

Resultados 2T24

Energia para um futuro
mais sustentável

VIDEOCONFERÊNCIA
09 de agosto de 2024

Português
11:00 (BRT) | 10:00 (EST)
Tradução simultânea para inglês

[Acesse aqui](#) ou pelo QR Code





Mensagem do Presidente

No último mês de maio presenciamos uma das maiores tragédias climáticas atingindo o Rio Grande do Sul. Com elevado volume de chuvas e enchentes em praticamente todos os municípios da nossa área de concessão, com reflexos também sobre nossos ativos de geração e transmissão, posso assegurar que foram pequenos os impactos em nossas operações e resultados, o que evidencia a resiliência de nossos negócios perante um cenário adverso. No trimestre, alcançamos EBITDA de R\$ 2,8 bilhões e Lucro Líquido de R\$ 1,1 bilhão. Ao fim do semestre, alcançamos resultados consistentes, com o EBITDA registrando alta de 1,8%, consequência do cumprimento de nossos pilares estratégicos.

No segmento de Distribuição, destaque mais uma vez para a carga, que nesse trimestre continua forte, principalmente nas classes residencial e comercial, onde ocorreram crescimentos de 11,2% e 11,0%, respectivamente, quando comparado ao mesmo período de 2023. Na classe industrial, observamos um crescimento de 1,5%, consequência de uma moderada recuperação da indústria, principalmente no estado de São Paulo. O segmento rural mostrou crescimento de 9,4%, por conta principalmente do desempenho das distribuidoras do estado de São Paulo, devido à estiagem na região.

Vale destacar ainda os impactos dos eventos climáticos no Rio Grande do Sul sobre a RGE. Chegamos a ter 98,7% dos municípios de sua área de concessão afetados, onde, no pico da crise, 315 mil clientes ficaram sem energia, a maior parte deles por segurança. Enviamos mais de 150 colaboradores de nossas operações na região Sudeste para reforçar os times da RGE e restabelecer a energia para a população com a maior brevidade possível. E ainda solicitamos perante a Aneel a postergação do reajuste tarifário, que deveria ocorrer em junho. No resultado do trimestre, foram R\$ 84 milhões de impacto, advindos de baixa de ativos, serviços de terceiros e impossibilidade de faturamento de clientes afetados pelas enchentes.

Na Transmissão, na análise regulatória, observamos um ganho em relação a 2023, com aumento da receita devido aos reajustes tarifários. O impacto dos eventos climáticos foi de R\$ 9 milhões, principalmente por baixa de ativos e serviços de terceiros, consequência das 8 subestações e 34 linhas que foram afetadas.

O segmento de Geração segue com seus desafios de vento e restrições impostas pelo ONS. Nesse trimestre, observamos uma queda de 6,4% na geração eólica devido ao menor vento, além de um impacto de 4,8% devido ao *curtailment*. Nesse segmento, o impacto das enchentes foi de R\$ 19 milhões, causado principalmente pelo alagamento da casa de máquinas da usina hidrelétrica Monte Claro e pelo rompimento parcial da crista da barragem da usina hidrelétrica 14 de Julho.

Nossos investimentos continuam elevados em todos os segmentos. Nesse trimestre, realizamos investimentos no total de R\$ 1,4 bilhão, com destaque para R\$ 1,1 bilhão investidos no segmento de Distribuição e R\$ 153 milhões em Transmissão. Já são R\$ 2,4 bilhões no primeiro semestre e nossa estimativa é atingir um Capex de R\$ 5,9 bilhões para todos os negócios do grupo em 2024.

Por fim, com relação a nossa disciplina financeira, gestão de caixa e otimização da estrutura de capital, apresentamos ao fim desse trimestre uma alavancagem de 2,01 vezes o EBITDA, no critério de medição dos *covenants* financeiros, e posição de caixa de R\$ 3,9 bilhões. Destaco também, neste trimestre, as captações realizadas junto ao mercado financeiro no valor total de R\$ 1,6 bilhão a um custo de CDI + 0,19%, com prazo médio de 10,1 anos.

Encerro essa mensagem com meu total agradecimento a toda dedicação e empenho das equipes que trabalharam no Rio Grande do Sul para a plena recuperação de nossos segmentos de atuação no Estado, além de toda a colaboração à sociedade – em especial os grupos de voluntariado do CPFL Semear – neste momento que foi tão difícil e desafiador para todos nós.

Gustavo Estrella

Presidente da CPFL Energia

Resumo dos Principais Indicadores

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Carga na Área de Concessão GWh	17.738	16.533	1.205	7,3%	37.157	35.013	2.144	6,1%
Vendas na Área de Concessão GWh	18.271	17.216	1.055	6,1%	36.896	34.906	1.990	5,7%
<i>Mercado Cativo</i>	10.207	9.755	452	4,6%	21.261	20.359	902	4,4%
<i>Cliente Livre</i>	8.064	7.461	603	8,1%	15.636	14.547	1.088	7,5%
Receita Operacional Bruta	14.212	13.646	566	4,1%	29.199	27.057	2.142	7,9%
Receita Operacional Líquida	9.662	9.389	273	2,9%	19.828	19.228	600	3,1%
EBITDA⁽¹⁾ Consolidado	2.837	3.054	(217)	-7,1%	6.702	6.584	118	1,8%
<i>Distribuição</i>	1.690	1.804	(115)	-6,3%	4.226	4.131	95	2,3%
<i>Geração</i>	856	928	(71)	-7,7%	1.811	1.865	(53)	-2,9%
<i>Transmissão</i>	233	260	(26)	-10,2%	490	489	1	0,1%
<i>Comercialização, Serviços & Outros</i>	57	62	(5)	-7,6%	176	100	76	76,3%
Lucro Líquido Consolidado	1.100	1.247	(147)	-11,8%	2.855	2.898	(42)	-1,5%
<i>Distribuição</i>	565	703	(138)	-19,6%	1.723	1.821	(98)	-5,4%
<i>Geração</i>	431	419	12	2,8%	906	872	34	3,9%
<i>Transmissão</i>	102	150	(48)	-32,0%	226	272	(46)	-16,8%
<i>Comercialização, Serviços & Outros</i>	3	(25)	27	-	1	(67)	68	-
Dívida Líquida⁽²⁾	26.250	23.193	3.056	13,2%	26.250	23.193	3.056	13,2%
Dívida Líquida / EBITDA ⁽²⁾	2,01	1,72	0,29	16,9%	2,01	1,72	0,29	16,9%
Investimentos ⁽³⁾	1.353	1.201	153	12,7%	2.447	2.283	164	7,2%
Preço da Ação (R\$/ação)	32,73	34,39	(1,66)	-4,8%	32,73	34,39	(1,66)	-4,8%
Volume Médio Diário	67	75	(8)	-10,9%	69	69	0	0,6%

Notas:

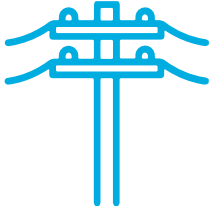
- (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Resolução CVM 156/22. Vide cálculo no item 2.1 deste relatório;
- (2) No critério dos *covenants* financeiros, que considera a participação da CPFL Energia nos projetos de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

Destques



Carga na Área de
Concessão¹
+7,3%



EBITDA
R\$ 2.837
milhões (-7,1%)



Lucro Líquido
R\$ 1.247
milhões (-11,8%)



Dívida Líquida
R\$ 26,2
bilhões e alavancagem
de **2,01x** (Dívida
Líquida/ EBITDA²)



CAPEX
R\$ 1.353
milhões (+12,7%)



Celebramos os **5 anos
do Re-IPO**, que
marcou a decisão da State
Grid em manter os papéis
da CPFL negociados em
Bolsa. Além de comemorar
os 20 anos do IPO



Somos a
**Melhor
Governança
Corporativa** do Brasil
pelo *World Finance
Corporate Governance
Awards 2024*



Nosso departamento
Financeiro conquistou o
prêmio **Setor de
Energia** no Brasil pelo
*Finance & Law Summit
Awards*



A CPFL Energia venceu o
**Prêmio
Consumidor
Moderno**
pelo **2º ano consecutivo**

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	10
1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS	10
1.2.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	12
1.3) Investimentos	12
1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento	12
1.3.2) Investimentos Previstos	13
2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG	14
2.1) Plano ESG 2030	14
2.2) Principais Indicadores	15
3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS	16
3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO	17
3.1.1) Desempenho Operacional	17
3.1.1.1) Carga Líquida de Perdas Área de Concessão	17
3.1.1.2) Venda de Energia Área de Concessão	17
3.1.1.3) Venda de Energia RGE	18
3.1.1.4) Inadimplência	18
3.1.1.5) Perdas	19
3.1.1.6) DEC e FEC	20
3.1.2) Eventos Tarifários	21
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro	21
3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO	28
3.2.1) Desempenho Operacional	28
3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro	28
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	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	14.212	13.646	566	4,1%	29.199	27.057	2.142	7,9%
Receita Operacional Líquida	9.662	9.389	273	2,9%	19.828	19.228	600	3,1%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	8.426	8.242	184	2,2%	17.569	17.156	413	2,4%
Custo com Energia Elétrica	(4.392)	(4.177)	(215)	5,2%	(8.721)	(8.553)	(168)	2,0%
PMSO, Previdência e PDD	(1.368)	(1.151)	(218)	18,9%	(2.459)	(2.249)	(210)	9,3%
Custos com construção de infraestrutura	(1.149)	(1.091)	(58)	5,3%	(2.121)	(2.005)	(116)	5,8%
Equivalência Patrimonial	84	84	1	1,1%	176	163	13	7,9%
EBITDA¹	2.837	3.054	(217)	-7,1%	6.702	6.584	118	1,8%
Depreciação e Amortização	(571)	(556)	(14)	2,6%	(1.137)	(1.096)	(41)	3,7%
Resultado Financeiro	(716)	(685)	(31)	4,5%	(1.532)	(1.236)	(296)	23,9%
<i>Receitas Financeiras</i>	378	490	(112)	-22,9%	795	1.020	(225)	-22,1%
<i>Despesas Financeiras</i>	(1.094)	(1.176)	81	-6,9%	(2.327)	(2.256)	(71)	3,1%
Lucro Antes da Tributação	1.550	1.813	(262)	-14,5%	4.034	4.252	(218)	-5,1%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(450)	(566)	115	-20,4%	(1.178)	(1.355)	176	-13,0%
Lucro Líquido	1.100	1.247	(147)	-11,8%	2.855	2.898	(42)	-1,5%

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

Efeitos não caixa, itens extraordinários e outros

Destacamos abaixo os efeitos não caixa, itens extraordinários e outros de maior relevância observados nos períodos analisados, como forma de facilitar o entendimento das variações nos resultados da Companhia.

Efeitos no EBITDA R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Efeitos não Caixa (recorrentes)								
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	206	273	(67)	-24,6%	590	634	(44)	-6,9%
Despesas legais e judiciais	(64)	(50)	(13)	26,5%	(117)	(110)	(7)	6,5%
Baixa de ativos	(47)	(39)	(8)	19,6%	(74)	(68)	(6)	8,4%
Itens extraordinários								
Impacto dos Eventos Climáticos - Rio Grande do Sul	(112)	-	(112)	-	(112)	-	(112)	-
Ajustes a Valor Justo de Investimento (efeito não caixa)	-	-	-	-	56	-	56	-
Laudo de avaliação da BRR	-	60	(60)	-	-	196	(196)	-

Explicação dos itens extraordinários

Impacto dos Eventos Climáticos – Rio Grande do Sul:

- RGE (R\$ 84 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, e (iii) 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.

- { Laudos de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória ("BRR") – efeitos no 2T23:
 - a. RGE (R\$ 77 milhões): valor referente ao complemento para o laudo final de avaliação;
 - b. CPFL Piratininga (R\$ 47 milhões): valor referente ao laudo de avaliação preliminar;
 - c. CPFL Paulista (-R\$ 64 milhões): ajuste do laudo final de avaliação.

Para a análise do acumulado, além dos efeitos acima, o resultado também está impactado pelos seguintes itens extraordinários:

- { Ajustes a Valor Justo de Investimento (efeito não caixa): efeito positivo de R\$ 56 milhões no 1T24, por conta da remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado;
- { Laudo de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória ("BRR") – efeito no 1S23: ajuste relativo à versão final do laudo de avaliação da RTP da CPFL Paulista (R\$ 136 milhões).

Outros números relevantes para a análise do resultado

Efeitos no EBITDA Segmento de Transmissão	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
EBITDA IFRS	233	260	(26)	-10,2%	490	489	1	0,1%
EBITDA Regulatório	218	194	25	12,7%	472	371	101	27,1%
Diferença do IFRS (-) Regulatório	15	66			18	118		

Efeitos no Resultado Financeiro R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Acréscimos e multas moratórias	100	100	(1)	-0,7%	219	184	35	18,9%
Marcação a mercado (MTM)	(12)	(13)	1	-6,3%	(148)	75	(223)	-

Para o resultado financeiro é importante destacar os seguintes efeitos:

- { Acréscimos e multas moratórias: resultado menos expressivo no trimestre devido à REN nº 1.092/2024, referente à flexibilização das Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica para enfrentamento da calamidade pública no Estado do Rio Grande do Sul¹;
- { Marcação a mercado (MTM): no acumulado, a despesa financeira relativa à redução da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado no 1T24, em contrapartida ao aumento do *spread* de risco praticado pelo mercado no 1T23.

Receita Operacional Líquida por Segmento

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Distribuição	8.029	7.774	255	3,3%	16.641	15.989	652	4,1%
Geração	1.081	1.091	(10)	-0,9%	2.157	2.218	(61)	-2,8%
Transmissão	485	474	11	2,3%	908	874	34	3,9%
Comercialização	508	509	(1)	-0,2%	971	1.030	(58)	-5,7%
Serviços	328	250	79	31,5%	624	473	150	31,8%
Eliminações e Outros	(770)	(709)	(61)	8,6%	(1.473)	(1.356)	(117)	8,6%
Receita Operacional Líquida	9.662	9.389	273	2,9%	19.828	19.228	600	3,1%

No segmento de Distribuição, a expansão da receita de fornecimento (Cativo + TUSD), favorecida pelas altas temperaturas, foi a principal responsável pelo crescimento no trimestre e no acumulado, sendo parcialmente compensada pela menor atualização do ativo financeiro da

¹ A REN 1.092/24 estabeleceu, entre outras medidas, que ações de cobrança por atraso e a aplicação de multas e juros ficariam suspensas por 90 dias para os municípios do estado do Rio Grande do Sul onde foi decretado "estado de calamidade" e 30 dias para os demais municípios do estado.

concessão.

