

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:

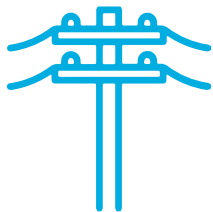
- (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Resolução CVM 156/22. Vide cálculo no item 2.1 deste relatório;
- (2) No critério dos *covenants* financeiros, que considera a participação da CPFL Energia nos projetos de 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)		47	224	(176)	
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	(39)	(1)	(38)		115	(11)	126	
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 Ajustado ¹ (-) Regulatório	110	15	95	628,4%	272	19	254	1364,1%
Ajuste RBSE*	(150)	-	(150)	-	(150)	-	(150)	-
Impacto Enchente - Rio Grande do Sul*	-	(9)	9	-	-	(9)	9	-

* Extraordinário.

Notas:

(1) Ebitda IFRS expurgando o efeito do Ajuste RBSE;

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);

- l 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;

- l 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:

- l 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:

- l 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

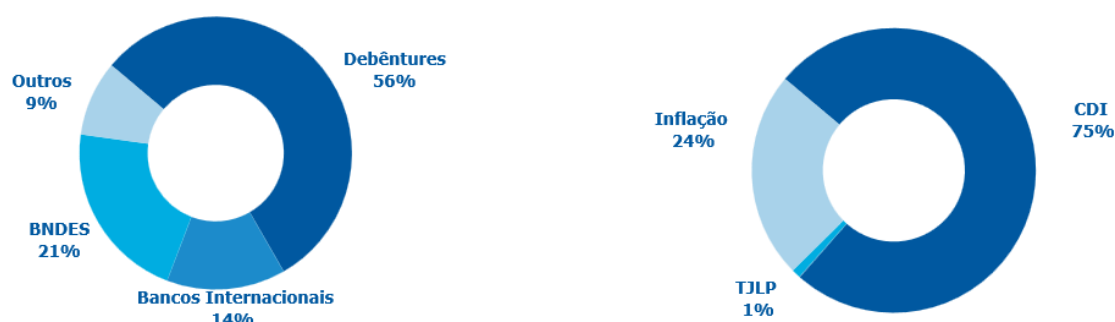
O aumento do **Lucro Líquido** refletiu principalmente o melhor desempenho do **EBITDA** do trimestre e as menores **despesas financeiras líquidas**, parcialmente compensado por uma maior alíquota efetiva (32,6% no 2T25 ante 29,0% no 2T24). No acumulado, a redução do **Lucro Líquido** refletiu a maior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

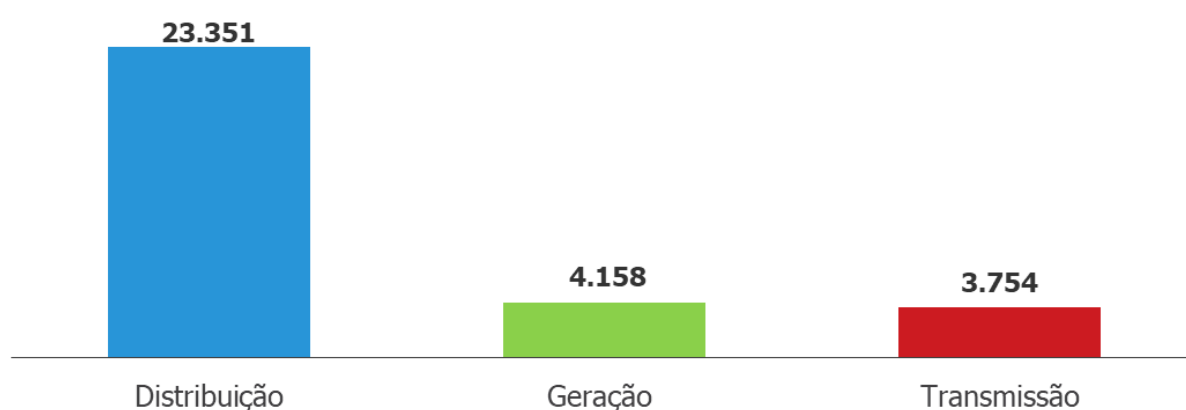
R\$ Milhões	2T25	2T24	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	31.263	29.924	(1.338)	4,5%
Disponibilidades	(4.211)	(3.943)	267	6,8%
Dívida Líquida	27.052	25.981	1.071	4,1%
Custo da Dívida	14,3%	10,9%	-	30,7%

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**.

