B, effective since Oct-24, in addition to the update of the concession's financial asset.

The same effects impacted the YTD results.

RGE:

In the quarter, EBITDA was impacted by the extraordinary event in 2024 resulting from the floods in Rio Grande do Sul (for further details, see explanation in chapter 1). Excluding this effect, the variation would have been a 9.1% decrease, influenced by the negative tariff adjustment of Parcel B (-0.87%), effective since Aug-24, and higher PMSO expenses.

In the YTD, excluding the extraordinary effect, EBITDA would have shown a 0.9% increase, driven by improved performance in ADA, as well as the update of the concession's financial asset.

CPFL Santa Cruz:

The positive variation in EBITDA reflects the increase in Parcel B (+3.87%) and a more favorable energy mix, both in the quarter and in the YTD.

Financial Result

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Revenues	370	309	60	19.5%	708	664	44	6.6%
Expenses	(830)	(844)	14	-1.6%	(1,799)	(1,791)	(8)	0.4%
Financial Result	(460)	(534)	74	-13.9%	(1,091)	(1,126)	36	-3.2%

Managerial Analysis

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Expenses with the net debt	(665)	(582)	(83)	14.2%	(1,412)	(1,148)	(265)	23.0%
Late payment interest and fines	118	100	18	18.2%	241	219	23	10.3%
Mark-to-market	74	(25)	99	-	101	(138)	239	-
Adjustment to the sectorial financial asset/liability	36	(13)	49	-	16	(79)	96	-
Others financial revenues/expenses	(24)	(15)	(9)	62.1%	(37)	20	(57)	-
Financial Result	(460)	(534)	74	-13.9%	(1,091)	(1,126)	36	-3.2%

The reduction in net financial expenses was mainly due to: (i) the **MTM** revenue; and (ii) the variation in the **Update of sectorial financial assets and liabilities**, driven by the current balance subject to adjustment; partially offset by (iii) the increase in **Expenses with the net debt**, resulting from higher indexes (IPCA and CDI).

The same factors also impacted on the YTD net financial expenses, with the addition of the effect of the reduction in the update of tax credits.

Net Income

The increase in **Net Income** was due to higher EBITDA results and lower net financial expenses, partially offset by an increase income tax and social contribution expenses.

The same effects also impacted on the YTD **Net Income**.



3.2) GENERATION SEGMENT

3.2.1) Operational Performance

Generated Energy

GWh	2Q25	2Q24	Δ GWh	Δ %	1H25	1H24	Δ GWh	Δ %
Wind	743	664	79	11.9%	1,410	1,299	111	8.5%
SHPP	409	418	(9)	-2.2%	862	981	(119)	-12.1%
HPP	1,350	2,447	(1,097)	-44.8%	2,666	5,140	(2,474)	-48.1%
Biomass ¹	138	360	(222)	-61.7%	149	434	(285)	-65.7%
Solar	0.1	0.2	(0.1)	-49.9%	0.4	0.5	(0.1)	-24.5%
TPP ²	-	2	(2)	-	-	7	(7)	-
Total	2,640	3,891	(1,251)	-32.1%	5,086	7,861	(2,775)	-35.3%

Notes:

(1) The biomass plants Bio Buriti, Bio Ipê, and Bio Pedra were transferred to Pedra Group in Nov-24, no longer belonging to CPFL Group since then;

(2) The energy contract was terminated on Dec-24 and the asset was sold in the 1H25.

In the quarter and in the YTD, we registered a reduction in the volume of energy generated, mainly impacted by the performance of the HPPs, reflecting less favorable hydrological conditions, in addition to the effect of curtailment in the wind farms, which represented 24% of total generation in the quarter and 21% in the YTD.

Availability

Monthly Average	2Q25	2Q24	Δ p.p.	Δ %	1H25	1H24	Δ p.p.	Δ %
Wind	93.7%	94.4%	-0.7	-0.8%	92.3%	95.1%	-2.8	-2.9%
SHPP	94.9%	97.5%	-2.6	-2.6%	94.9%	97.8%	-2.9	-3.0%
HPP	92.7%	98.3%	-5.6	-5.7%	95.3%	98.5%	-3.1	-3.2%
Biomass ¹	99.6%	99.3%	0.3	0.3%	99.8%	99.4%	0.4	0.4%
Solar	100.0%	100.0%	0.0	0.0%	100.0%	100.0%	0.0	0.0%
TPP ²	0.0%	97.3%	-97.3	-	0.0%	98.4%	-98.4	-

Notes:

(1) The biomass plants Bio Buriti, Bio Ipê, and Bio Pedra were transferred to Pedra Group in Nov-24, no longer belonging to CPFL Group since then;

(2) The energy contract was terminated on Dec-24 and the asset was sold in the 1H25.