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

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Itaipu	581	532	50	9,3%	1.076	993	82	8,3%
PROINFA	92	104	(12)	-11,5%	183	205	(21)	-10,3%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	2.632	2.668	(37)	-1,4%	5.319	5.547	(227)	-4,1%
Crédito de PIS e COFINS	(284)	(296)	12	-4,0%	(569)	(600)	32	-5,3%
Energia Comprada para Revenda	3.020	3.007	13	0,4%	6.010	6.144	(135)	-2,2%
Encargos da Rede Básica	1.088	911	176	19,3%	2.156	1.834	321	17,5%
Encargos de Transporte de Itaipu	110	78	32	41,0%	213	151	62	41,1%
Encargos de Conexão	31	26	4	16,5%	58	55	4	6,7%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	11	21	(10)	-47,7%	21	41	(20)	-48,3%
ESS / EER	282	261	21	7,9%	558	589	(32)	-5,4%
Crédito de PIS e COFINS	(149)	(127)	(21)	16,8%	(294)	(262)	(33)	12,5%
Encargo	1.372	1.170	202	17,3%	2.712	2.409	303	12,6%
Custo com Energia Elétrica	4.392	4.177	215	5,2%	8.721	8.553	168	2,0%

No trimestre, **Custos com Energia Comprada para Revenda** aumentaram principalmente devido ao aumento de Itaipu (aumento do dólar), parcialmente compensado pela redução em **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo** (redução da quantidade de energia e da tarifa média entre os períodos). No acumulado, ainda temos um custo menor por conta da redução nesta linha.

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição** (Rede Básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de transmissão e distribuição), o aumento do trimestre e do acumulado decorre principalmente da variação nos **Encargos de Rede Básica**, devido ao reajuste na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), a partir de julho de 2023, de acordo com a Resolução ANEEL nº 3.217/23. No acumulado, vale ainda destacar a performance dos **encargos setoriais (ESS/EER)**, sendo que a redução percebida é devido ao **EER – Encargos de Energia de Reserva**, principalmente em consequência do aumento na geração das usinas comprometidas com os Contratos de Energia de Reserva. Quando o saldo da CONER não é suficiente para suprir os custos das Usinas de Reserva há maior necessidade de cobrança do encargo para custeio dessas usinas; ao contrário, quando o volume gerado é maior, o encargo é reduzido, uma vez que a energia dessas usinas é liquidada na CCEE ao valor de PLD, suprimindo seus custos.

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

PMSO

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Pessoal	563	532	31	5,8%	1.090	1.023	67	6,5%
Material	142	113	28	25,0%	261	238	23	9,7%
Serviços de Terceiros	279	248	31	12,4%	499	463	36	7,8%
<i>Serviços de Terceiros</i>	<i>234</i>	<i>248</i>	<i>(14)</i>	<i>-5,5%</i>	<i>455</i>	<i>463</i>	<i>(8)</i>	<i>-1,8%</i>
<i>Serviços de Terceiros eventos climáticos</i>	<i>44</i>	<i>-</i>	<i>44</i>	<i>-</i>	<i>44</i>	<i>-</i>	<i>44</i>	<i>-</i>
Outros Custos/Despesas Operacionais	346	209	137	65,5%	535	431	104	24,0%
<i>PDD</i>	<i>106</i>	<i>59</i>	<i>47</i>	<i>78,9%</i>	<i>220</i>	<i>128</i>	<i>93</i>	<i>72,3%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>47</i>	<i>39</i>	<i>8</i>	<i>19,5%</i>	<i>535</i>	<i>431</i>	<i>104</i>	<i>24,0%</i>
<i>Baixa de Ativos eventos climáticos</i>	<i>49</i>	<i>-</i>	<i>49</i>	<i>-</i>	<i>49</i>	<i>-</i>	<i>49</i>	<i>-</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>64</i>	<i>50</i>	<i>13</i>	<i>26,5%</i>	<i>117</i>	<i>110</i>	<i>7</i>	<i>6,5%</i>
<i>Ajustes a Valor Justo de Investimento (efeito não caixa)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(56)</i>	<i>-</i>	<i>(56)</i>	<i>-</i>
<i>Outros</i>	<i>81</i>	<i>60</i>	<i>20</i>	<i>33,6%</i>	<i>(330)</i>	<i>(237)</i>	<i>(92)</i>	<i>38,9%</i>
PMSO	1.329	1.102	227	20,6%	2.386	2.156	229	10,6%

O PMSO foi impactado por um item extraordinário – eventos climáticos no Rio Grande do Sul (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo), que gerou um efeito negativo de R\$ 93 milhões no trimestre. No acumulado, tivemos também o efeito extraordinário positivo de Paulista Lajeado no 1T24, de R\$ 56 milhões.

Expurgando esses itens, o PMSO teria apresentado um aumento no trimestre e no acumulado, respectivamente, de 12,1% (R\$ 134 milhões) e 8,9% (R\$ 192 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- { **MSO não ligado à inflação (aumento de R\$ 64 milhões no trimestre e de R\$ 95 milhões no acumulado):** aumento na provisão para devedores duvidosos (PDD) e nas despesas legais e judiciais;
- { **MSO ligado à inflação (aumento de R\$ 39 milhões no trimestre e de R\$ 31 milhões no acumulado) - principais impactos:** maiores despesas com manutenção de frota (R\$ 14 milhões no trimestre e R\$ 32 milhões no acumulado) e manutenção de Hardware e Software (R\$ 10 milhões no trimestre);
- { **Pessoal (aumento de R\$ 31 milhões no trimestre e de R\$ 67 milhões no acumulado):** refletem os reajustes salariais decorrentes dos acordos coletivos aplicados em 2023, além de aumento de *headcount* de 16,3% no segmento de Serviços (que representa 31% do quadro de colaboradores do grupo CPFL); cabe mencionar que esse aumento de custos no segmento de Serviços tem receita atrelada. O acumulado conta também com o crescimento de *headcount* de 2,3% no segmento de Distribuição.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	1.149	1.091	58	5,3%	2.121	2.005	116	5,8%
Entidade de Previdência Privada	39	49	(9)	-19,5%	73	93	(19)	-20,8%
Depreciação e Amortização	571	556	14	2,6%	1.137	1.096	41	3,7%
Demais Custos e Despesas Operacionais	1.758	1.696	63	3,7%	3.331	3.193	138	4,3%

EBITDA

O **EBITDA** do trimestre foi impactado por efeitos extraordinários de 2023 e 2024. Expurgando esses efeitos, destaca-se o bom desempenho do segmento de Distribuição, principalmente pelo aumento da carga na área de concessão, impulsionado pelo efeito da temperatura. No acumulado, destaca-se também o segmento de Distribuição, devido à boa performance da carga.

O EBITDA é calculado de acordo com a Resolução CVM 156/22 conforme demonstrado na tabela abaixo:

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	1.100	1.247	(147)	-11,8%	2.855	2.898	(42)	-1,5%
Depreciação e Amortização	571	556	14	2,6%	1.137	1.096	41	3,7%
Resultado Financeiro	716	685	31	4,5%	1.532	1.236	296	23,9%
Imposto de Renda / Contribuição Social	450	566	(115)	-20,4%	1.178	1.355	(176)	-13,0%
EBITDA	2.837	3.054	(217)	-7,1%	6.702	6.584	118	1,8%

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Receitas	378	490	(112)	-22,9%	795	1.020	(225)	-22,1%
Despesas	(1.094)	(1.176)	81	-6,9%	(2.327)	(2.256)	(71)	3,1%
Resultado Financeiro	(716)	(685)	(31)	4,5%	(1.532)	(1.236)	(296)	23,9%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(758)	(769)	11	-1,4%	(1.488)	(1.605)	117	-7,3%
Acréscimos e multas moratórias	100	100	(1)	-0,7%	219	184	35	18,9%
Marcação a mercado	(12)	(13)	1	-6,3%	(148)	75	(223)	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	(13)	(14)	1	-8,0%	(79)	67	(146)	-
Outras receitas e despesas	(33)	10	(43)	-	(35)	42	(78)	-
Resultado Financeiro	(716)	(685)	(31)	4,5%	(1.532)	(1.236)	(296)	23,9%

As **despesas financeiras líquidas** aumentaram no trimestre por conta principalmente de maior atualização de contingências.

No acumulado foram reflexo principalmente da **Marcação a mercado**, devido à redução da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado, em comparação ao que era praticado no início de 2023 e a **Atualização do ativo e passivo financeiro setorial** justificada principalmente pelo registro de saldo atualizável ativo em 2023 e passivo em 2024. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução das **despesas com a dívida líquida**, reflexo principalmente da queda do CDI no período.

Lucro Líquido

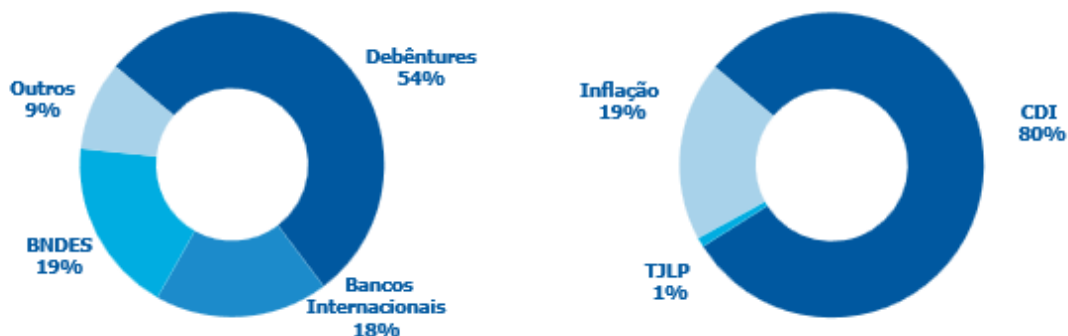
A redução de 11,8% reflete o menor **EBITDA** do trimestre, decorrente do pior desempenho de todos os segmentos e de um aumento nas **despesas financeiras líquidas**. O melhor resultado do segmento de Distribuição compensa parcialmente este movimento no acumulado.

1.2) Endividamento

1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	29.924	28.111	(1.814)	6,5%
Disponibilidades	(3.943)	(5.276)	(1.332)	-25,3%
Dívida Líquida	25.981	22.835	3.146	13,8%
Custo da Dívida	10,9%	13,0%	-	-16,0%

Breakdown por Fonte e por Indexação | Pós-Hedge

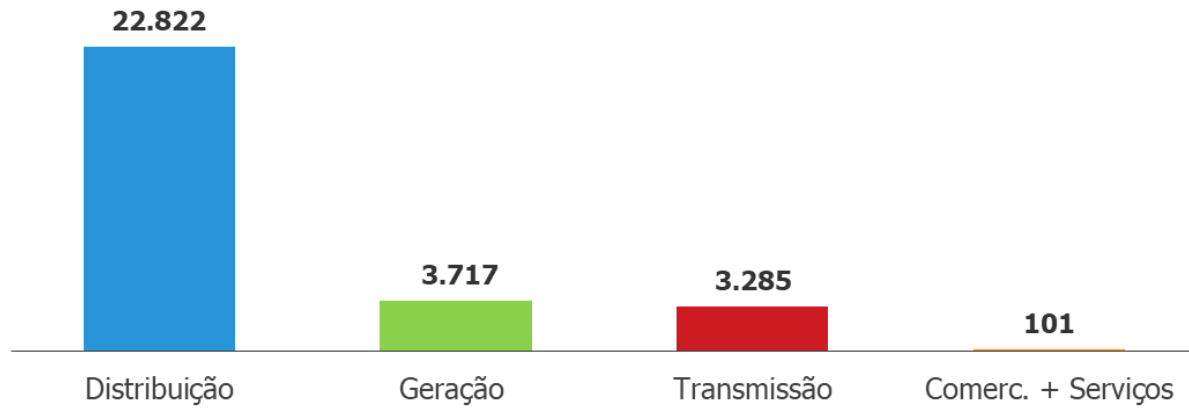


Para mitigar possíveis exposições ao risco de flutuações do mercado, cerca de R\$ 5,6 bilhões em

dívida possuem operações de *hedge*.

Visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato, para as dívidas em moeda estrangeira (18,43% do total das dívidas em IFRS) foram contratadas operações de *swap*.

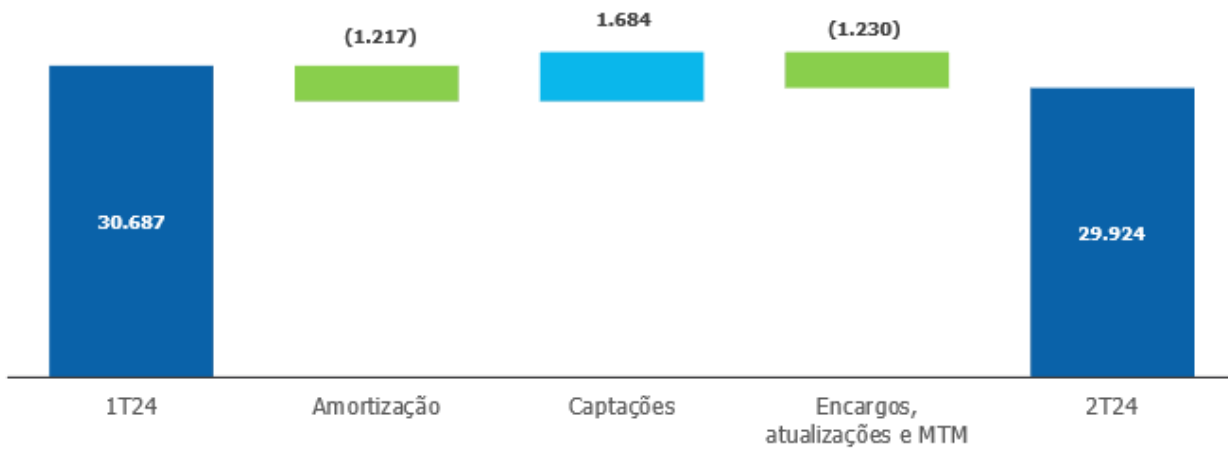
Dívida por Segmento – IFRS | R\$ Milhões



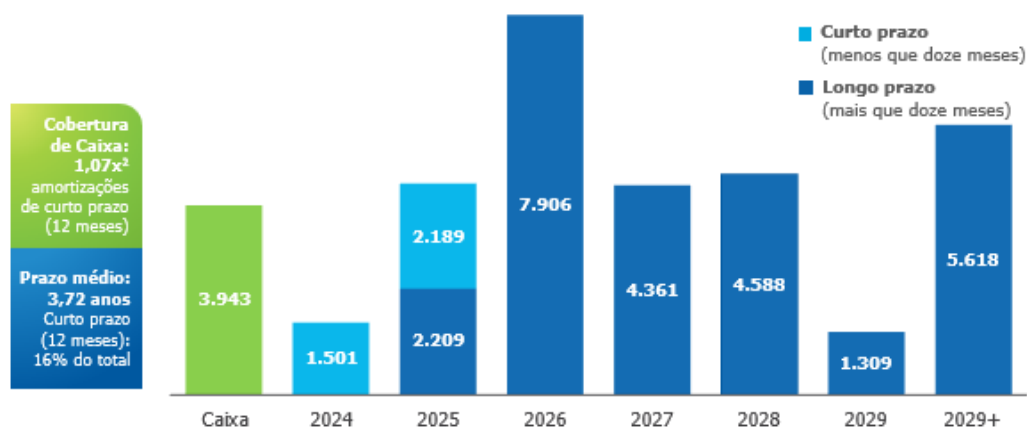
Notas:

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

Evolução do Saldo da Dívida – IFRS | Junho de 2024



Cronograma de Amortização da Dívida¹ – IFRS | Junho de 2024



Notas:

(1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos. Para se chegar ao total da dívida financeira de R\$ 29.924 milhões, faz-se a inclusão dos encargos, do efeito de Marcação a Mercado (MTM), do custo de captação e do mútuo;

(2) Caixa está considerando o saldo de TVM de R\$ 946 mil.