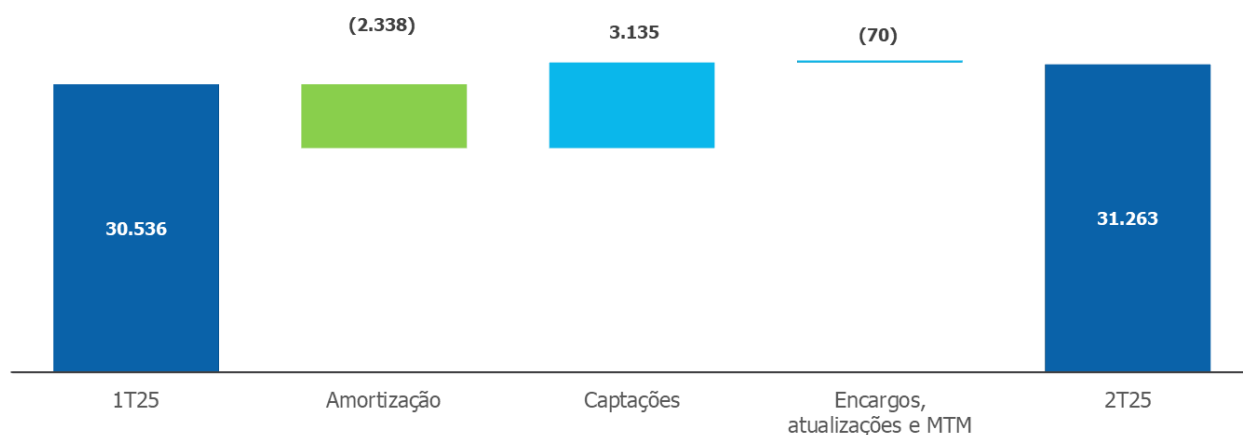
Dívida por Segmento – IFRS | R\$ milhões



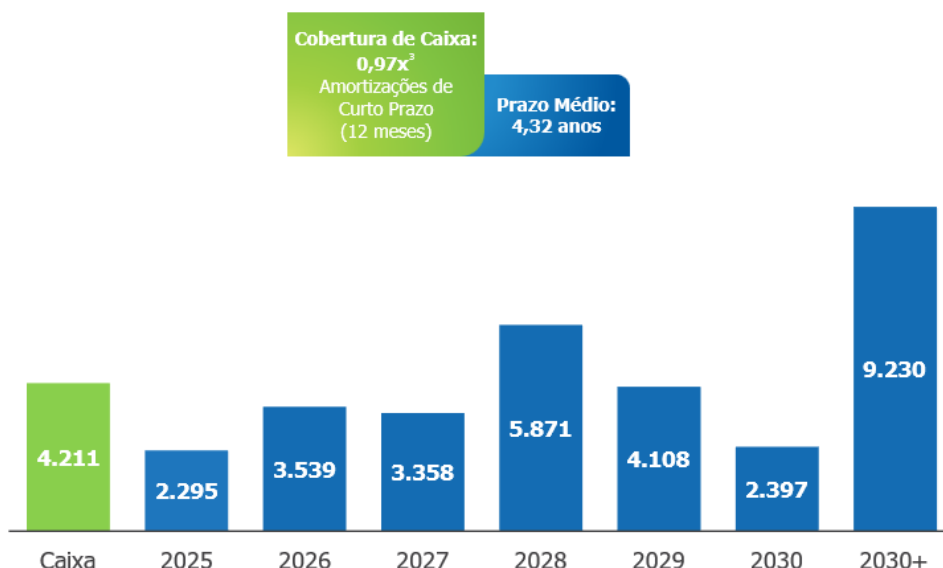
Notas:

- (1) O segmento de Geração considera CPFL Renováveis, CPFL Geração, 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%