3.2.2) Economic-Financial Performance

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	1,267	1,186	81	6.8%	2,431	2,371	60	2.5%
Net Operating Revenue	1,161	1,081	81	7.4%	2,224	2,157	67	3.1%
Cost of Electric Power	(179)	(139)	(40)	28.5%	(321)	(265)	(56)	21.0%
PMSO and Private Pension Fund	(248)	(169)	(79)	46.8%	(373)	(253)	(120)	47.2%
Equity Income	72	84	(12)	-14.1%	131	172	(42)	-24.1%
EBITDA¹	806	856	(50)	-5.9%	1,661	1,811	(150)	-8.3%
Depreciation and Amortization	(220)	(218)	(2)	0.9%	(439)	(437)	(2)	0.4%
Financial Result	(84)	(98)	13	-13.5%	(202)	(229)	27	-11.7%
Financial Revenues	71	32	39	119.7%	106	66	40	61.0%
Financial Expenses	(156)	(130)	(26)	19.7%	(308)	(294)	(13)	4.5%
Income Before Taxes	502	540	(39)	-7.2%	1,020	1,145	(125)	-10.9%
Net Income	381	431	(50)	-11.5%	781	906	(124)	-13.7%

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, revenue was mainly affected by energy prices adjusted for inflation (IPCA or IGP-M) and by the better performance of wind farms, due to the higher volume of winds, even with the increase in **curtailment** imposed by the ONS, which represented a revenue loss of R\$ 84 million in 2Q25 (versus R\$ 26 million in 2Q24) and R\$ 131 million in 1H25 (versus R\$ 35 million in 1H24).

Cost of Electric Power

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Energy Purchased in the Spot Market	58	25	32	127.4%	89	46	43	94.6%
Bilateral Contracts, ACR and ACL	62	52	11	20.5%	116	96	20	21.0%
PIS and COFINS Tax Credit	(4)	(5)	0	-8.7%	(9)	(9)	(0)	1.4%
Cost of Electric Power Purchased for Resale	116	72	43	59.9%	197	133	63	47.7%
National Grid Charges	55	55	(1)	-1.3%	107	110	(2)	-2.1%
Connection Charges	3	5	(1)	-27.6%	6	9	(3)	-32.5%
Charges for the Use of the Distribution System	9	10	(1)	-10.7%	18	20	(2)	-11.2%
ESS/EER	(0)	1	(1)	-	(0)	1	(1)	-
PIS and COFINS Tax Credit	(3)	(4)	0	-11.3%	(7)	(8)	1	-10.3%
Charges	63	67	(4)	-5.4%	124	132	(8)	-5.8%
Cost of Electric Energy	179	139	40	28.5%	321	265	56	21.0%

Note: (1) The GSF Risk Premium began to be accounted for in the cost of energy as of 4Q24.

In the quarter and in the YTD, the main variation occurred due to the increase in **Energy Purchased in the Spot Market**. In addition, there was a greater amount of energy acquired in **Bilateral Contracts, ACR and ACL**, as well as a higher average price.

PMSO

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Personnel	43	39	4	10.4%	86	83	3	4.1%
Material	10	14	(4)	-26.7%	23	24	(2)	-6.4%
Outsourced Services	73	81	(8)	-9.5%	130	150	(20)	-13.4%
<i>Outsourced Services</i>	<i>73</i>	<i>65</i>	<i>8</i>	<i>12.9%</i>	<i>130</i>	<i>134</i>	<i>(4)</i>	<i>-3.0%</i>
<i>Outsourced Services - Rio Grande do Sul Flood*</i>	<i>-</i>	<i>16</i>	<i>(16)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>16</i>	<i>(16)</i>	<i>-</i>
Other Operating Costs/Expenses	121	32	89	278.7%	133	(5)	138	-
<i>Asset Write-off</i>	<i>2</i>	<i>(1)</i>	<i>2</i>	<i>-</i>	<i>2</i>	<i>(2)</i>	<i>4</i>	<i>-</i>
<i>Legal and Judicial Expenses</i>	<i>0</i>	<i>(0)</i>	<i>1</i>	<i>-</i>	<i>1</i>	<i>(2)</i>	<i>3</i>	<i>-</i>
<i>Others</i>	<i>27</i>	<i>24</i>	<i>2</i>	<i>9.8%</i>	<i>46</i>	<i>47</i>	<i>(1)</i>	<i>-2.0%</i>
<i>Epasa Sales's Impact*</i>	<i>92</i>	<i>-</i>	<i>92</i>	<i>-</i>	<i>92</i>	<i>-</i>	<i>92</i>	<i>-</i>
<i>GSF Risk Premium*¹</i>	<i>-</i>	<i>6</i>	<i>(6)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>11</i>	<i>(11)</i>	<i>-</i>
<i>Assets Write-Off - Rio Grande do Sul Flood*</i>	<i>-</i>	<i>3</i>	<i>(3)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>3</i>	<i>(3)</i>	<i>-</i>
<i>Lajeado Fair Value Adjustment (non-cash effect)*</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(8)</i>	<i>(62)</i>	<i>54</i>	<i>-86.5%</i>
PMSO	248	166	82	49.2%	372	252	120	47.5%

Notes:

* Extraordinary;

(1) The GSF Risk Premium began to be accounted for in the cost of energy as of 4Q24.

In the quarter, the variation in expenses with PMSO is mainly explained by the **sale of the stake in Epasa**, which generated a negative effect of R\$ 92 million in the quarter (for more details, see

the explanation in chapter 1). Additionally, there was the reclassification of the GSF Risk Premium to the Energy Purchase line (R\$ 6 million).