1.2.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	30.295	28.596	1.699	5,9%
(-) Disponibilidades ²	(4.046)	(5.403)	1.357	-25,1%
(=) Dívida Líquida	26.250	23.193	3.056	13,2%
EBITDA <i>Proforma</i> ³	13.038	13.462	(424)	-3,2%
Dívida Líquida / EBITDA	2,01	1,72	-	16,9%

Notas:

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

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

(3) EBITDA *Pro forma* no critério de apuração dos *covenants* financeiros, ajustado de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de suas controladas.

A reconciliação do indicador Dívida Líquida/EBITDA *Pro Forma* está disponível na Base Histórica de Informações da CPFL Energia; para acessá-la, [clique aqui](#).

1.3) Investimentos

1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Distribuição	1.079	928	151	16,3%	1.998	1.806	193	10,7%
Geração	99	75	24	31,7%	149	159	(11)	-6,7%
Transmissão ¹	153	184	(31)	-16,7%	257	296	(39)	-13,2%
Comercialização	1	1	(0)	-22,0%	2	1	1	51,2%
Serviços e Outros ²	22	13	9	64,9%	41	20	21	103,9%
Investimentos Realizados	1.353	1.201	153	12,7%	2.447	2.283	164	7,2%

Notas:

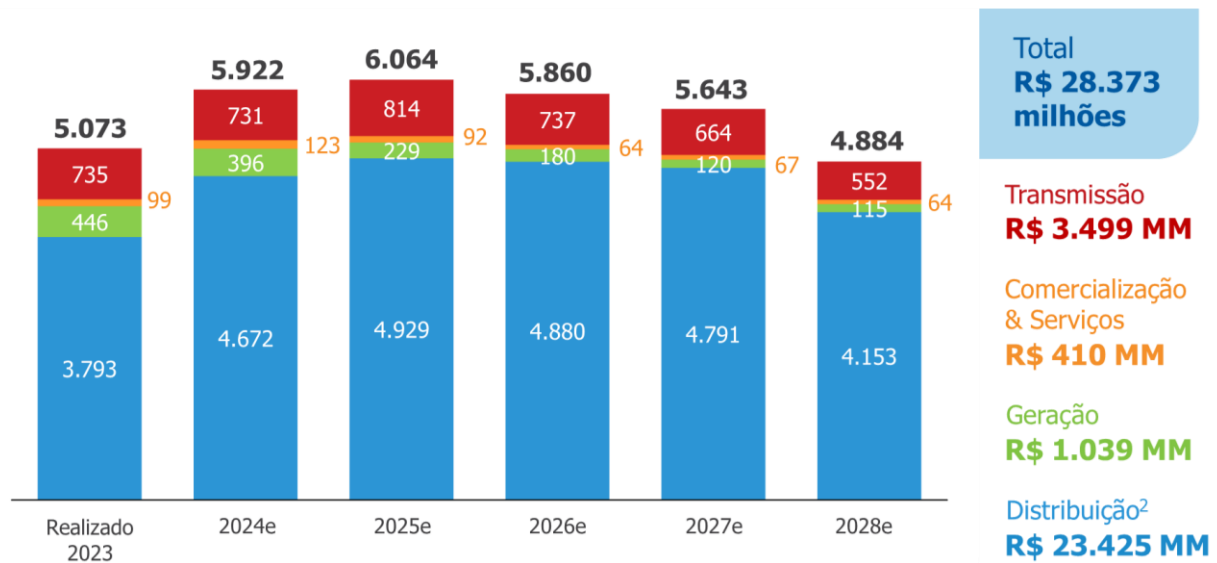
(1) Transmissoras não possuem ativos imobilizados, assim, considera-se a adição de ativos contratuais;

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

O aumento observado entre os períodos está relacionado principalmente à realização no segmento de Distribuição, com foco em obras de atendimento a clientes e plano de expansão do sistema elétrico, somado à manutenção e modernização da rede. Além disso, temos o aumento no segmento de Geração, com destaque para a construção da PCH Cherobim, bem como a manutenção de usinas e parques.

1.3.2) Investimentos Previstos

Em 14 de dezembro de 2023, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a proposta da Diretoria Executiva para as Projeções Plurianuais 2024-2028¹ da Companhia, a qual foi previamente debatida com o Comitê de Finanças e Gestão de Riscos.



Notas:

(1) Moeda constante;

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



2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG

2.1) Plano ESG 2030

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

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



Dentro dos pilares, assumimos 23 compromissos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODSs) das Nações Unidas. Os compromissos estão disponíveis no [site de RI](#) da CPFL Energia.



2.2) Principais Indicadores

Abaixo listamos alguns indicadores alinhados ao Plano ESG 2030:

Soluções Renováveis e Inteligentes								
Tema	Indicador	Unidade	2T24	2T23	Δ %	1S24	1S23	Δ %
Energia renovável	Energia gerada por fontes renováveis	GWh	3.889	2.584	50,5%	7.854	5.108	53,7%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	2.447	1.074	127,8%	5.140	2.135	140,7%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	418	452	-7,6%	981	990	-0,9%
	↳ Solar	GWh	0,2	0,3	-17,1%	0,5	0,6	-15,3%
	↳ Eólica	GWh	664	748	-11,2%	1.299	1.597	-18,7%
	↳ Biomassa	GWh	360	310	16,3%	434	385	12,6%
Smart Grid	Religadores automáticos instalados	unidade	18.728	17.168	9,1%	18.728	17.168	9,1%
	Carga de energia telemedida	%	56,4%	58,1%	-2,9%	55,3%	57,0%	-3,0%
Inovação	Investimento em inovação P&D ANEEL	R\$ MM	13,6	14,8	-7,5%	22,7	22,2	2,0%
Descarbonização	Projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável	unidade	53	67	-20,9%	53	67	-20,9%
	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ MM	0,2	2,2	-91,9%	1,5	3,2	-53,7%

Operações Sustentáveis								
Tema	Indicador	Unidade	2T24	2T23	Δ %	1S24	1S23	Δ %
Economia circular	Transformadores reformados	unidade	2.464	3.413	-27,8%	4.984	6.505	-23,4%
	Alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa	toneladas	23.584	13.232	78,2%	46.463	28.144	65,1%
Ecoeficiência	Consumo de água prédios administrativos	mil m ³	10	18	-47,0%	19	34	-42,9%
	Consumo de energia prédios administrativos	MWh	2.612	9.337	-72,0%	5.432	18.046	-69,9%

Valor Compartilhado com a Sociedade								
Tema	Indicador	Unidade	2T24	2T23	Δ %	1S24	1S23	Δ %
Digitalização	Atendimentos digitais	%	90,0%	91,0%	-1,1%	90,1%	91,0%	-1,0%
	Pagamento de faturas por meio digital	%	75,6%	71,7%	5,4%	74,9%	71,2%	5,2%
	Contas digitais	MM de unidades	4,8	4,5	4,9%	4,8	4,5	4,9%
Comunidade	Investimentos de eficiência energética em hospitais públicos CPFL e RGE nos Hospitais	R\$ milhões	7,5	20,0	-62,5%	11,2	36,7	-69,5%
	Investimento em projetos socioambientais em comunidades Instituto CPFL, Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda e Meio Ambiente	R\$ milhões	9,4	28,8	-67,3%	13,7	42,9	-68,0%
	Pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil	365,4	886,1	-58,8%	518,6	1.191,0	-56,5%
	Unidades consumidoras de baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética PEE ANEEL	mil	0,5	2,3	-78,3%	0,5	4,7	-89,4%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Horas de treinamento ¹	mil	143,1	210,4	-32,0%	227,6	304,9	-25,4%
Diversidade ²	Negros na companhia	%	35,0%	28,0%	25,2%	35,0%	28,0%	25,2%
	Mulheres na companhia	%	21,0%	20,0%	5,0%	21,0%	20,0%	5,0%
	PcD na companhia	%	4,0%	4,0%	0,0%	4,0%	4,0%	0,0%
	Grupos Minoritários em cargos de liderança	%	38,0%	-	-	38,0%	-	-
Compras sustentáveis	Fornecedores críticos avaliados em critérios de sustentabilidade	%	89,0%	90,0%	-1,1%	89,0%	90,0%	-1,1%

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

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



Atuação Segura e Confiável

Tema	Indicador	Unidade	2T24	2T23	Δ %	1S24	1S23	Δ %
Saúde e Segurança	Taxa de frequência de acidentes Próprios	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ¹	0,7	0,6	22,4%	0,7	0,6	28,8%
	Taxa de frequência de acidentes Terceiros	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ¹	2,0	2,6	-25,6%	7,2	2,8	158,0%
	Acidentes fatais com a população	unidade	1,0	0,0	-	3,0	4,0	-25,0%
Ética	Colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	99%	96,0%	3,1%	99%	96,0%	3,1%
Transparência	Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	unidade	2	2	-	2	2	-
	Mulheres no Conselho de Administração	unidade	2	1	100,0%	2	1	100,0%

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	2T24	2T23	Δ GWh	Δ %	Part.	1S24	1S23	Δ GWh	Δ %	Part.
Mercado Cativo	9.776	9.355	421	4,5%	55,1%	21.221	20.340	880	4,3%	57,1%
Cliente Livre	7.962	7.179	783	10,9%	44,9%	15.937	14.673	1.264	8,6%	42,9%
Carga Líquida de Perdas	17.738	16.533	1.205	7,3%	100,0%	37.157	35.013	2.144	6,1%	100,0%

3.1.1.2) Venda de Energia | Área de Concessão

GWh	2T24	2T23	Δ GWh	Δ %	Part.	1S24	1S23	Δ GWh	Δ %	Part.
Residencial	5.733	5.156	576	11,2%	31,4%	12.022	10.801	1.221	11,3%	32,6%
Industrial	6.690	6.589	102	1,5%	36,6%	12.969	12.730	239	1,9%	35,2%
Comercial	3.253	2.931	322	11,0%	17,8%	6.592	5.967	625	10,5%	17,9%
Rural	688	629	59	9,4%	3,8%	1.502	1.490	12	0,8%	4,1%
Outros	1.907	1.911	(4)	-0,2%	10,4%	3.811	3.918	(106)	-2,7%	10,3%
Venda de Energia	18.271	17.216	1.055	6,1%	100,0%	36.896	34.906	1.990	5,7%	100,0%
Cativo										
Residencial	5.733	5.156	576	11,2%	56,2%	12.021	10.801	1.220	11,3%	56,5%
Industrial	751	907	(156)	-17,2%	7,4%	1.522	1.796	(274)	-15,3%	7,2%
Comercial	1.763	1.749	14	0,8%	17,3%	3.645	3.618	27	0,8%	17,1%
Rural	621	578	43	7,5%	6,1%	1.379	1.399	(20)	-1,4%	6,5%
Outros	1.338	1.364	(26)	-1,9%	13,1%	2.693	2.745	(51)	-1,9%	12,7%
Total Cativo	10.207	9.755	452	4,6%	100,0%	21.261	20.359	902	4,4%	100,0%
TUSD										
Residencial	0	0	0	0,0%	0,0%	1	0	1	0,0%	0,0%
Industrial	5.939	5.682	257	4,5%	73,6%	11.447	10.934	513	4,7%	73,2%
Comercial	1.490	1.182	308	26,1%	18,5%	2.946	2.349	598	25,4%	18,8%
Rural	67	51	16	30,4%	0,8%	123	91	32	34,7%	0,8%
Outros	569	547	22	4,0%	7,1%	1.118	1.173	(55)	-4,7%	7,2%
Total TUSD	8.064	7.461	603	8,1%	100,0%	15.636	14.547	1.088	7,5%	100,0%

Destacam-se no trimestre:

- Classe Residencial:** crescimento de 11,2%, principalmente em função da maior necessidade de resfriamento, gerado pelo aumento de temperatura no estado de São Paulo. O resultado foi favorecido ainda pelo efeito positivo da massa de renda e do nível de emprego. Em contrapartida, o incremento de geração distribuída (GD) gerou impacto negativo na classe;
- Classe Industrial:** crescimento de 1,5%, refletindo o resultado positivo nos 4 setores de maior relevância na área de concessão, sendo eles: alimentos, químico, borracha & plástico e veículos, somado ainda aos avanços nos setores de produtos metálicos e papel & celulose. A alta foi parcialmente compensada pelas inundações na área de concessão da RGE, conforme detalhado no item 3.1.1.3;
- Classe Comercial:** crescimento de 11,0%, deve-se sobretudo ao aumento de temperatura, que elevou a demanda por refrigeração nos estabelecimentos, combinado à redução da taxa de desemprego e ao aumento da massa de renda. Com isso, observamos aumento no

consumo das 10 atividades mais relevantes na área de concessão, com destaque para o varejo, que vem apresentando índices positivos na pesquisa nacional do comércio. Ademais, houve impacto positivo referente ao crescimento vegetativo das unidades consumidoras. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo incremento de geração distribuída (GD);

- Classe Rural:** crescimento de 9,4%, explicado principalmente pela baixa pluviometria registrada no Sudeste, efeito que contribuiu para o emprego de irrigação nas concessionárias localizadas no estado de São Paulo. Esse desempenho foi parcialmente compensado pelo incremento de GD observado em toda a área de concessão. Além disso, houve a prorrogação de prazo para a revisão cadastral de consumidores rurais com atividades que envolvem irrigação, decisão que alterou artigos da Resolução Normativa Nº 1.000/2021, resultando em realocação de clientes para outras classes;
- Classe Outros:** redução de 0,2%, relacionada sobretudo à migração de permissionárias para a Rede Básica, especificamente na RGE, além do incremento de geração distribuída (GD). Esse resultado foi parcialmente compensado pelo efeito positivo de temperatura.