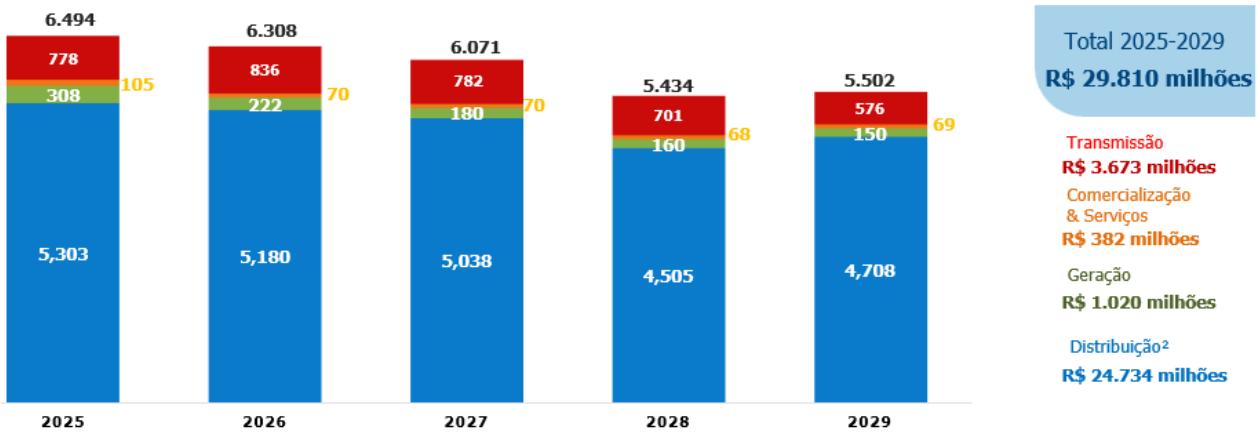
Notas:
 (1) Transmissoras não possuem ativos imobilizados, assim, considera-se a adição de ativos contratuais;
 (2) Outros: refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

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:

<div> Soluções Renováveis e Inteligentes </div>								
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%

<div> Operações Sustentáveis </div>								
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%

<div> Valor Compartilhado com a Sociedade </div>								
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 treinamento¹	mil	117,9	143,1	-17,6%	210,4	227,6	-7,5%
Diversidade²	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 liderança²	%	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

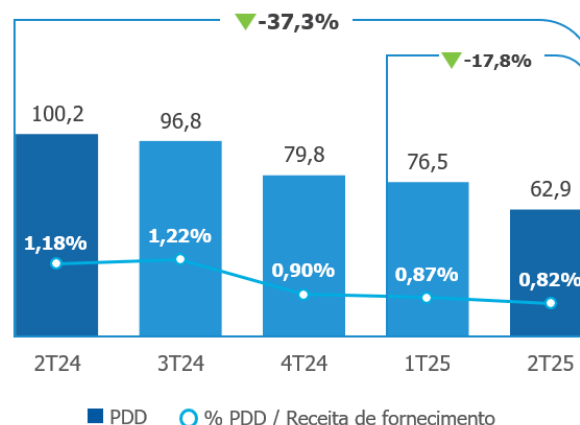
A PDD apresentou uma redução de R\$ 37,3 milhões em relação ao mesmo período de 2024 e uma redução de R\$ 13,6 milhões em relação ao 1T25. Com isso, o índice de PDD/Receita bruta de fornecimento alcançou 0,82% no trimestre.

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:

- (i) Manutenção das fronteiras elétricas e subestações internas;
- (ii) Mapeamento das perdas de energia por meio de microbalanços;
- (iii) 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);
- (iv) Realização de 101,8 mil inspeções em unidades consumidoras com 20,5% de assertividade na identificação de perdas;
- (v) 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;
- (vi) Substituição de mais de 8,6 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos equipamentos eletrônicos;
- (vii) 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.