In the YTD, the effects are similar, especially noting the **extraordinary effect** of the fair value adjustment of Paulista Lajeado, which generated a negative effect of R\$ 54 million in the first quarter (for more details, see the explanation in chapter 1).

Excluding these items, PMSO would have an increase of 2.0% (R\$ 3 million) in the quarter and a reduction of 6.0% (R\$ 18 million) in the YTD, due to the following factors:

- l **PMSO linked to inflation (in line in the quarter and a reduction of R\$ 26 million in the YTD):** mainly due to the reduction in expenses with other outsourced services and maintenance of machinery and equipment;
- l **PMSO not linked to inflation (increases of R\$ 3 million in the quarter and of R\$ 7 million in the YTD):** resulting from the legal expenses and assets write-off.

Other operating costs and expenses

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Private Pension Fund	0	3	(3)	-88.8%	1	1	(0)	-26.4%
Depreciation and amortization	172	172	0	0.2%	343	344	(0)	-0.1%
Amortization of Concession Intangible	48	47	1	3.2%	96	93	2	2.2%
Other operating costs and expenses	221	221	(1)	-0.3%	440	438	1	0.3%

Equity Income

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Baesa	(1)	2	(2)	-	1	4	(3)	-80.1%
Foz do Chapecó	72	60	12	20.2%	129	125	3	2.6%
Epasa	0	22	(21)	-98.1%	1	43	(42)	-97.9%
Equity Income	72	84	(12)	-13.9%	130	172	(42)	-24.4%

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

Baesa

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Net Revenue	18	14	4	27.4%	36	31	4	13.6%
Operating Costs / Expenses	(13)	(7)	(6)	88.2%	(19)	(13)	(6)	47.3%
Deprec. / Amortization	(4)	(4)	(0)	1.2%	(7)	(7)	(0)	1.0%
Net Financial Result	(3)	(1)	(2)	124.5%	(8)	(5)	(3)	52.3%
Income Tax	0	(1)	1	-	(1)	(2)	2	-75.1%
Net Income	(1)	2	(2)	-	1	4	(3)	-80.1%

In the quarter and in the YTD, the increase in **Net Revenue** was the result of a higher tariff, partially offset by the reduction in CFURH. Regarding **Operating Costs and Expenses**, the increase was due to the higher amount and price of energy purchased. The increase in **Net Financial Expense** was due to higher expenses with UBP.

Foz do Chapecó

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Net Revenue	172	158	13	8.4%	337	321	16	4.9%
Operating Costs / Expenses	(36)	(34)	(2)	5.7%	(78)	(67)	(11)	16.3%
Deprec. / Amortization	(13)	(13)	0	-0.1%	(26)	(26)	0	-0.1%
Net Financial Result	(13)	(19)	6	-30.8%	(37)	(41)	4	-9.1%
Income Tax	(36)	(31)	(5)	17.1%	(65)	(63)	(2)	3.7%
Net Income	72	60	12	20.2%	129	125	3	2.6%

In the quarter and in the YTD, the **Net Revenue** increased due to the higher price of energy supplied, partially offset by the reduction in the CFURH. **Operating Costs/Expenses** increased due to the higher amount of energy purchased. The reduction in **Net Financial Expense** is mainly due to income from financial investments, due to the higher cash balance, the increase in the CDI and the reduction in debt charges, partially offset by the increase of expenses with UBP, indexed by IGP-M and IPCA.

Epasa

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Net Revenue	(0)	45	(45)	-	(0)	93	(93)	-100.3%
Operating Costs / Expenses	(3)	(9)	7	-70.9%	(7)	(23)	15	-67.4%
Deprec. / Amortization	-	(12)	12	-	-	(25)	25	-100.0%
Net Financial Result	4	4	(0)	-1.7%	10	8	2	31.3%
Income Tax	(0)	(5)	4	-94.8%	(1)	(9)	9	-93.9%
Net Income	0	22	(21)	-98.1%	1	43	(42)	-97.9%

With the end of the energy sales contract in Dec-24 and the closing of the sale of the stake in the asset in 2Q25, the contribution to the 2025 result is significantly lower. We now report only the variations presented in the periods analyzed.

Financial Result

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Financial Revenues	71	32	39	119.7%	106	66	40	61.0%
Financial Expenses	(156)	(130)	(26)	19.7%	(308)	(294)	(13)	4.5%
Financial Result	(84)	(98)	13	-13.5%	(202)	(229)	27	-11.7%

Managerial Analysis

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Expenses with the net debt	(71)	(75)	5	-6.3%	(159)	(181)	22	-12.0%
Market-to-market	1	(3)	3	-	(1)	(8)	7	-88.2%
Other financial revenues/expenses	(14)	(18)	4	-22.0%	(41)	(39)	(2)	6.3%
Financial Result	(84)	(98)	13	-13.5%	(202)	(229)	27	-11.7%

In the quarter, the increase in income from financial investments reduced **Expenses with the net debt**. In addition, there was a gain with **Market-to-market (MTM)**. Overall, the same effects impacted the YTD result.