De forma geral, os mesmos efeitos também afetaram o resultado acumulado.

3.1.1.3) Venda de Energia | RGE

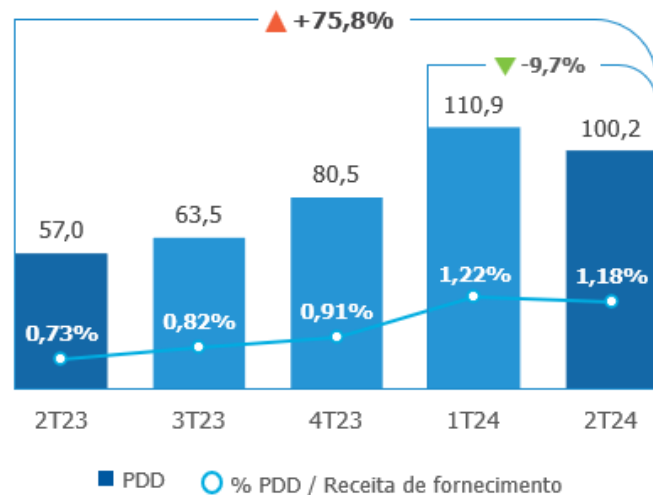
GWh	2T24	2T23	Δ GWh	Δ %	Part.	1S24	1S23	Δ GWh	Δ %	Part.
Residencial	1.485	1.400	85	6,0%	32,0%	3.181	3.054	127	4,1%	33,2%
Industrial	1.655	1.711	(57)	-3,3%	35,6%	3.170	3.238	(68)	-2,1%	33,1%
Comercial	655	620	34	5,5%	14,1%	1.348	1.298	49	3,8%	14,1%
Rural	303	325	(22)	-6,8%	6,5%	760	893	(132)	-14,8%	7,9%
Outros	548	614	(66)	-10,8%	11,8%	1.131	1.287	(157)	-12,2%	11,8%
Total	4.645	4.671	(26)	-0,6%	100,0%	9.590	9.770	(181)	-1,8%	100,0%

Neste trimestre, observamos uma redução na RGE, refletindo as severas inundações que acometeram o estado do Rio Grande do Sul, como consequência da intensificação de diversos fatores climáticos que resultaram em impactos sociais, ambientais e econômicos. A classe mais afetada, em GWh, foi a industrial, apresentando queda em 8 dos 10 setores mais relevantes na área de concessão. Além disso, registramos queda nas classes Rural e nos Outros (Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Permissionárias).

3.1.1.4) Inadimplência

A PDD apresentou um aumento de R\$ 43 milhões em relação ao mesmo período de 2023 e uma redução de R\$ 11 milhões em relação ao 1T24. Com isso, o índice de PDD/Receita bruta de fornecimento alcançou 1,18% no trimestre, mantendo-se acima do patamar da média histórica.

Esse resultado deve-se principalmente às altas temperaturas, que elevaram o ticket médio das faturas dos clientes, bem como a inadimplência de curto prazo, gerando impacto especialmente nos clientes do Grupo B.

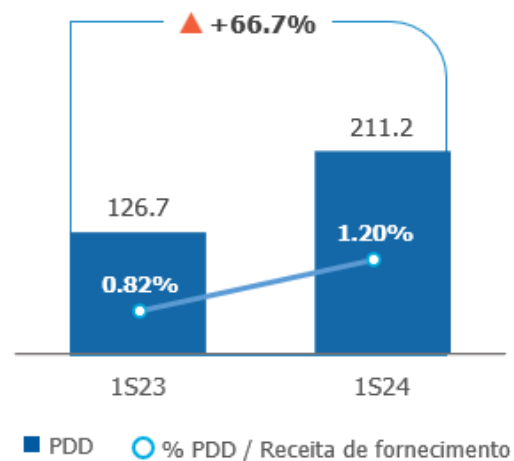


Outro fator relevante a ser considerado diz respeito à redução no número de cortes que ocorreu a partir do 4T23, em função da priorização no atendimento de emergências, devido às tempestades ocorridas ao final de 2023 no estado de São Paulo. Somado a isso, as enchentes que acometeram o estado do Rio Grande do Sul em maio de 2024 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. Nesse cenário, encerramos o trimestre com a realização de 592 mil cortes, sendo um aumento de 12,3% em relação ao 1T24, e uma queda de 8,8% se comparado ao mesmo período de 2023.

Esses mesmos efeitos impactaram o resultado acumulado, em que registramos um aumento de R\$ 85 milhões na PDD.

Em relação ao percentual de PDD/Receita de fornecimento, fechamos o indicador em 1,20%, também acima do patamar histórico.

A CPFL vem utilizando a inteligência nos processos como forma de controlar os indicadores de inadimplência, melhorando e automatizando processos de cobrança, além de requalificar os nossos modelos na busca por abordagens mais eficazes diante das mudanças no comportamento do cliente.



3.1.1.5) Perdas

Acumulado 12 Meses ¹	Jun-23	Set-23	Dez-23	Mar-24	Jun-24	ANEEL ²
CPFL Energia	8,19%	8,64%	8,76%	8,84%	8,92%	7,91%
CPFL Paulista	8,48%	9,10%	9,14%	9,20%	9,21%	8,00%
CPFL Piratininga	7,39%	7,65%	7,75%	7,90%	7,59%	5,97%
RGE	8,38%	8,73%	9,03%	9,18%	9,80%	9,16%
CPFL Santa Cruz	7,27%	7,62%	7,75%	7,58%	7,33%	8,50%

Notas:

(1) De acordo com os critérios definidos pela Agência Reguladora (ANEEL), exceto pela não consideração dos efeitos de geração distribuída (GD). Para a CPFL Piratininga e RGE, clientes de alta tensão (A1) são expurgados da conta;

(2) Limite ANEEL referente a 30/06/2024, considerando a prorrogação do reajuste tarifário (RTA) da RGE pela ANEEL. Para maiores informações [clique aqui](#).

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia no período apresentou um aumento de 0,73 p.p., na comparação com o ano anterior, principalmente em decorrência do aumento da carga, gerado pelas altas temperaturas observadas nas concessionárias localizadas no estado de São Paulo. Desconsiderando o efeito do calendário de faturamento em ambos os períodos, o crescimento de perdas seria de 0,84 p.p. (8,06% em jun/23 vs. 8,90% em jun/24).

As principais realizações no combate às perdas foram:

- (i) Blindagem das fronteiras elétricas e subestações internas;
- (ii) Mapeamento das perdas de energia por meio de microbalanços;
- (iii) Realização de 82,5 mil inspeções em unidades consumidoras;
- (iv) Substituição de mais de 37,4 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos

- equipamentos eletrônicos;
- (v) Visita a 25,1 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à revelia;
 - (vi) Regularização de 15,1 mil unidades consumidoras, com avanço de consumo e sem contrato;
 - (vii) Regularização de 360 unidades consumidoras clandestinas, tendo em sua maioria, necessidade de obras de construção de rede da CPFL Energia;
 - (viii) Disciplina de mercado através da publicação de 139 notícias relacionadas aos operativos de combate à fraude e furtos pela CPFL.

3.1.1.6) DEC e FEC

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

No consolidado das distribuidoras, os valores anualizados em jun/24 para o FEC se mantiveram em linha em relação ao mesmo período de 2023, enquanto para o DEC, observamos um aumento, principalmente devido ao impacto dos temporais ocorridos ao final de 2023 em toda a área de concessão, somado ainda ao evento climático ocorrido no Rio Grande do Sul, entre maio e junho de 2024.

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

DEC Horas	2T24	2T23	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	6,22	5,94	4,7%	n.d
CPFL Paulista	5,13	4,90	4,7%	6,41
CPFL Piratininga	4,65	4,47	4,0%	6,04
RGE	9,13	8,77	4,1%	10,50
CPFL Santa Cruz	5,31	4,20	26,4%	7,35

FEC Interrupções	2T24	2T23	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	3,51	3,51	0,0%	n.d
CPFL Paulista	3,24	3,30	-1,8%	5,09
CPFL Piratininga	3,12	3,24	-3,7%	4,98
RGE	4,23	4,13	2,4%	7,19
CPFL Santa Cruz	3,36	2,77	21,3%	6,11

Nota: (1) Limite ANEEL referente a 2024.

3.1.2) Eventos Tarifários

Descrição	RTAs ¹		RTPs ¹	
	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista	RGE ³	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	3.311	3.314	3.206	3.277
Reajuste	7,02%	3,91%	1,67%	-0,73%
<i>Parcela A</i>	<i>6,72%</i>	<i>3,96%</i>	<i>6,79%</i>	<i>1,97%</i>
<i>Parcela B</i>	<i>1,50%</i>	<i>-1,93%</i>	<i>0,43%</i>	<i>-1,08%</i>
<i>Componentes Financeiros</i>	<i>-1,20%</i>	<i>1,88%</i>	<i>-5,55%</i>	<i>-1,62%</i>
Efeito para o consumidor²	5,63%	1,46%	1,10%	-4,37%
Data de entrada em vigor	22/03/2024	08/04/2024	19/06/2023	23/10/2023

Notas:

- (1) Os RTAs correspondem aos Reajustes Tarifários Anuais, enquanto as RTPs correspondem às Revisões Tarifárias Periódicas;
- (2) O efeito para o consumidor também é impactado pelo componente financeiro retirado na última revisão ou reajuste tarifário;
- (3) Em decorrência dos eventos climáticos severos ocorridos em maio de 2024 no Rio Grande do Sul, a RGE solicitou à ANEEL a prorrogação do seu reajuste tarifário (RTA) por dois meses, até 18/08/2024. Para maiores informações [clique aqui](#).

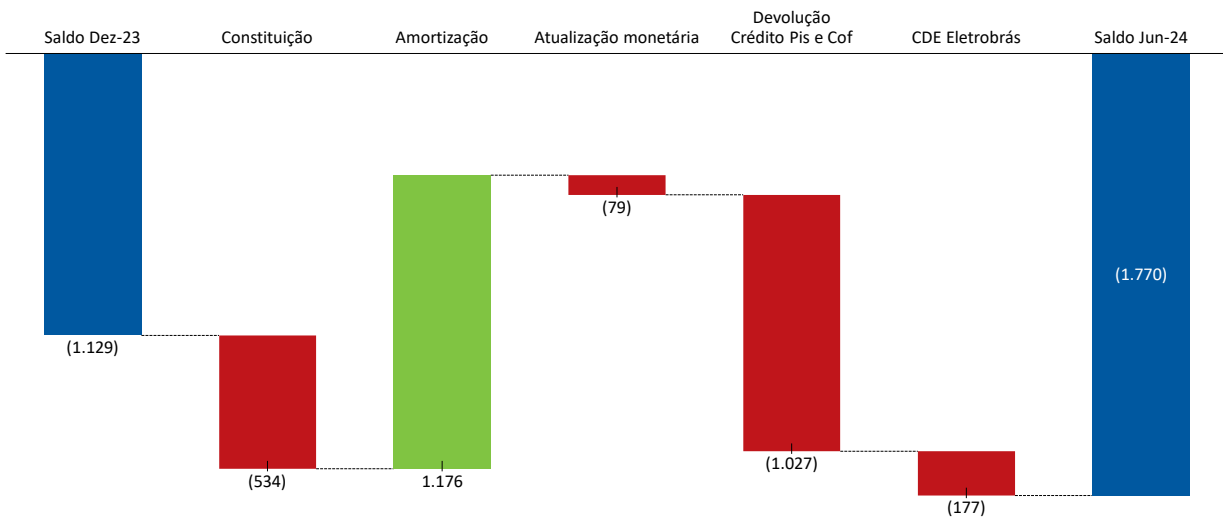
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	12.333	11.785	547	4,6%	25.512	23.318	2.193	9,4%
Receita Operacional Líquida	8.029	7.774	255	3,3%	16.641	15.989	652	4,1%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	7.010	6.798	212	3,1%	14.724	14.180	544	3,8%
Custo com Energia Elétrica	(4.296)	(4.092)	(204)	5,0%	(8.594)	(8.305)	(288)	3,5%
PMSO, Previdência e PDD	(1.024)	(902)	(123)	13,6%	(1.904)	(1.743)	(161)	9,2%
Custos com construção de infraestrutura	(1.019)	(976)	(43)	4,4%	(1.917)	(1.810)	(107)	5,9%
EBITDA¹	1.690	1.804	(115)	-6,3%	4.226	4.131	95	2,3%
Depreciação e Amortização	(311)	(292)	(19)	6,6%	(614)	(578)	(36)	6,3%
Resultado Financeiro	(534)	(462)	(72)	15,6%	(1.126)	(807)	(319)	39,5%
<i>Receitas Financeiras</i>	309	390	(81)	-20,6%	664	842	(178)	-21,1%
<i>Despesas Financeiras</i>	(844)	(852)	8	-1,0%	(1.791)	(1.650)	(141)	8,6%
Lucro Antes da Tributação	845	1.051	(206)	-19,6%	2.486	2.746	(261)	-9,5%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(280)	(348)	68	-19,5%	(763)	(925)	162	-17,5%
Lucro Líquido	565	703	(138)	-19,6%	1.723	1.821	(98)	-5,4%

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

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Em 30 de junho de 2024, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era negativo (passivo) em R\$ 1.770 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2023, houve uma variação de R\$ 642 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo se deu pela constituição líquida de um passivo de R\$ 534 milhões, principalmente nas linhas:

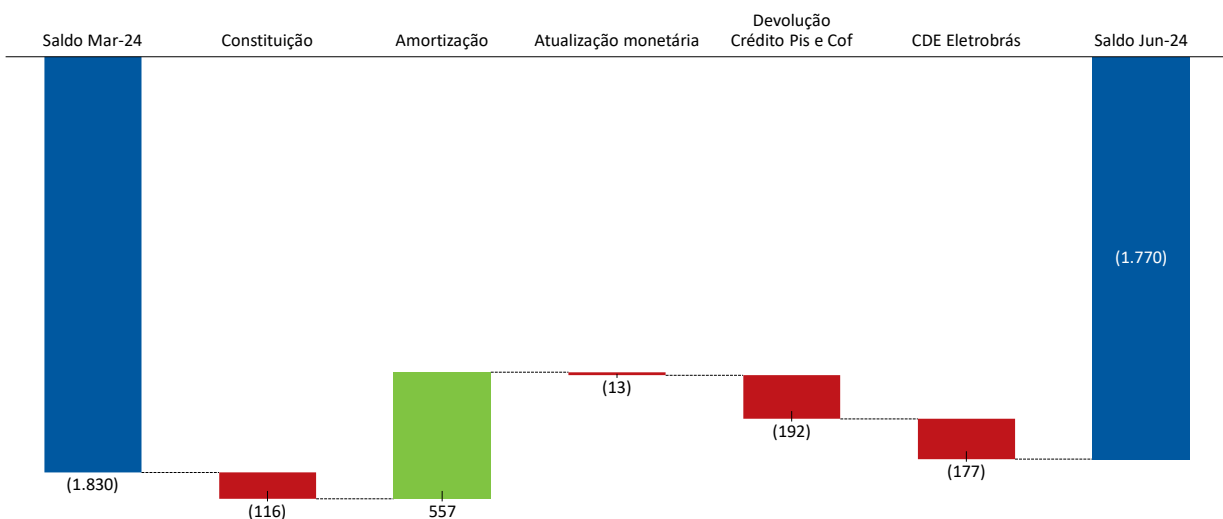
- (i) Custos com energia elétrica (R\$ 681 milhões);
- (ii) Repasse de Itaipu (R\$ 250 milhões);
- (iii) Neutralidade dos Encargos Setoriais (R\$ 137 milhões);

Parcialmente compensado por ativos constituídos nas linhas de:

- (iv) Rede Básica (R\$ 330 milhões);
- (v) Encargos setoriais (ESS/EER) (R\$ 102 milhões);
- (vi) CDE (R\$ 92 milhões);
- (vii) Demais itens (R\$ 10 milhões).