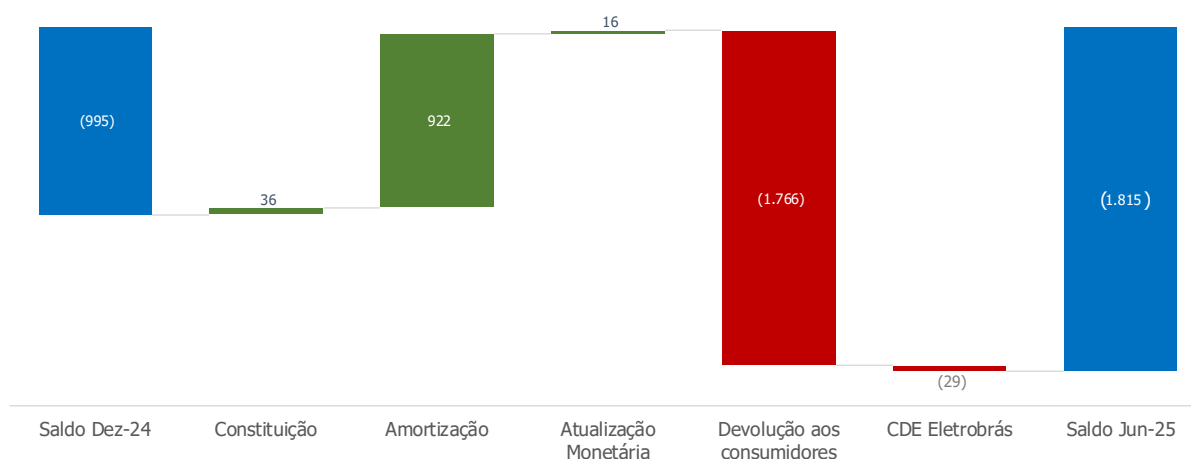
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro

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);

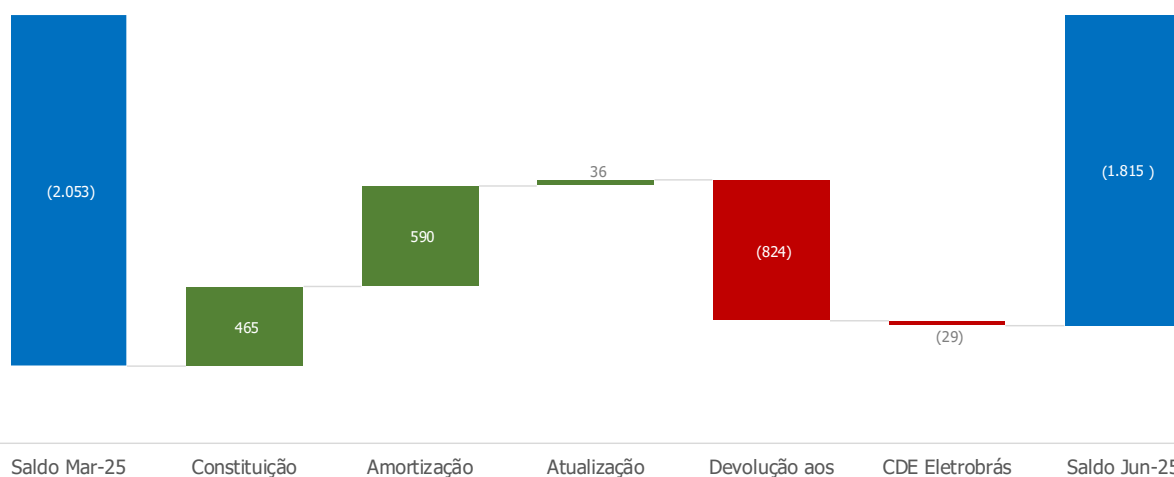
(viii) Neutralidade dos encargos setoriais (R\$ 84 milhões);

(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:

- l **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;
- l **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