EBITDA and Net Income

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Net Income	381	431	(50)	-11.5%	781	906	(124)	-13.7%
Depreciation and Amortization	220	218	2	0.9%	439	437	2	0.4%
Financial Result	84	98	(13)	-13.5%	202	229	(27)	-11.7%
Income Tax / Social Contribution	120	109	11	9.8%	239	240	(1)	-0.3%
EBITDA	806	856	(50)	-5.9%	1,661	1,811	(150)	-8.3%

In the quarter, Epasa's sale effect and the termination of biomass and Epasa contracts were the main impacts in **EBITDA**. These same impacts also affected the YTD result, in addition to the extraordinary effect of the fair value adjustment of Paulista Lajeado (-R\$ 54 million) in the first quarter.

This worsening in EBITDA was reflected in the **Net Income** performance, in the quarter and in the YTD.



3.3) TRANSMISSION SEGMENT

3.3.1) Portfolio

Concession Contracts	Contract Start Date	Contract End Date	CPFL -T Share	Index	RAP 2025-2026 ¹ (R\$ million)	RAP Expected 2025-2026 (R\$ million)	Km	Projects Category	Tariff Revision	Next Tariff Revision
CONTRACT 055/01	31/12/2002	31/12/2042	100%	IPCA	1,043	34	5,829	Category 1	1ª PTR - 2018 2ª PTR - 2024	3ª PTR - 2028
SUL II	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	46	-	75	Category 3	1ª PTR - 2024	2ª PTR - 2029
TESB	27/07/2011	27/07/2041	98%	IPCA	44	-	98	Category 3	1ª PTR - 2017 2ª PTR - 2022	3ª PTR - 2026
SUL I	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	36	-	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	20	-	-	Category 3	1ª PTR - 2020	1ª PTR - 2025
PIRACICABA	24/02/2013	24/02/2043	100%	IPCA	17	-	-	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
ETAU ²	18/12/2002	18/12/2032	10%	IGP-M	54	-	188	Category 2	-	-
TPAE ²	19/11/2009	19/11/2039	10%	IPCA	12	-	12	Category 3	-	-

Notes:

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

(2) Contracts consolidated by equity income.

3.3.2) Operational Performance

ENS – Unsupplied Energy | MWh

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

MWh	2Q25	2Q24	Δ MWh	Δ %	1H25	1H24	Δ MWh	Δ %
ENS	53.8	86.3	-32.5	-37.7%	479.7	453.6	26.1	5.8%

The reduction in the ENS during the analysis period is due to the absence of significant load loss events in 2Q25, unlike 1Q25 of this year, which showed an 87% decrease in this comparison. In the accumulated results, we see an increase in the indicator due to the negative result in 1Q25.

PVd – Discounted Variable Parcel

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

%	2Q25	2Q24	Δ %	1H25	1H24	Δ %
PVd	0.829%	0.715%	15.9%	1.002%	1.223%	-18.1%

In 2Q25, we saw a slight increase compared to the same period in 2024, but a decrease compared to 1Q25. It is worth noting that in 2024, we obtained an injunction for the return of discounts

related to disconnections that occurred in 2022, which affected the comparison basis. In the first half of 2025, we saw a decrease compared to the same period in 2024, due to the decrease in forced events in the transmission system in 1Q25.