A amortização foi de R\$ 1.176 milhões no período e a atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 79 milhões. Houve ainda, nesse período, a homologação da devolução para os consumidores do crédito de PIS/COFINS, no montante de R\$ 1.027 milhões. Além disso, houve o repasse de recursos da CDE da Eletrobrás, no montante de R\$ 177 milhões.

Para fins de análise, segue abaixo o gráfico que demonstra a movimentação dos saldos de ativo e passivo setorial, apenas no 2T24:



Receita Operacional

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	9.896	9.218	678	7,4%	20.908	18.764	2.144	11,4%
Energia Elétrica de Curto Prazo	64	174	(111)	-63,5%	99	250	(152)	-60,5%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	1.019	976	43	4,4%	1.917	1.810	107	5,9%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	441	465	(24)	-5,2%	642	435	207	47,7%
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	567	463	104	22,5%	1.091	952	138	14,5%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	200	333	(133)	-40,0%	584	830	(246)	-29,6%
Outras Receitas e Rendas	174	177	(3)	-1,8%	347	337	11	3,1%
Multas DIC e FIC	(29)	(22)	(7)	33,2%	(76)	(60)	(16)	27,5%
Receita Operacional Bruta - Total	12.333	11.785	547	4,6%	25.512	23.318	2.193	9,4%
ICMS	(1.710)	(1.546)	(164)	10,6%	(3.505)	(2.506)	(998)	39,8%
PIS e COFINS	(847)	(803)	(44)	5,5%	(1.775)	(1.645)	(130)	7,9%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.529)	(1.439)	(90)	6,3%	(3.088)	(2.785)	(303)	10,9%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(68)	(65)	(4)	5,6%	(142)	(134)	(8)	6,1%
PROINFA	(80)	(84)	4	-5,1%	(160)	(171)	11	-6,5%
Outros	(69)	(75)	6	-8,1%	(201)	(87)	(114)	131,6%
Deduções da Receita Operacional Bruta - Total	(4.303)	(4.012)	(292)	7,3%	(8.871)	(7.329)	(1.542)	21,0%
Receita Operacional Líquida	8.029	7.774	255	3,3%	16.641	15.989	652	4,1%

Receita Operacional Bruta

O aumento na **Receita com Venda de Energia (cativo + clientes livres)**, tanto no trimestre quanto no acumulado, ocorreu principalmente em decorrência do aumento de respectivamente, 7,3% e 6,1% da carga na área de concessão, principalmente em função do aumento de temperatura. No acumulado, houve ainda o ganho da revisão tarifária da CPFL Paulista, que gerou ganho até março/24, sendo depois aplicado um reajuste tarifário negativo a partir de abril/24.

Por outro lado, houve uma queda na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão**, em função dos efeitos extraordinários relacionados aos laudos de avaliação das RTPs, que geraram ganho de R\$ 60 milhões no 2T23 e de R\$ 196 milhões no 1S23 (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo 1) e do impacto dos eventos climáticos do Rio Grande do Sul, que gerou uma baixa do ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 6 milhões. Expurgando esses efeitos, no trimestre, essa linha apresentaria uma redução de 24,6%, explicada pela redução do IPCA (1,56% no 2T23 e 1,00% no 2T24), parcialmente compensada pelo aumento de 16% na base de ativos. Já no acumulado, essa linha apresentaria uma redução de 6,9%, explicada pela redução do IPCA (3,59% no 1S23 e 2,84% no 1S24), parcialmente compensada pelo aumento de 17% na base de ativos.

No acumulado, os efeitos foram semelhantes aos do trimestre, mas vale destacar ainda as variações positivas na contabilização do **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**, decorrentes principalmente da amortização de um passivo de R\$ 1.176 milhões e constituição líquida de um ativo de R\$ 534 milhões comparadas a constituição de um ativo de R\$ 3 milhões no 1S23 e amortização de um passivo de R\$ 432 milhões no 1S23.

Deduções da Receita Operacional Bruta

As deduções da receita operacional bruta apresentaram aumento, devido principalmente: (i) ao aumento nos impostos (ICMS e PIS/Cofins); e (ii) ao aumento na CDE, decorrente da inclusão da CDE Escassez Hídrica e da CDE GD, na RGE (em jun/23) e na CPFL Piratininga (out/23), parcialmente compensada pela redução da quota CDE Covid.

Os mesmos efeitos também afetaram o resultado acumulado.

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Itaipu	581	532	50	9,3%	1.076	993	82	8,3%
PROINFA	92	104	(12)	-11,5%	183	205	(21)	-10,3%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	2.473	2.528	(55)	-2,2%	5.075	5.184	(109)	-2,1%
Crédito de PIS e COFINS	(272)	(286)	14	-4,9%	(550)	(571)	21	-3,7%
Energia Comprada para Revenda	2.874	2.878	(4)	-0,1%	5.784	5.811	(27)	-0,5%
Encargos da Rede Básica	1.106	922	185	20,0%	2.190	1.852	338	18,3%
Encargos de Transporte de Itaipu	110	78	32	41,0%	213	151	62	41,1%
Encargos de Conexão	67	66	1	2,2%	131	133	(2)	-1,4%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	3	13	(10)	-76,7%	6	25	(19)	-75,2%
ESS / EER	280	260	20	7,8%	555	588	(32)	-5,5%
Crédito de PIS e COFINS	(145)	(124)	(21)	17,1%	(286)	(254)	(32)	12,6%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	1.422	1.214	208	17,1%	2.809	2.494	315	12,6%
Custo com Energia Elétrica	4.296	4.092	204	5,0%	8.594	8.305	288	3,5%

A redução dos **Custos com Energia Comprada para Revenda**, tanto no trimestre quanto no acumulado, decorre principalmente da redução de volume de energia comprada de **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo** e da redução da tarifa média de **PROINFA** (redução dos valores das quotas de custeio), parcialmente compensadas pelo aumento de **Itaipu** (aumento do dólar).

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, os aumentos percebidos no trimestre e no acumulado decorrem principalmente da variação nos encargos da Rede Básica devido aos reajustes na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), implementados pela Resolução ANEEL nº 3.217/23 para RGE, CPFL Paulista e CPFL Piratininga, que determinaram novas tarifas a partir de jul/23.

Em relação aos **encargos setoriais (ESS/EER)**, as variações percebidas, no trimestre e no acumulado, decorrem do EER – Encargos de Energia de Reserva, principalmente em consequência da oscilação no volume de geração pelas usinas com Contratos de Energia de Reserva. Quando o saldo da CONER não é suficiente para suprir os custos das Usinas de Reserva há maior necessidade de cobrança do encargo para custeio dessas usinas; ao contrário, quando o volume gerado é maior, o encargo é reduzido, uma vez que a energia dessas usinas é liquidada na CCEE ao valor de PLD, suprimindo seus custos.

PMSO

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Pessoal	328	330	(1)	-0,4%	637	621	17	2,7%
Material	71	69	2	3,6%	141	149	(8)	-5,3%
Serviços de Terceiros	312	278	34	12,2%	576	539	37	6,9%
<i>Serviços de Terceiros</i>	<i>289</i>	<i>278</i>	<i>11</i>	<i>3,8%</i>	<i>553</i>	<i>539</i>	<i>14</i>	<i>2,6%</i>
<i>Serviços de Terceiros eventos climáticos</i>	<i>23</i>	<i>-</i>	<i>23</i>	<i>-</i>	<i>23</i>	<i>-</i>	<i>23</i>	<i>-</i>
Outros Custos/Despesas Operacionais	294	194	100	51,5%	513	373	140	37,5%
<i>PDD</i>	<i>100</i>	<i>57</i>	<i>43</i>	<i>75,8%</i>	<i>211</i>	<i>127</i>	<i>84</i>	<i>66,7%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>53</i>	<i>47</i>	<i>7</i>	<i>14,4%</i>	<i>92</i>	<i>81</i>	<i>11</i>	<i>13,5%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>49</i>	<i>45</i>	<i>4</i>	<i>8,8%</i>	<i>78</i>	<i>75</i>	<i>3</i>	<i>4,3%</i>
<i>Baixa de Ativos eventos climáticos</i>	<i>43</i>	<i>-</i>	<i>43</i>	<i>-</i>	<i>43</i>	<i>-</i>	<i>43</i>	<i>-</i>
<i>Outros</i>	<i>49</i>	<i>46</i>	<i>3</i>	<i>7,2%</i>	<i>89</i>	<i>91</i>	<i>(2)</i>	<i>-1,7%</i>
PMSO	1.006	871	135	15,5%	1.868	1.682	186	11,0%

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

Expurgando esse item, o PMSO teria apresentado aumentos de 8,0% (R\$ 69 milhões) no trimestre

e de 7,1% (R\$ 120 milhões) no acumulado, decorrente dos seguintes fatores:

- MSO não ligado à inflação (aumento de R\$ 50 milhões no trimestre e de R\$ 88 milhões no acumulado):** aumento na provisão para devedores duvidosos (PDD) (conforme explicado no item 3.1.1.4) e nas despesas legais e judiciais, parcialmente compensados pela redução do Opex relacionado ao Capex;
- MSO ligado à inflação (aumento de R\$ 21 milhões no trimestre e de R\$ 15 milhões no acumulado) - principais impactos:** ações de cobrança (R\$ 10 milhões e R\$ 8 milhões); *hardware* e *software* (R\$ 8 milhões e R\$ 6 milhões) e *call center* (R\$ 2 milhões e R\$ 3 milhões);
- Pessoal (redução de R\$ 1 milhão no trimestre e aumento de R\$ 17 milhões no acumulado):** o aumento, no acumulado, é explicado pelo aumento de 2,3%² no *headcount*.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	(1.019)	(976)	(43)	4,4%	(1.917)	(1.810)	(107)	5,9%
Entidade de Previdência Privada	(18)	(31)	12	-40,2%	(37)	(61)	25	-40,2%
Depreciação e Amortização	(311)	(292)	(19)	6,6%	(614)	(578)	(36)	6,3%
Demais Custos/Despesas Operacionais	(1.348)	(1.298)	(50)	3,9%	(2.568)	(2.449)	(119)	4,9%

EBITDA

O **EBITDA** do segmento de Distribuição foi impactado por efeitos extraordinários de 2023 e 2024 (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo 1); expurgando esses efeitos, o EBITDA teria apresentado um aumento de 1,7% (R\$ 29 milhões). O resultado em linha é decorrente do melhor desempenho de mercado, principalmente nas classes residencial e comercial, parcialmente compensado pela menor atualização do ativo financeiro da concessão (VNR) (-R\$ 67 milhões).

No acumulado, expurgando os efeitos extraordinários, o EBITDA teria apresentado um aumento de 9,5% (R\$ 374 milhões), explicado principalmente pelo aumento da carga na área de concessão, impulsionado pelo efeito da temperatura.

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	565	703	(138)	-19,6%	1.723	1.821	(98)	-5,4%
Depreciação e Amortização	311	292	19	6,6%	614	578	36	6,3%
Resultado Financeiro	534	462	72	15,6%	1.126	807	319	39,5%
Imposto de Renda / Contribuição Social	280	348	(68)	-19,5%	763	925	(162)	-17,5%
EBITDA	1.690	1.804	(115)	-6,3%	4.226	4.131	95	2,3%

EBITDA por Distribuidora

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
CPFL Paulista	738	667	71	10,7%	1.860	1.746	114	6,5%
CPFL Piratininga	284	342	(58)	-16,9%	681	701	(19)	-2,7%
RGE	584	719	(135)	-18,8%	1.506	1.537	(32)	-2,1%
CPFL Santa Cruz	84	77	7	9,5%	179	147	31	21,4%
EBITDA	1.690	1.804	(115)	-6,3%	4.226	4.131	95	2,3%

CPFL Paulista:

O EBITDA foi impactado pelo efeito extraordinário contabilizado no 2T23 relativo ao ajuste no

² Média de janeiro a junho.

laudo final de avaliação da BRR (-R\$ 64 milhões). Desconsiderando esse efeito, a variação teria sido um aumento de 1,0%. O resultado menos expressivo é devido ao reajuste negativo da parcela B (-1,93%), que entrou em vigência em abr/24.

No acumulado, a CPFL Paulista teve o registro do laudo final de avaliação dos ativos para a RTP, o que elevou a base de comparação em R\$ 136 milhões no 1S23. Desconsiderando esse efeito, a variação teria sido positiva em 11,1%, explicada pelo melhor desempenho da margem, em consequência do desempenho de mercado, principalmente nas classes residencial e comercial.

CPFL Piratininga:

O EBITDA foi impactado pelo efeito extraordinário contabilizado no 2T23 relativo ao laudo preliminar de avaliação da BRR (+R\$ 47 milhões). Desconsiderando esse efeito, a variação teria sido uma redução de 3,7% no trimestre e um aumento de 4,3% no acumulado. Tal resultado se deve à revisão tarifária, que aplicou uma redução de 1,08% na parcela B, nas tarifas que entraram em vigência em out/23. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo melhor desempenho de mercado, principalmente nas classes residencial e comercial.