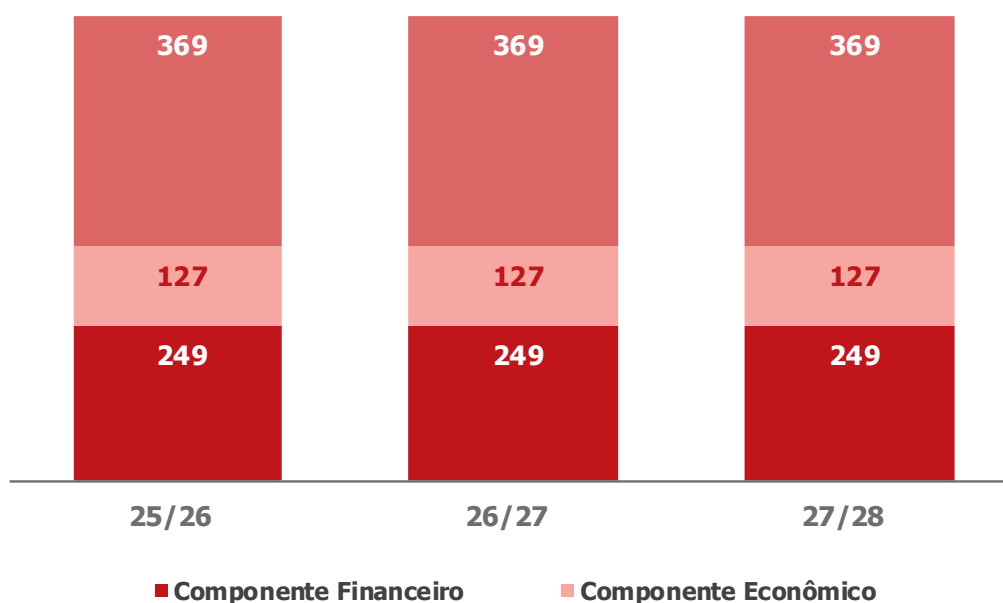
Fluxo de Recebimento da RBSE¹

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	Trajatória 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.



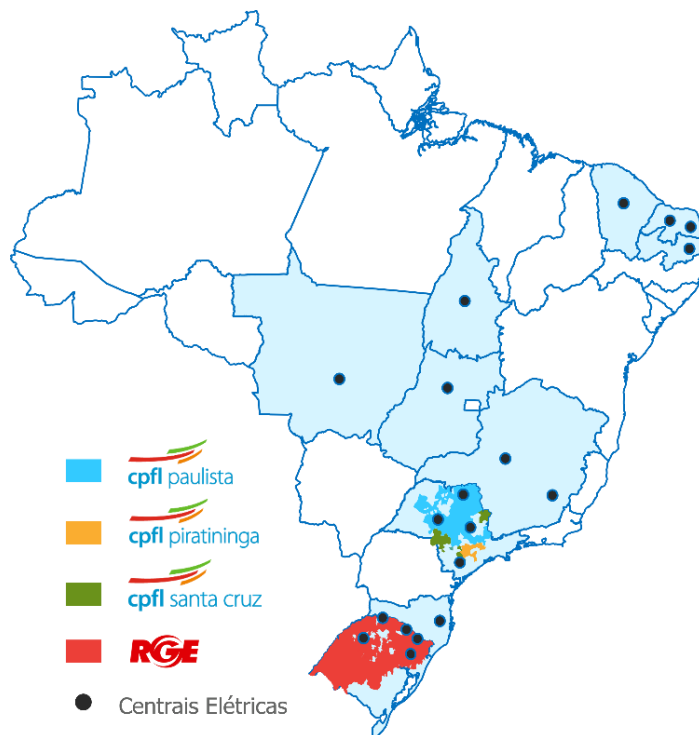
Perfil da Empresa e Estrutura Societária

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](#).



83,71%



Free Float

16,29%

Distribuição	Geração	Transmissão	Comercialização
<div>cpfl paulista 100%</div> <div>cpfl piratininga 100%</div> <div>cpfl santa cruz 100%</div> <div>RGE¹ 100%</div>	<div>Jaguari 100%</div> <div>Paulista Lajeado 59,93%</div> <div>Investco 5,94%</div> <div>cpfl geração 100%</div> <div>Ceran 65%</div> <div>Enercan 52,12%</div> <div>Foz do Chapecó 51%</div> <div>CPFL RENOVÁVEIS² 25,01%</div> <div>BAESA</div> <div>Demais controladas</div> <div>UHE Serra da Mesa*</div> <div>(*) 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.</div>	<div>cpfl transmissão³ 100%</div> <div>TESB 98%</div> <div>CPFL Piracicaba 100%</div> <div>CPFL Morro Agudo 100%</div> <div>CPFL Maracanaú 100%</div> <div>CPFL Sul I 100%</div> <div>CPFL Sul II 100%</div>	<div>CPFL Brasil⁴ 100%</div> <div>CPFL Sul Geradora 99,95%</div> <div>CPFL Brasil Varejista 100%</div> <div>CPFL Meridional 100%</div> <div>CPFL Planalto 100%</div> <div>Serviços</div> <div>CPFL Serviços⁴ 100%</div> <div>CPFL GD 100%</div> <div>cpfl atende 100%</div> <div>alesta⁵ 100%</div> <div>cpfl total 100%</div> <div>cpfl finanças 100%</div> <div>cpfl infra 100%</div> <div>cpfl pessoas 100%</div> <div>cpfl supre 100%</div>

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](#).