3.3.3) Regulatory Themes

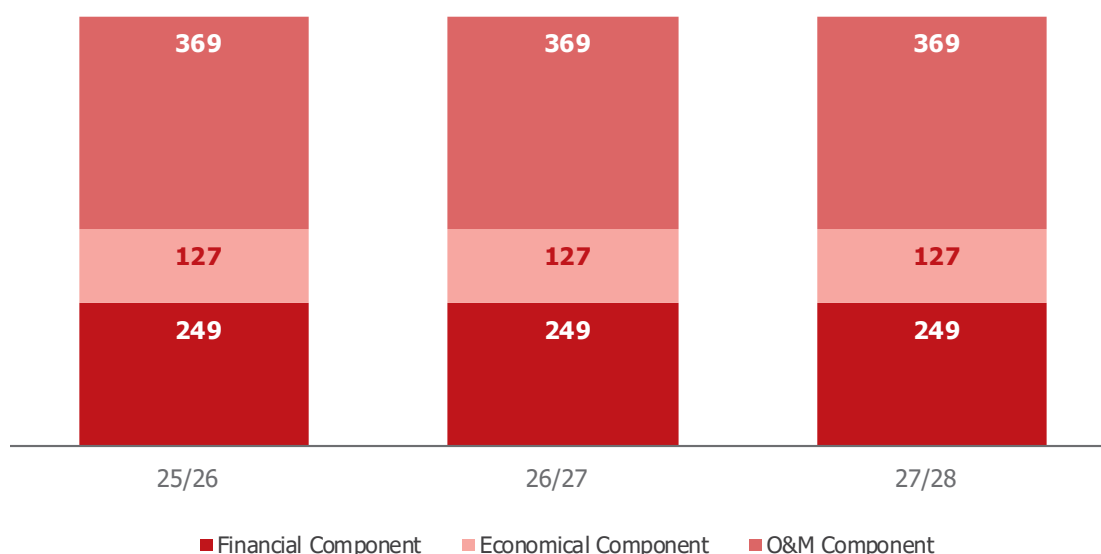
RBSE Revenue Flow¹

The Allowed Annual Revenue (RAP) Parcel related to the assets belonging to the National Grid of Existing System – RBSE is the indemnity of unamortized assets, in the context of the renewal of Transmission concessions, in accordance with the Law No. 12,783/2013. The revenue flow from these assets belonging to CPFL Transmissão's Concession Contract No. 055/2001 is shown below. On June 10th, 2025, ANEEL deliberated on a request filed by some associations representing market agents, which addressed calculations previously performed and approved by ANEEL for payment of the financial component of the RBSE, reprofiled and approved (in accordance with ANEEL REH No. 2,851/2021) starting in the 2021-2022 cycle. As a result of the deliberation, ANEEL concluded the administrative discussion of the RBSE and published REH No. 3,464/2025, which established:

- (I) Separation of payment flows between controversial installments, arising from lawsuits, and uncontroversial installments, to form the financial component;
- (II) Controversial installments must consider the payment period between the 2020/2021 and 2027/2028 tariff cycles, from July 1st, 2020, to June 30th, 2028;
- (III) Uncontroversial installments must consider the payment period between the 2017/2018 and 2024/2025 tariff cycles, from July 1st, 2017, to June 30th, 2025;
- (IV) Only the controversial installments due and unpaid during the 2017/2018, 2018/2019, and 2019/2020 tariff cycles, the period in which the court injunctions were in effect, must be remunerated from their due dates at the approved Cost of Equity Rates;
- (V) Update of the Regulatory Remuneration Rate associated with the expected year of the periodic review of the RAP of the concession agreement; and
- (VI) Maintain the flow of payments made in the 2020/2021 to 2024/2025 cycles, adjusting for future cycles as follows: (a) Modulate the flow of the controversial installment in the 2020/2021 to 2022/2023 cycles to zero and recomposition of interest on the outstanding balance, in the 2023/2024 cycle for payment of interest only, in the 2024/2025 cycle for payment of interest and amortization equivalent to the rate of 4.6%, and in the 2025/2026, 2026/2027, and 2027/2028 cycles for payment of interest and amortization equivalent to the constant profile rate of 31.8%; and (b) Modulate the flow of the uncontroversial installment by the difference between the amounts realized in the 2020/2021 to 2024/2025 cycles and those obtained in item (a) for those cycles.

The installments of the financial component for the 2025/2026, 2026/2027, and 2027/2028 cycles, to be received by CPFL-T, were changed from R\$ 296 million to R\$ 249 million (per annual tariff adjustment cycle). The flows of the economic component and O&M were not subject to discussion and remained unchanged, maintaining the provisions of the Periodic Tariff Review (RTP) of the transmission companies, as determined in REH 3,344/2024.

Revenue Flow –Financial¹, Economic² and O&M² Components | R\$ million



Note: (1) Values are in June-2025 database and must be updated by IPCA annually. (2) Values without date to end (it ends only in the write off or substitution of the asset).

Periodic Tariff Review ("PTR")

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

The second PTR was expected to happen in July 1st 2023, although, as like happened with the 1st PTR, there was a postponement, with the process being ended in 07/12/2024 with the publication of the REH ANEEL No. 3,344/2024, which homologate the 2023 PTR final result of the AAR, associated to the Concession Contract No. 055/2001.

Tariff review of tendered concession contracts:

Contracts	REH 3,344/2024	Repositioning Index	REH 3,481/2025 Approved Revenue
020/2018	10,974.3	4.14%	11,428.5
005/2019	35,878.0	1.70%	36,489.6
011/2019	46,088.2	0.30%	46,227.0

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

Annual Tariff Adjustment ("ATA")

According to REH ANEEL No. 3,481/2025, for the 2025-2026 cycle, from 07/01/2025 to 06/30/2026, the Revenue (AAR) added to the Adjustment Portion (PA) of **Concession Contract No. 055/2001**, totals around R\$ 1,252 million, net of PIS and COFINS, highlighting:

- (i) Monetary correction by the IPCA;
- (ii) Discount of the Adjustment Portion (PA), composed of the following components: (i) PA 2023 PTR related to the retroactivity of the AAR pertinent to Reinforcements and

Improvements, (ii) PA Financial Improvements, (iii) PA Calculated corresponding to the discount of excess AAR amounts received in excess in the previous cycle (CDE Subsidy, AAR Advances) and (iv) PA Others related to the PA Quality DIT and Others;

- (iii) Reinforcements and Replacement that started up during the 2024-2025 cycle and increased the transmission company's revenue (new investments);
- (iv) RBSE, the reduction being related to the final decision at the ANEEL Ordinary Meeting on June 10th, 2025, regarding the discussion of the Financial Component of RBSE, related to the trajectory of O&M coverage and related to deactivations.

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

Contracts	REH 3,344/2024 RTP result	RBSE Financial	CAOM Path	New Investments	Index (IPCA)	REH 3,3481/2025 Homologated Revenue	ATA Adjustment Portion 2025	REH 3,481/2025
055/2001	1,029.6	-59.0	-25.3	47.6	50.3	1,043.2	-0.04	1,043.3

* Values expressed in R\$ million.