RGE:

O EBITDA foi impactado pelo efeito extraordinário contabilizado no 2T23 relativo ao laudo final de avaliação da BRR (+R\$ 77 milhões) e os efeitos decorrentes dos eventos climáticos no Rio Grande do Sul no 2T24 (para mais detalhes, vide explicação no capítulo 1). Desconsiderando esses efeitos, as variações teriam sido aumentos de 4,0% no trimestre e de 8,9% no acumulado. Com um impacto relativamente pequeno dos eventos climáticos sobre desempenho do mercado, o resultado ajustado positivo é influenciado por um melhor mix de mercado, com crescimento nas classes residencial e comercial.

CPFL Santa Cruz:

A variação positiva do EBITDA no trimestre e no acumulado é reflexo do incremento da Parcela B e melhor desempenho de mercado, principalmente nas classes residencial e comercial.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Receitas	309	390	(81)	-20,6%	664	842	(178)	-21,1%
Despesas	(844)	(852)	8	-1,0%	(1.791)	(1.650)	(141)	8,6%
Resultado Financeiro	(534)	(462)	(72)	15,6%	(1.126)	(807)	(319)	39,5%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(582)	(559)	(23)	4,1%	(1.148)	(1.162)	14	-1,2%
Acréscimos e multas moratórias	100	98	2	1,9%	219	182	37	20,2%
Marcação a mercado	(25)	(11)	(13)	115,7%	(138)	61	(198)	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	(13)	(14)	1	-8,0%	(79)	67	(146)	-
Outras receitas e despesas	(15)	25	(39)	-	20	45	(25)	-55,9%
Resultado Financeiro	(534)	(462)	(72)	15,6%	(1.126)	(807)	(319)	39,5%

No trimestre, a alta das despesas decorre principalmente: (i) do aumento das **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), devido ao aumento do endividamento líquido e dos gastos com captações, compensado pela queda do IPCA e CDI neste período; (ii) aumento do saldo de dívidas **marcadas a mercado**, devido a captações

realizadas nos últimos 12 meses (**MTM**); (iii) da variação negativa de R\$ 10 milhões no **deságio na aquisição de créditos de ICMS**, entre outros efeitos.

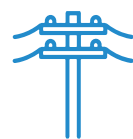
Em relação à receita financeira decorrente de **acréscimos e multas moratórias** nas faturas de energia, nesse trimestre houve um impacto positivo de apenas R\$ 2 milhões, pois o efeito do aumento do volume de contas pagas em atraso nas distribuidoras de São Paulo foi compensado por uma redução na RGE, em função da flexibilização implementada pela REN nº 1.092/2024³;

No acumulado, a alta das despesas decorre principalmente: (i) da **Marcação a mercado (MTM)**, que é explicada pelo comportamento da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado no 1S24, que apresentou redução, em contrapartida ao aumento do *spread* de risco no 1S23; e (ii) menor **Atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, pelo registro de saldo atualizável ativo em 2023 e passivo em 2024.

Lucro Líquido

No trimestre, ocorreu a redução do EBITDA influenciado por itens extraordinários, e a piora no resultado financeiro, de tal forma que o **lucro líquido** apresentou uma redução de 19,6%. Desconsiderando os efeitos extraordinários, a variação teria sido uma redução de 6,4%.

No acumulado, a melhora do EBITDA foi parcialmente compensada pela piora no resultado financeiro, de tal forma que o **lucro líquido** apresentou uma redução de 5,4%. Desconsiderando os efeitos extraordinários, a variação teria sido um aumento de 5,1%.



³ Flexibilização das Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica para enfrentamento da calamidade pública no Estado do Rio Grande do Sul.

3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO

3.2.1) Desempenho Operacional

Energia Gerada

GWh	2T24	2T23	Δ GWh	Δ %	1S24	1S23	Δ GWh	Δ %
Eólica	664	748	(84)	-11,2%	1.299	1.597	(298)	-18,7%
PCH	418	452	(34)	-7,6%	981	990	(9)	-0,9%
UHE	2.447	1.074	1.373	127,8%	5.140	2.135	3.005	140,7%
Biomassa	360	310	50	16,3%	434	385	48	12,6%
Solar	0,2	0,3	(0,1)	-17,1%	0,5	0,6	(0,1)	-15,3%
UTE	1,8	-	2	0,0%	7,1	0	7	4285,1%
Total	3.891	2.584	1.307	50,6%	7.861	5.108	2.753	53,9%

Disponibilidade

%	2T24	2T23	Δ p.p.	Δ %	1S24	1S23	Δ p.p.	Δ %
Eólica	94,4%	95,8%	-1,3	-1,4%	95,1%	95,5%	-0,4	-0,5%
PCH	97,5%	95,0%	2,5	2,6%	97,8%	93,5%	4,3	4,6%
UHE	98,3%	99,3%	-1,0	-1,0%	98,5%	98,7%	-0,2	-0,2%
Biomassa	99,3%	95,3%	4,0	4,2%	99,4%	95,9%	3,5	3,6%
Solar	100,0%	100,0%	0,0	0,0%	100,0%	100,0%	0,0	0,0%
UTE	97,3%	100,0%	-2,7	-2,7%	98,4%	99,7%	-1,3	-1,3%

3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	1.186	1.190	(4)	-0,3%	2.371	2.425	(54)	-2,2%
Receita Operacional Líquida	1.081	1.091	(10)	-0,9%	2.157	2.218	(61)	-2,8%
Custo com Energia Elétrica	(139)	(128)	(11)	8,8%	(265)	(262)	(3)	1,2%
PMSO e Previdência	(169)	(118)	(51)	43,1%	(253)	(252)	(1)	0,5%
Equivalência Patrimonial	84	83	1	0,7%	172	160	12	7,7%
EBITDA¹	856	928	(71)	-7,7%	1.811	1.865	(53)	-2,9%
Depreciação e Amortização	(218)	(219)	1	-0,3%	(437)	(426)	(11)	2,6%
Resultado Financeiro	(98)	(160)	63	-39,1%	(229)	(300)	72	-23,9%
<i>Receitas Financeiras</i>	32	56	(24)	-42,5%	66	97	(32)	-32,5%
<i>Despesas Financeiras</i>	(130)	(217)	87	-40,0%	(294)	(398)	103	-26,0%
Lucro Antes da Tributação	540	548	(8)	-1,5%	1.145	1.138	7	0,6%
Lucro Líquido	431	419	12	2,8%	906	872	34	3,9%

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

Receita Operacional Líquida

Nesse trimestre, continuamos observando um pior **desempenho das usinas eólicas**, em função do menor volume de ventos e do *curtailment*, o que resultou em uma manutenção do cenário de redução da receita no trimestre e no acumulado. Os ganhos a partir de reajustes nos preços de energia, previstos em contrato (IPCA e IGP-M), amenizaram este impacto.

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Energia de curto prazo	25	21	4	18,3%	46	44	2	3,9%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	51	44	8	17,6%	96	93	3	3,1%
Crédito de PIS e COFINS	(5)	(3)	(2)	53,8%	(9)	(7)	(1)	19,0%
Energia Comprada para Revenda	72	62	10	16,1%	133	130	3	2,5%
Encargos da Rede Básica	55	55	1	1,3%	110	109	1	0,6%
Encargos de Conexão	5	4	1	16,0%	9	8	1	11,9%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	10	11	(1)	-7,5%	20	22	(2)	-8,2%
ESS/EER	1	0	1	3125,0%	1	0	1	1504,4%
Crédito de PIS e COFINS	(4)	(4)	(0)	7,9%	(8)	(7)	(1)	7,0%
Encargos	67	66	1	1,5%	132	132	0	0,0%
Custo com Energia Elétrica	139	128	11	8,5%	265	262	3	1,2%

Houve uma maior quantidade de energia adquirida em **contratos bilaterais, ACR e ACL**, assim como um maior preço médio, aumentando o **Custo com Energia Elétrica** no trimestre e no acumulado.

PMSO

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Pessoal	39	41	(2)	-5,0%	83	82	0	0,4%
Material	14	12	2	14,8%	24	22	2	10,9%
Serviços de Terceiros	81	69	12	17,3%	150	127	23	18,2%
<i>Serviços de Terceiros</i>	65	69	(4)	-6,0%	134	127	7	5,6%
<i>Serviços de Terceiros eventos climáticos</i>	16	-	16	0,0%	16	-	16	0,0%
Outros	32	(5)	37	-	(5)	20	(25)	-
<i>Baixa de Ativos</i>	(1)	(4)	3	-85,8%	1	(5)	6	-
<i>Baixa de Ativos eventos climáticos</i>	3	-	3	0,0%	3	-	3	0,0%
<i>Prêmio do Risco do GSF</i>	6	5	0	4,6%	11	11	1	5,2%
<i>Ajustes a Valor Justo de Investimento (efeito não caixa)</i>	-	-	-	0,0%	(56)	-	(56)	0,0%
<i>Legais, Judiciais e Indenizações</i>	(0)	(24)	23	-98,0%	(2)	(24)	22	-91,0%
<i>Outros</i>	24	18	7	37,0%	38	39	(1)	-3,0%
PMSO	166	118	48	40,9%	252	252	0	0,2%

A variação nas despesas com PMSO no trimestre são explicadas principalmente pela contabilização de efeitos extraordinários relacionados aos eventos climáticos no Rio Grande do Sul, como já explicado no Capítulo 1, que totalizaram R\$ 19 milhões. Houve também um efeito relevante de reversão em despesas legais, no 2T23, no valor de R\$ 29 milhões.

No acumulado, tivemos também o efeito extraordinário de Paulista Lajeado no 1T24, de R\$ 56 milhões, como já explicado no Capítulo 1.

Expurgando esses efeitos, o PMSO se manteve em linha no trimestre e aumentou 3,0% no acumulado (R\$ 8 milhões), principalmente por maiores gastos com manutenção de *hardware* e *software* em **Serviços de Terceiros**.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Entidade de Previdência Privada	3	0	3	900,1%	1	0	1	723,0%
Depreciação e Amortização	172	177	(5)	-3,0%	344	342	2	0,4%
Amortização do Intangível da Concessão	47	42	5	11,4%	93	84	10	11,4%
Demais Custos/Despesas Operacionais	221	219	2	0,9%	438	426	12	2,8%

Equivalência Patrimonial

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
UHE Barra Grande	2	1	1	95,4%	4	3	1	55,5%
UHE Foz do Chapecó	60	63	(3)	-5,0%	125	121	4	3,6%
UTE Epasa	22	20	2	11,1%	43	37	6	16,8%
Equivalência Patrimonial	84	84	(0)	-0,2%	172	160	12	7,5%

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

Barra Grande

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	14	14	0	1,2%	31	29	2	8,5%
Custos/Desp. Operacionais	(7)	(8)	2	-18,8%	(13)	(15)	2	-11,7%
Depreciação e Amortização	(4)	(4)	(0)	0,9%	(7)	(7)	(0)	1,1%
Resultado Financeiro	(1)	(1)	(0)	46,4%	(5)	(3)	(2)	60,2%
IR/CS	(1)	(0)	(0)	78,7%	(2)	(1)	(1)	50,1%
Lucro Líquido	2	1	1	95,4%	4	3	1	55,5%

A **Receita Líquida** ficou em linha no trimestre, enquanto os **Custos e Despesas Operacionais** foram menores por conta de um menor volume de energia comprada. Maiores despesas com UBP, corrigidas mensalmente por IGP-M, aumentaram a **Despesa Financeira Líquida** tanto no trimestre quanto no acumulado.

Foz do Chapecó

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	158	159	(0)	-0,3%	321	320	1	0,3%
Custos/Desp. Operacionais	(34)	(36)	1	-4,2%	(67)	(72)	5	-6,5%
Depreciação e Amortização	(13)	(13)	0	-1,0%	(26)	(26)	0	-1,0%
Resultado Financeiro	(19)	(10)	(10)	96,7%	(41)	(34)	(7)	19,7%
IR/CS	(31)	(34)	3	-10,1%	(63)	(64)	1	-1,0%
Lucro Líquido	60	63	(3)	-5,0%	125	121	4	3,6%

O ajuste da CFURH resultou uma menor **Receita Líquida** no trimestre, mas foi compensado pelo maior preço da energia suprida, parcialmente no trimestre e totalmente no acumulado. A menor quantidade de energia comprada reduziu os **Custos e Despesas Operacionais** no trimestre e no acumulado. O aumento da **Despesa Financeira Líquida** é explicado por maiores despesas com UBP, principalmente por conta da variação do IGP-M, redução nas rendas de aplicações financeiras e maiores atualizações monetárias e cambiais, sendo parcialmente compensada por menores encargos de dívidas.

Epasa

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	45	42	3	7,5%	93	83	10	11,8%
Custos/Desp. Operacionais	(9)	(9)	(1)	8,7%	(23)	(21)	(2)	7,9%
Depreciação e Amortização	(12)	(12)	(0)	0,1%	(25)	(25)	(0)	0,2%
Resultado Financeiro	4	4	0	3,8%	8	9	(1)	-14,0%
IR/CS	(5)	(4)	(0)	8,7%	(9)	(9)	(1)	9,7%
Lucro Líquido	22	20	2	11,1%	43	37	6	16,8%

Com o reajuste anual da receita e maior despacho da geração, houve aumento na **Receita Líquida** e nos **Custos e Despesas Operacionais** no trimestre e no acumulado. O maior saldo de caixa no trimestre resultou em uma **Receita Financeira Líquida** maior. No acumulado, a receita financeira ainda é menor em relação ao ano passado.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Receitas	32	56	(24)	-42,5%	66	97	(32)	-32,5%
Despesas	(130)	(217)	87	-40,0%	(294)	(398)	103	-26,0%
Resultado Financeiro	(98)	(160)	63	-39,1%	(229)	(300)	72	-23,9%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(78)	(119)	42	-35,1%	(188)	(260)	72	-27,8%
Marcação a mercado	(3)	(4)	1	-32,7%	(5)	11	(16)	-
Outras receitas e despesas	(16)	(39)	22	-57,5%	(35)	(53)	18	-33,7%
Resultado Financeiro	(98)	(160)	63	-39,1%	(229)	(300)	72	-23,9%

As despesas financeiras líquidas reduziram principalmente por conta da **redução do IPCA** no período, que afetou as **Despesas com a Dívida Líquida** tanto no trimestre quanto no acumulado. Além disso, debêntures que estavam na CPFL Geração passaram a integrar a base da CPFL Transmissão, fruto do processo de incorporação das 5 transmissoras pela CPFL Transmissão ocorrido em abril de 2024, o que contribuiu para a redução das despesas nessa linha.

EBITDA e Lucro Líquido

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	431	419	12	2,8%	906	872	34	3,9%
Depreciação e Amortização	218	219	(1)	-0,3%	437	426	11	2,6%
Resultado Financeiro	98	160	(63)	-39,1%	229	300	(72)	-23,9%
Imposto de Renda / Contribuição Social	109	129	(20)	-15,4%	240	266	(26)	-9,9%
EBITDA	856	928	(71)	-7,7%	1.811	1.865	(53)	-2,9%

A piora da geração eólica e as variações de PMSO foram os principais impactos do **EBITDA** no trimestre. No acumulado, o efeito extraordinário do ajuste de Paulista Lajeado compensou parcialmente esse pior resultado.

Esta piora do EBITDA foi compensada pela melhora do **Resultado Financeiro**, que garantiu o desempenho positivo do **Lucro Líquido** no trimestre e no acumulado.



3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO

3.3.1) Portfólio

Contrato de Concessão	Início da Concessão	Final da Concessão	Participação CPFL-T	Índice de Reajuste	RAP 2024-2025 ¹ (R\$ milhões)	RAP Prevista 2024-2025 (R\$ milhões)	Km de Rede	Categoria dos Projetos
CONTRATO 055/01	31/12/2002	31/12/2042	100%	IPCA	856	212	5.829	Categoria 1
SUL II	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	44	-	75	Categoria 3
TESB	27/07/2011	27/07/2041	98%	IPCA	43	-	98	Categoria 3
SUL I	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	34	-	307	Categoria 3
CONTRATO 080/02	18/12/2002	18/12/2032	100%	IGP-M	20	-	127	Categoria 2
MORRO AGUDO	24/03/2015	24/03/2045	100%	IPCA	20	-	-	Categoria 3
PIRACICABA	24/02/2013	24/02/2043	100%	IPCA	17	-	-	Categoria 3
CONTRATO 004/01 (CAC 3)	31/03/2021	31/03/2051	100%	IPCA	12	-	-	Categoria 3
MARACANAÚ	21/09/2018	21/09/2048	100%	IPCA	11	-	-	Categoria 3
ETAU ²	18/12/2002	18/12/2032	10%	IGP-M	54	-	188	Categoria 2
TPAE ²	19/11/2009	19/11/2039	10%	IPCA	11	-	12	Categoria 3

Notas:

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

(2) Contratos consolidados por equivalência patrimonial.

3.3.2) Desempenho Operacional

ENS – Energia Não Suprida | MWh

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

MWh	2T24	2T23	Δ MWh	Δ %	1S24	1S23	Δ MWh	Δ %
ENS	86,1	31,6	54,5	172,3%	453,4	337,3	116,1	34,4%

O aumento, tanto no trimestre quanto no acumulado, está relacionado com alterações climáticas provocadas pelo fenômeno El Niño, que ocasionaram maior número de eventos de interrupção de carga.

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).

%	2T24	2T23	Δ %	1S24	1S23	Δ %
PVd	0,715%	1,740%	-58,9%	-0,200%	1,308%	-

No trimestre, a variação no desempenho do indicador é fruto de uma menor quantidade de eventos de interrupção ocorridos nesse trimestre, se comparado com o mesmo período do ano anterior.

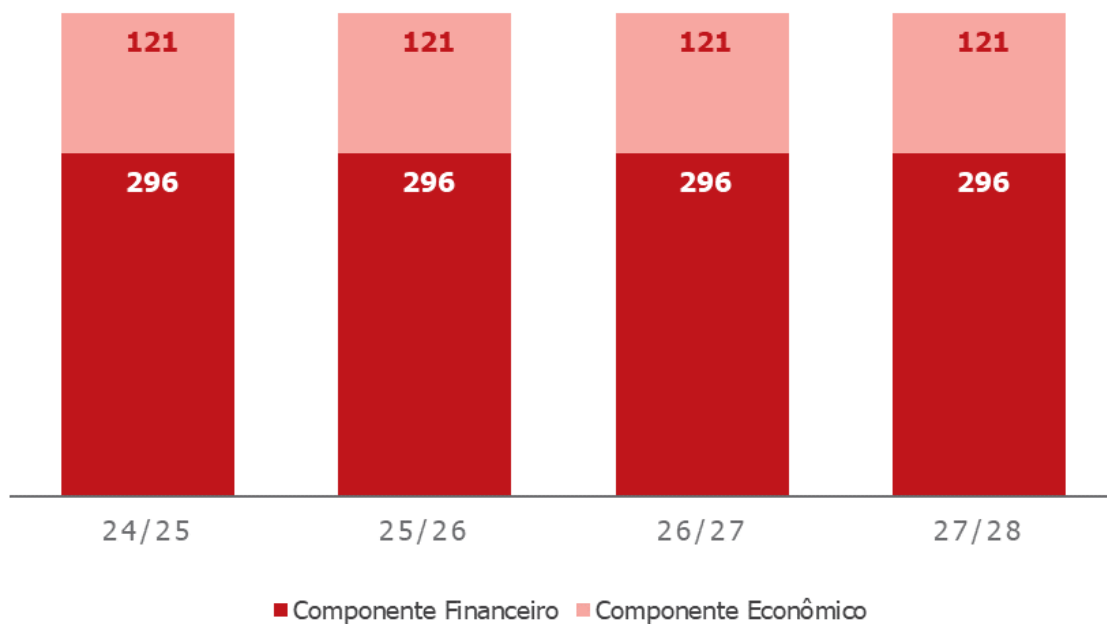
No acumulado, o valor foi menor devido à reativação, em fevereiro de 2024, da liminar de devolução dos descontos referentes ao desligamento de duas linhas de transmissão ocorridos em janeiro/2022.

3.3.3) Temas Regulatórios

Fluxo de Recebimento da RBSE¹

A Parcela da RAP correspondente aos ativos pertencentes à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE é a indenização dos ativos não amortizados, no contexto da renovação das concessões de Transmissão, nos termos da Lei nº 12.783/2013. O fluxo de recebimento para a receita desses ativos pertencentes ao Contrato de Concessão 055 da CPFL Transmissão são demonstrados abaixo. Cabe destacar que o fluxo do componente financeiro foi considerado conforme reperfilamento estabelecido pela ANEEL a partir do ciclo 2021/2022, após a homologação do resultado da RTP das Transmissoras (REH nº 2.851/21). Quanto ao fluxo do componente econômico, trata-se de valor estabelecido na Resolução nº 3344/24, que tratou da Revisão Tarifária Periódica das transmissoras.

Fluxo de Recebimento¹ | R\$ milhões



Nota: (1) Valores do gráfico estão na data base Junho/2024 e devem ser atualizados por IPCA anualmente.

Revisão Tarifária Periódica (“RTP”)

O Contrato de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica nº 055/2001-ANEEL, celebrado entre a União e a CPFL Transmissão (CEEE-T), 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 3.344/2024, que homologou o resultado definitivo da RTP de 2023 da RAP, associada ao Contrato de Concessão nº 055/2001, sob responsabilidade da CPFL

Transmissão, e que apresentou o índice de reposicionamento definitivo das receitas 14,7%⁴ inferior ao ciclo tarifário anterior.

Quanto ao componente econômico do RBSE, o qual refere-se à remuneração pelo custo de capital dos ativos ainda não depreciados, conforme é possível verificar na tabela abaixo, no item Baixas e Depreciação RTP 2023 RBSE, percebe-se a queda decorrente da depreciação dos ativos durante o período da atual revisão tarifária.

Em relação ao Componente Financeiro da RBSE, destaca-se que este não foi escopo da RTP de 2023. O processo encontra-se aguardando deliberação da Diretoria Colegiada da ANEEL, enquanto a CPFL Transmissão, em conjunto com outras Transmissoras afetadas, continua atuando proativamente neste processo.

Considerando as concessionárias licitadas, registra-se que as concessionárias Maracanaú, Sul I e Sul II também passaram por Revisão Tarifária, com índice de reposicionamento de aproximadamente 2,9%.

Revisão Tarifária do contrato de concessão prorrogado nos termos da Lei nº 12.783/2013.

Contratos	REH 3.216/2023	RBSE Financeiro (fora do escopo RBSE)	Trajatória CAOM	Baixas e Depreciação RTP 2023 RBSE	Baixas e Depreciação RTP 2023 RBNI	Incremental RTP 2023	Outros	REH 3.344/2024 Receita Homologada
055/2001	1.122,0	-284,2	-16,6	-85,7	-55,0	28,3	-4,1	704,7

* Valores expressos em R\$ milhões.

Revisão Tarifária dos contratos de concessão licitados.

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

* Valores expressos em R\$ x 1.000.

Reajuste Tarifário Anual ("RTA")

De acordo com a REH nº 3.348/2024, para o ciclo de 2024-2025, de 01/07/2024 a 30/06/2025, a Receita (RAP) somada à Parcela de Ajuste (PA) do **Contrato de Concessão nº 055/2001**, totaliza cerca de R\$ 856 Milhões, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- (i) Os dados contemplam os efeitos da RTP 2023, finalizada em julho/2024, incluindo trajetória da Receita (CAOM) estabelecida também no processo de RTP 2023;
- (ii) Correção monetária pelo IPCA, em relação ao ciclo 2023/2024;
- (iii) Desconto da Parcela de Ajuste (PA), cujo impacto negativo se deve principalmente (i) pelo resultado da RTP 2023, o qual contempla os efeitos da receita recebida durante o ciclo 2023/2024, que ainda não havia sido revisada (PA Postergação), e (ii) pela

⁴ O Índice de Reposicionamento corresponde à variação nominal em relação à receita vigente no ano anterior (22/23) ao da Revisão (23/24). Não considera o financeiro da RBSE.

reversão das diferenças das parcelas de RAP em função da não aplicação, pela ANEEL, do laudo correto fiscalizado para fins de estabelecimento da RAP na RTP2018 ("Erro Material"). Este último, em sede de autotutela administrativa;

- (iv) Reforços e Melhorias de "pequeno porte" que entraram em operação comercial ao longo do ciclo de RTP 2018/2023 e foram avaliados na RTP 2023;
- (v) Contempla ainda, Reforços e Melhorias que entraram em operação comercial durante o ciclo de 2023/2024, e incrementaram a receita da transmissora (novos investimentos).

Destaca-se que, em relação ao Componente Financeiro da RBSE, este não sofreu alteração em seu valor, sendo somente aplicada a atualização pelo IPCA, já que seu processo encontra-se em análise pela agência reguladora.

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

Contratos	REH 3.344/2024 Resultado da RTP	RBSE Financeiro	Trajectoria CAOM	Novos Investimentos	Indexador (IPCA)	REH 3.348/2024 Receita Homologada	PA RTA 2023	REH 3.348/2024
055/2001	704,7	284,2	-22,3	29,3	33,7	1.029,6	-173,6	856,0

* Valores expressos em R\$ milhões.

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

Reajuste Tarifário Anual 2024.

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

* Valores expressos em R\$ x 1.000.

Em relação ao **Contrato de Concessão nº 004/2021 (Cachoeirinha 3)**, a transmissora concluiu as obras objeto do Contrato de Concessão, entretanto, para receber a totalidade da RAP, aguarda a Distribuidora se conectar na subestação, de acordo com a cláusula do Contrato de Conexão (CCT) firmado entre as concessionárias. No momento que as condições previstas no CCT forem atendidas a Transmissora passará a perceber a RAP de aproximadamente R\$ 12,0 milhões.

3.3.4) Desempenho Econômico-Financeiro | Regulatório



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

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

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

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	396	358	38	10,7%	794	695	99	14,3%
Receita Operacional Líquida	332	294	38	13,1%	659	569	90	15,9%
PMSO, Previdência e PDD	(143)	(130)	(13)	10,0%	(250)	(258)	9	-3,4%
Equivalência Patrimonial	1	1	0	5,5%	5	2	3	148,5%
EBITDA	218	194	25	12,7%	472	371	101	27,1%
Depreciação e Amortização	(28)	(29)	1	-2,7%	(57)	(59)	1	-2,1%
Resultado Financeiro	(82)	(41)	(40)	97,0%	(161)	(82)	(79)	96,1%
<i>Receitas Financeiras</i>	21	28	(7)	-24,1%	37	50	(13)	-26,4%
<i>Despesas Financeiras</i>	(103)	(69)	(33)	48,1%	(198)	(133)	(66)	49,7%
Lucro Antes da Tributação	108	123	(15)	-12,0%	253	230	23	9,9%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(32)	(16)	(16)	103,6%	(59)	(37)	(22)	59,7%
Lucro Líquido	77	107	(31)	-28,8%	194	193	1	0,3%

Receita Operacional

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Contrato de Concessão 055/2001	344	311	33	10,7%	692	610	82	13,4%
Sul II	12	12	0	-0,2%	23	20	4	19,3%
TESB	11	9	2	17,2%	21	18	3	16,0%
Sul I	9	9	0	5,4%	18	16	2	15,3%
Contrato de Concessão 080/2002	5	5	0	-2,3%	11	11	0	-1,9%
Morro Agudo	5	5	0	2,4%	11	8	3	32,5%
Piracicaba	4	4	1	19,1%	8	7	1	12,1%
Maracanaú	3	3	0	7,0%	6	5	1	14,2%
Contrato de Concessão 004/2001 (CAC 3)	2	-	2	-	4	-	4	-
Encargos Regulatórios	(30)	(34)	3	-9,8%	(67)	(67)	0	0,6%
Receita Bruta	396	358	38	10,7%	794	695	99	14,3%
Deduções da Receita	(34)	(31)	(3)	10,7%	(68)	(60)	(8)	13,9%
Receita Líquida	332	294	38	13,1%	659	569	90	15,9%

No trimestre, o aumento percebido na **receita operacional** é principalmente devido ao reajuste tarifário do ciclo 2023/2024, do contrato de concessão 055. O mesmo vale para o acumulado. Já os encargos regulatórios, que fazem parte da receita faturada, junto às subvenções tarifárias, tiveram redução no trimestre e ficaram estáveis no acumulado.