As for the tendered contracts, according to REH ANEEL No. 3,481/2025, for the 2025-2026 cycle, from 07/01/2025 to 06/30/2026 the total AAR plus the Adjustment Portion amounts to approximately R\$ 209 million.

Annual Tariff Adjustment 2025:

Contracts	REH 3,348/2024	Start-up	Indexer (IPCA or IGP-M)	Impact of PTR Repositioning	REH 3,481/2025 Approved Revenue	PA ATA 2025	REH 3,481/2025
080/2002	21,362.7	-	1,499.9	-	22,862.7	-677.9	22,184.7
001/2011	45,877.1	-	2,440.6	-	48,317.6	-4,218.4	44,099.2
003/2013	16,641.2	-	885.3	-	17,526.5	-383.2	17,143.3
020/2018	10,974.2	-	583.8	-	11,558.0	-129.6	11,428.5
006/2015	19,807.3	-	0.0	-67.8	19,739.5	-213.9	19,525.6
005/2019	35,878.0	-	1,908.6	-	37,786.7	-1,297.0	36,489.6
011/2019	46,088.2	-	2,451.8	-	48,539.9	-2,312.9	46,227.0
004/2021	11,160.9	880.4	593.8	-	12,635.1	-678.1	11,956.9

* Values expressed in R\$ thousands.

3.3.4) Economic-Financial Performance | Regulatory



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

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

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

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	330	396	(66)	-16.8%	661	794	(133)	-16.7%
Net Operating Revenue	285	332	(47)	-14.1%	565	659	(94)	-14.2%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(75)	(115)	39	-34.3%	(160)	(193)	33	-17.1%
Equity Income	1	1	0	9.9%	3	5	(1)	-31.1%
EBITDA	211	218	(7)	-3.3%	409	471	(62)	-13.2%
Depreciation and Amortization	(47)	(28)	(19)	65.8%	(92)	(57)	(35)	60.6%
Financial Income (Expense)	(117)	(83)	(34)	41.4%	(230)	(163)	(68)	41.6%
Financial Revenues	15	77	(62)	-80.9%	26	93	(66)	-71.5%
Financial Expenses	(132)	(160)	28	-17.6%	(257)	(255)	(1)	0.6%
Income Before Taxes	47	107	(60)	-56.1%	86	251	(165)	-65.6%
Income Tax / Social Contribution	(8)	(32)	24	-73.9%	(14)	(59)	45	-76.6%
Net Income	39	75	(37)	-48.6%	73	192	(120)	-62.2%

Operational Revenue

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Concession Contract 055/2001	275	344	(69)	-20.1%	553	692	(140)	-20.2%
Sul II	12	12	(0)	-2.0%	24	23	1	3.1%
TESB	13	11	2	17.3%	25	21	4	18.8%
Sul I	9	9	0	1.7%	18	18	0	0.2%
Concession Contract 080/2002	5	5	(0)	-5.8%	10	11	(1)	-5.3%
Morro Agudo	5	5	0	8.5%	11	11	0	1.6%
Piracicaba	5	4	0	2.9%	9	8	1	10.3%
Maracanaú	3	3	0	1.4%	6	6	0	0.5%
Concession Contract 004/2001 (CAC 3)	3	2	1	29.4%	6	4	1	30.0%
Regulatory Charges	(17)	(30)	13	-43.9%	(41)	(67)	26	-39.2%
Gross Revenue	330	396	(66)	-16.8%	661	794	(133)	-16.7%
Deductions from Revenue	(45)	(64)	20	-30.6%	(55)	(68)	13	-19.0%
Net Revenue	285	332	(47)	-14.1%	565	659	(94)	-14.2%

The decrease perceived in the **operating revenue** is due to the effects of the tariff review for the 2024/2025 cycle, applied as of July 2024.

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

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Personnel	35	36	(1)	-3.5%	70	68	2	2.9%
Material	3	18	(15)	-84.2%	5	15	(10)	-64.0%
Outsourced Services	22	29	(7)	-24.0%	49	51	(2)	-3.3%
<i>Outsourced Services</i>	22	20	2	9.7%	49	51	(2)	-3.3%
<i>Outsourced Services - Rio Grande do Sul Flood*</i>	-	9	(9)	-	-	9	(9)	-
Private Pension Fund	10	18	(8)	-44.9%	20	36	(16)	-44.9%
Other Operating Costs/Expenses	6	14	(8)	-57.7%	15	23	(7)	-32.7%
<i>ADA</i>	5	0	5	169947.1%	7	(1)	8	-
<i>Legal, judicial expenses</i>	3	10	(7)	-68.5%	12	(24)	36	-
<i>Provisions</i>	8	6	2	25.2%	(3)	41	(44)	-
<i>Others</i>	(10)	(2)	(8)	345.8%	(1)	7	(7)	-
PMSO	75	115	(39)	-34.3%	160	193	(33)	-17.1%
Depreciation and Amortization	47	28	19	65.8%	92	57	35	60.6%
PMSO, depreciation and amortization	122	143	(21)	-14.5%	252	250	2	0.7%

* Extraordinary.