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

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Pessoal	(36)	(36)	(0)	0,9%	(68)	(68)	0	-0,7%
Material	(18)	(1)	(17)	1136,8%	(15)	(2)	(13)	547,0%
<i>Material</i>	<i>(13)</i>	<i>(1)</i>	<i>(12)</i>	<i>794,2%</i>	<i>(10)</i>	<i>(2)</i>	<i>(8)</i>	<i>332,7%</i>
<i>Material eventos climáticos</i>	<i>(5)</i>	<i>-</i>	<i>(5)</i>	<i>-</i>	<i>(5)</i>	<i>-</i>	<i>(5)</i>	<i>-</i>
Serviços de Terceiros	(29)	(20)	(9)	44,6%	(51)	(39)	(12)	30,8%
<i>Serviços de Terceiros</i>	<i>(25)</i>	<i>(20)</i>	<i>(5)</i>	<i>24,9%</i>	<i>(47)</i>	<i>(20)</i>	<i>(27)</i>	<i>130,9%</i>
<i>Serviço de Terceiros eventos climáticos</i>	<i>(4)</i>	<i>-</i>	<i>(4)</i>	<i>-</i>	<i>(4)</i>	<i>-</i>	<i>(4)</i>	<i>-</i>
Entidade de Previdência Privada	(18)	(15)	(3)	18,3%	(36)	(31)	(5)	14,6%
Outros	(14)	(28)	15	-52,2%	(22)	(59)	36	-61,8%
PMSO	(115)	(101)	(14)	13,8%	(192)	(200)	7	-3,7%
Depreciação e Amortização	(28)	(29)	1	-2,7%	(57)	(59)	1	-2,1%
PMSO, depreciação e amortização	(143)	(130)	(13)	10,0%	(250)	(258)	9	-3,4%

No trimestre, o **PMSO** apresentou um aumento, fruto principalmente de gastos no projeto Sul II e de despesas em manutenção devido às enchentes (item extraordinário, como já explicado no Capítulo 1), parcialmente compensados por um menor volume de despesas legais. No acumulado, houve uma redução, fruto de um menor volume de despesas judiciais.

Desconsiderando os efeitos extraordinários, no trimestre, a variação teria sido um aumento 3,4% e no acumulado uma redução de 6,7%.

EBITDA

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	77	107	(31)	-28,7%	194	193	1	0,4%
Depreciação e Amortização	28	29	(1)	-2,7%	57	59	(1)	-2,1%
Resultado Financeiro	82	41	40	96,5%	161	83	79	95,7%
Imposto de Renda / Contribuição Social	32	16	16	103,6%	59	37	22	59,7%
EBITDA	218	194	25	12,7%	472	371	101	27,1%

No trimestre, o aumento no EBITDA se deve principalmente ao reajuste dos contratos da CPFL Transmissão, parcialmente compensado pelo aumento de despesas. No acumulado, junto do aumento de receita, houve uma redução nas despesas.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(98)	(47)	(51)	107,4%	(160)	(90)	(69)	76,9%
Marcação a Mercado	15	3	12	348,5%	(6)	3	(9)	-
Outras receitas e despesas	0	0	0	38,5%	1	(0)	1	-
Resultado Financeiro	(83)	(44)	(39)	89,3%	(164)	(87)	(77)	88,8%

No trimestre, a piora no resultado financeiro se deu devido principalmente ao aumento nas despesas com encargos de dívidas, fruto das captações que ocorreram no ano passado e no segundo trimestre deste ano, bem como por conta da migração das debêntures (conforme explicado no resultado financeiro da Geração). O resultado acumulado é explicado pelos mesmos fatores.

Lucro Líquido

No trimestre, apesar do EBITDA maior, houve uma redução no lucro líquido, principalmente devido a um pior resultado financeiro, conforme explicado anteriormente. No acumulado, o lucro se mantém estável.

3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro | IFRS

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	550	540	10	1,8%	1.044	1.003	40	4,0%
Receita Operacional Líquida	485	474	11	2,3%	908	874	34	3,9%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	269	304	(35)	-11,4%	566	612	(46)	-7,4%
PMSO, Previdência e PDD	(101)	(100)	(1)	0,5%	(182)	(192)	11	-5,6%
Custos com construção de infraestrutura	(152)	(115)	(37)	32,2%	(240)	(195)	(45)	22,8%
Equivalência Patrimonial	1	0	0	45,7%	4	3	1	16,4%
EBITDA¹	233	260	(26)	-10,2%	490	489	1	0,1%
Depreciação e Amortização	(9)	(14)	5	-39,1%	(20)	(29)	9	-30,8%
Resultado Financeiro	(83)	(44)	(39)	89,3%	(164)	(87)	(77)	88,8%
<i>Receitas Financeiras</i>	77	26	51	193,4%	91	47	44	93,4%
<i>Despesas Financeiras</i>	(160)	(70)	(90)	128,3%	(256)	(134)	(121)	90,4%
Lucro Antes da Tributação	142	202	(60)	-29,7%	306	373	(68)	-18,2%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(40)	(53)	12	-23,1%	(79)	(101)	22	-21,7%
Lucro Líquido	102	150	(48)	-32,0%	226	272	(46)	-16,8%

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	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	601	608	(7)	-1,1%	1.152	1.228	(77)	-6,2%
Receita Operacional Líquida	508	509	(1)	-0,2%	971	1.030	(58)	-5,7%
Custo com Energia Elétrica	(494)	(484)	(10)	2,1%	(898)	(990)	92	-9,3%
PMSO, Previdência e PDD	(20)	(17)	(3)	16,4%	(36)	(31)	(4)	14,3%
EBITDA¹	(6)	8	(14)	-	38	9	29	325,4%
Depreciação e Amortização	(2)	(1)	(0)	19,6%	(3)	(3)	(0)	15,5%
Resultado Financeiro	(6)	(24)	18	-74,5%	(12)	(54)	42	-78,5%
<i>Receitas Financeiras</i>	11	12	(1)	-10,9%	31	20	10	51,9%
<i>Despesas Financeiras</i>	(17)	(36)	19	-52,6%	(42)	(74)	32	-43,0%
Lucro Antes da Tributação	(14)	(17)	3	-19,3%	23	(48)	71	-
Imposto de Renda e Contribuição Social	4	(0)	4	-	(3)	(0)	(3)	657,4%
Lucro (prejuízo) Líquido	(9)	(17)	7	-43,7%	20	(48)	68	-

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

Serviços

R\$ Milhões	2T24	2T23	Δ R\$	Δ %	1S24	1S23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	358	274	84	30,8%	679	518	162	31,2%
Receita Operacional Líquida	328	250	79	31,5%	624	473	150	31,8%
PMSO, Previdência e PDD	(254)	(186)	(68)	36,5%	(466)	(365)	(101)	27,8%
EBITDA¹	74	64	11	17,0%	158	109	49	45,2%
Depreciação e Amortização	(14)	(13)	(2)	14,5%	(29)	(25)	(4)	16,2%
Resultado Financeiro	2	3	(1)	-39,6%	7	7	0	0,4%
<i>Receitas Financeiras</i>	4	6	(2)	-27,0%	11	12	(1)	-10,0%
<i>Despesas Financeiras</i>	(2)	(3)	0	-12,5%	(4)	(6)	1	-22,3%
Lucro Antes da Tributação	62	54	8	14,1%	135	90	45	50,1%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(16)	(14)	(2)	16,1%	(35)	(21)	(14)	69,8%
Lucro Líquido	46	41	5	13,4%	100	69	31	44,3%

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



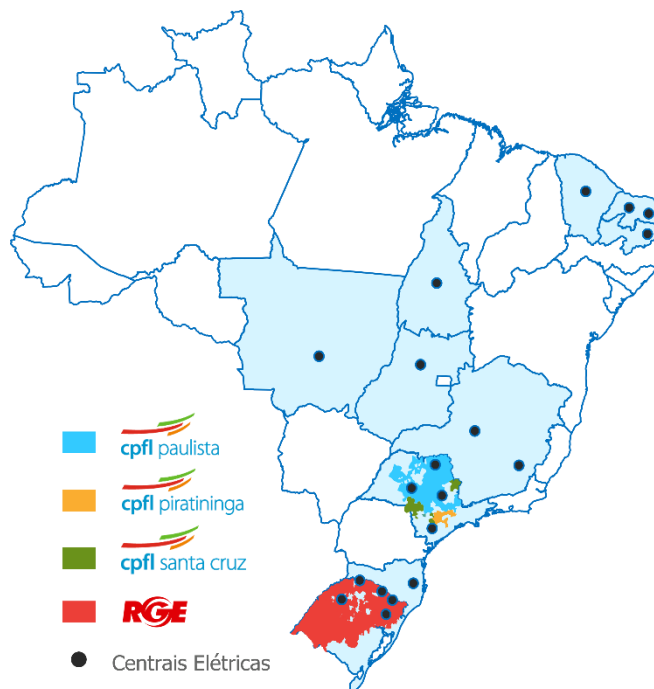
Perfil da Empresa e Estrutura Societária

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 13,1% de participação no Brasil, atendendo cerca de 10,6 milhões de clientes em 687 municípios. Com 4.371 MW de capacidade instalada, está entre as maiores geradoras do país, com 96% do portfólio em geração proveniente de fontes renováveis.

O grupo atua de forma relevante também no segmento de transmissão, com potência instalada de 159 mil MVA e mais de 6 mil quilômetros de linhas de transmissão. Conta ainda com uma operação nacional por meio da CPFL Soluções, fornecendo soluções integradas em gestão e comercialização de energia, eficiência energética, geração distribuída, infraestrutura energética e serviços de consultoria. Para acessar o Mapa de Atuação detalhado, [clique aqui](#).



Estratégia de Crescimento

Cientes das incertezas que cercam os cenários macroeconômicos intrínsecos ao nosso negócio e das discussões regulatórias para modernização do setor, concentraremos nossos esforços estratégicos em medidas capazes de gerir custos, ampliar investimentos e alcançar o crescimento sustentável da CPFL Energia, tendo como premissa seguir a nossa disciplina financeira e garantir retorno aos nossos acionistas.

Estrutura Societária e Governança Corporativa

A CPFL Energia atua como holding, participando no capital de outras sociedades. A State Grid Corporation of China (SGCC) controla a CPFL Energia por meio de suas subsidiárias State Grid International Development Co. Ltd, State Grid International Development Limited (SGID), International Grid Holdings Limited, State Grid Brazil Power Participações S.A. (SGBP) e ESC Energia S.A.

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



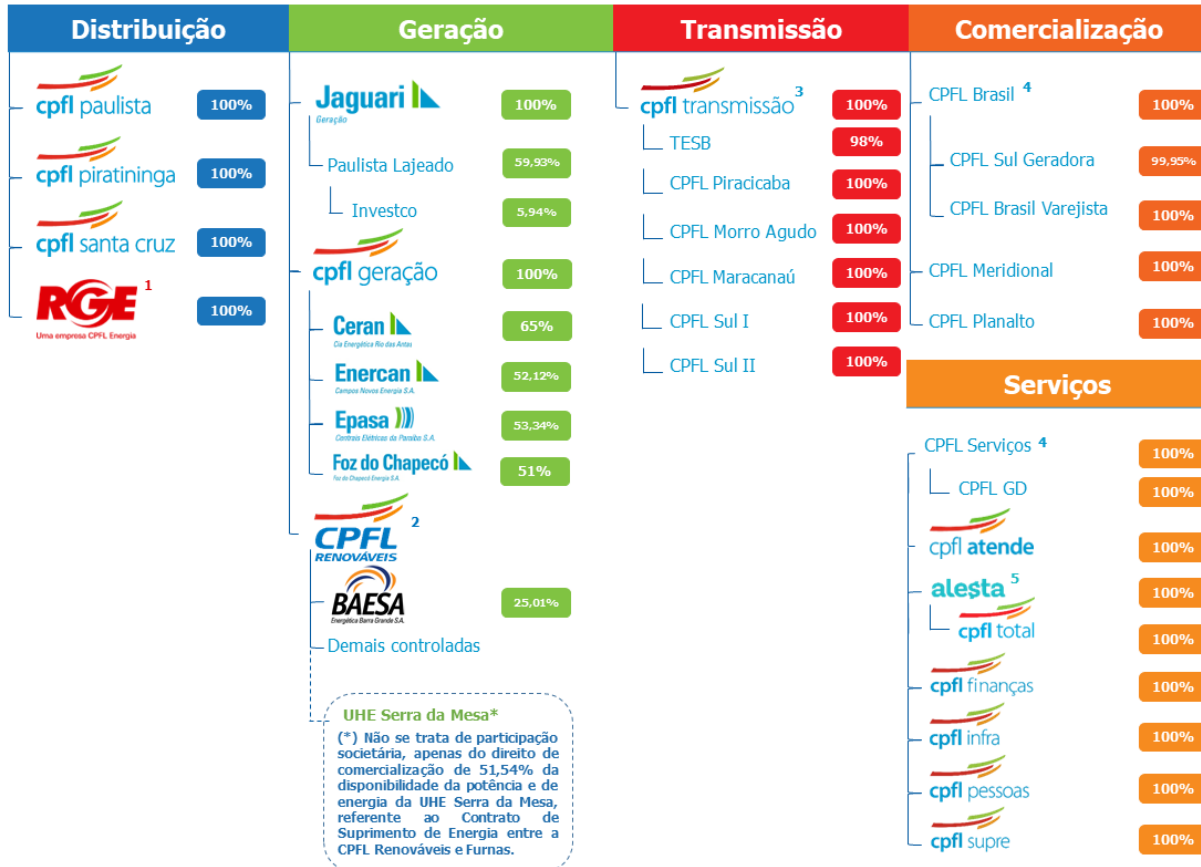
STATE GRID
CORPORATION OF CHINA

83,71%



Free Float

16,29%



Base: 30/06/2024

Notas:

- (1) A RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
- (2) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (49,1502%) e pela CPFL Geração (50,8498%);
- (3) A CPFL Transmissão é controlada pela CPFL Brasil (100%);
- (4) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços;
- (5) A Alesta é controlada pela CPFL Energia (99,99%), e pela CPFL Brasil (0,01%).

Política de Distribuição de Dividendos

A Política de Distribuição de Dividendos da CPFL Energia estabelece que seja distribuído anualmente como dividendo, no mínimo, 50% do lucro líquido ajustado⁵. Tal política possui natureza meramente indicativa, com o fim de sinalizar ao mercado o tratamento que a Companhia pretende dispensar à distribuição de dividendos aos seus acionistas, possuindo, portanto, caráter programático, não vinculativo à Companhia ou a seus órgãos sociais. A Política de Distribuição de Dividendos está disponível no [site de RI](#).

⁵ A Política também estabelece os fatores que influenciarão nos valores das distribuições, bem como demais fatores considerados relevantes pelo Conselho de Administração e pelos acionistas. Destaca ainda que, certas obrigações constantes dos contratos financeiros da Companhia podem limitar o valor dos dividendos e/ou dos juros sobre o capital próprio que poderão ser distribuídos.