PMSO was impacted mainly by:

- └ Write-off of advanced payment, which impacted regulatory result in 2Q24 (+R\$ 11 million);
- └ Effect of the floods which impacted Rio Grande do Sul in 2Q24, in Materials and Services accounts (+R\$ 9 million);
- └ Decrease in the private pension expenses due to the reduction in liabilities (+R\$ 8 million);
- └ Other items (+R\$ 11 million).

In the YTD, there was also a reduction, impacted by the above effects and partially offset by higher personnel expenses.

Regarding the depreciation, there was an increase due to the tariff review which took place in 2024, when ANEEL recalculated the depreciation rate of the assets and recognized new ones to be included in the cycle.

EBITDA

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Net Income	39	75	(37)	-48.6%	73	192	(120)	-62.2%
Depreciation and Amortization	47	28	19	65.8%	92	57	35	60.6%
Financial Result	117	83	34	41.4%	230	163	68	41.6%
Income Tax / Social Contribution	8	32	(24)	-73.9%	14	59	(45)	-76.6%
EBITDA	211	218	(7)	-3.3%	409	471	(62)	-13.2%

The decrease in **EBITDA** is mainly due to lower revenue, partially offset by the PMSO decrease. These same effects also impact the YTD.

Financial Result

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Expenses with the net debt	(110)	(98)	(12)	12.0%	(231)	(160)	(71)	44.3%
Mark-to-Market	12	15	(3)	-21.5%	8	(6)	14	-
Others financial revenues/expenses	(19)	0	(19)	-	(8)	1	(9)	-
Financial Result	(117)	(83)	(34)	41.3%	(230)	(164)	(66)	40.3%

There was a worsening in the **Financial Result**, mainly due to:

- └ Increase in expenses with the net debt, mainly due to the CDI variation (-R\$ 12 million);
- └ Loss in the mark-to-market effect, especially with the new funding (-R\$ 3 million);
- └ Others (-R\$ 19 million).

In the YTD, the variation occurred due to:

- └ Increase in expenses with the net debt, due to new issuances occurred throughout 2024, CDI variation and expenditures with new funding (-R\$ 71 million);
- └ Others (-R\$ 9 million).

Partially compensated by:

- └ Gain in mark-to-market, especially with the new fundings (+R\$ 14 million).

Net Income

There was a decrease in **Net Income**, due to a lower revenue (RAP) caused by the application of the tariff review for the 2024-2025 cycle and the worsening in the financial result.

3.3.5) Economic-Financial Performance | IFRS

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	468	550	-82	-14.9%	1,125	1,044	82	7.8%
Net Operating Revenue	423	485	-62	-12.8%	1,027	908	120	13.2%
Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)	174	269	(95)	-35.3%	553	566	(13)	-2.3%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(75)	(101)	26	-25.4%	(160)	(182)	21	-11.7%
Costs of Building the Infrastructure	(179)	(152)	(27)	17.5%	(339)	(240)	(99)	41.2%
Equity Income	1	1	1	114.5%	3	4	-1	-15.5%
EBITDA¹	171	233	(63)	-26.8%	531	490	41	8.4%
Depreciation and Amortization	(9)	(9)	0	3.4%	(18)	(20)	2	-8.9%
Financial Income (Expense)	(117)	(83)	(34)	41.3%	(230)	(164)	(66)	40.3%
Financial Revenues	15	77	(62)	-80.9%	26	91	(65)	-71.0%
Financial Expenses	(132)	(160)	28	-17.5%	(257)	(256)	(1)	0.5%
Income Before Taxes	45	142	(97)	-68.3%	283	306	(23)	-7.6%
Income Tax / Social Contribution	(6)	(40)	35	-85.7%	(63)	(79)	16	-20.4%
Net Income	39	102	(62)	-61.4%	219	226	(7)	-3.1%

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



3.4) COMMERCIALIZATION AND SERVICES SEGMENTS

3.4.1) Economic-Financial Performance

Commercialization

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	730	601	128	21.4%	1,469	1,152	317	27.5%
Net Operating Revenue	626	508	118	23.2%	1,262	971	291	30.0%
Cost of Electric Power	(681)	(494)	(186)	37.7%	(1,299)	(898)	(401)	44.7%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(16)	(20)	4	-20.9%	(51)	(36)	(15)	43.6%
EBITDA¹	(70)	(6)	(64)	1091.2%	(88)	38	(126)	-
Depreciation and Amortization	(1)	(2)	0	-22.3%	(3)	(3)	0	-10.9%
Financial Income (Expense)	(8)	(6)	(2)	32.1%	(14)	(12)	(3)	21.7%
<i>Financial Revenues</i>	6	11	(5)	-44.2%	13	31	(18)	-59.1%
<i>Financial Expenses</i>	(14)	(17)	3	-17.3%	(27)	(42)	16	-36.9%
Income Before Taxes	(79)	(14)	(65)	484.3%	(105)	23	(128)	-
Income Tax / Social Contribution	(4)	4	(8)	-	(7)	(3)	(4)	115.4%
Net Income (loss)	(83)	(9)	(73)	772.1%	(112)	20	(132)	-

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

In the quarter, **EBITDA** was mainly impacted by the lower margin. In the YTD result, in addition to the lower margin, was impacted by the delinquency (ADA) of some traders (counterparties in the market) that entered into judicial recovery.

Services

R\$ Million	2Q25	2Q24	Δ R\$	Δ %	1H25	1H24	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	333	358	(25)	-7.1%	662	679	(18)	-2.6%
Net Operating Revenue	306	328	(22)	-6.8%	609	624	(15)	-2.5%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(242)	(254)	12	-4.8%	(471)	(466)	(5)	1.0%
EBITDA¹	64	74	(10)	-13.4%	137	158	(20)	-12.8%
Depreciation and Amortization	(13)	(14)	1	-7.5%	(28)	(29)	1	-4.2%
Financial Income (Expense)	1	2	(1)	-70.0%	1	7	(6)	-86.9%
<i>Financial Revenues</i>	4	4	(1)	-20.8%	7	11	(4)	-37.3%
<i>Financial Expenses</i>	(3)	(2)	(0)	18.7%	(6)	(4)	(2)	38.5%
Income Before Taxes	52	62	(10)	-16.6%	110	135	(25)	-18.3%
Income Tax / Social Contribution	(12)	(16)	4	-25.1%	(24)	(35)	11	-30.6%
Net Income	40	46	(6)	-13.7%	86	100	(14)	-14.0%

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



4) ATTACHMENTS

Company Profile and Corporate Structure

Company Operation

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

CPFL is the largest distribution company in volume of energy sales, with 13% of the national market, serving approximately 10.8 million clients in 687 municipalities. With 4,072 MW of installed capacity, it is among the largest generators in the country, with 96% of its generation portfolio coming from renewable sources.

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

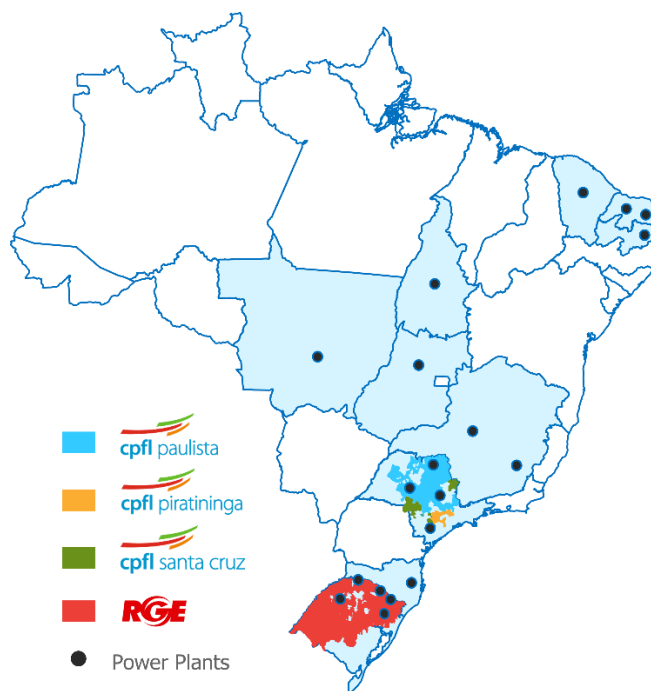
Growth Strategy

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

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





STATE GRID
CORPORATION OF CHINA

83.71%



Free Float

16.29%

Distribution	Generation	Transmission	Commercialization
cpfl paulista 100% cpfl piratininga 100% cpfl santa cruz 100% RGE¹ 100% Uma empresa CPFL Energia	Jaguari 100% Geração Paulista Lajeado 59.93% Investco 5.94% cpfl geração 100% Ceran 65% Cia Energética Rio das Antas Enercan 52.12% Campos Novos Energia S.A. Foz do Chapecó 51% Nel do Chapecó Energia S.A. CPFL RENOVÁVEIS² BAESA 25.01% Energética Barra Grande S.A. Other subsidiaries UHE Serra da Mesa* (*) It is not a matter of equity interest, only the right to represent 51.54% of the availability of power and energy of Serra da Mesa HPP, regarding the Power Purchase Agreement between CPFL Renováveis and Eletrobras.	cpfl transmissão³ 100% TESB 98% CPFL Piracicaba 100% CPFL Morro Agudo 100% CPFL Maracanaú 100% CPFL Sul I 100% CPFL Sul II 100%	CPFL Brasil⁴ 100% CPFL Sul Geradora 99.99% CPFL Brasil Varejista 100% CPFL Meridional 100% CPFL Planalto 100% Services CPFL Serviços⁴ 100% CPFL GD 100% cpfl atende 100% alesta⁵ 100% cpfl total 100% cpfl finanças 100% cpfl infra 100% cpfl pessoas 100% cpfl supre 100%

Reference date: 06/30/2025

Notes:

(1) RGE is controlled by CPFL Energi

(89.0107%) and CPFL Brasil (10.9893%);

(2) CPFL Renováveis is controlled by CPFL Energia (51.00%) and CPFL Geração (49.00%);

(3) CPFL Transmissão is controlled by CPFL Brasil (100%);

(4) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços

(5) Alesta is controlled by CPFL Energia (99.99%) and by CPFL Brasil (0.01%).

Dividend Policy

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



