

Resultados 1T24

Energia para um futuro
mais sustentável



VIDEOCONFERÊNCIA
10 de maio de 2024

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

[Acesse aqui](#) ou pelo QR Code





Mensagem do Presidente

Não há como iniciar essa mensagem sem falar sobre as fortes chuvas que atingiram o Rio Grande do Sul nos últimos dias. Os negócios da CPFL que atuam no estado – Distribuição, Geração e Transmissão – foram, de alguma forma afetados. De acordo com o governo estadual, 336 municípios foram impactados, dos quais 276 estão na área de concessão da RGE. No pior momento, tivemos 72 cidades totalmente sem energia, mas 68 cidades já foram religadas. Ainda temos 6 municípios totalmente desligados e 10 cidades parcialmente desligadas por solicitação das autoridades, por questão de segurança. Mesmo com muitas dificuldades (bloqueios em estradas, áreas alagadas e inacessíveis), a Companhia segue totalmente mobilizada para restabelecer o fornecimento de energia, respeitando as condições técnicas e de segurança.

Para todos os nossos negócios, ainda é muito difícil estimar possíveis impactos em receita, custos, necessidade de novos investimentos, entre outros. Nosso foco ainda consiste em ajudar nossos colegas e a população gaúcha a estarem em segurança e conseguirem retomar suas vidas.

Nesse sentido, sabemos o quanto o fornecimento de energia é importante para esse retorno à normalidade e estamos envidando todos os nossos esforços, mandando equipes de São Paulo e mobilizando todos os nossos colaboradores, incluindo eletricitistas, técnicos, engenheiros, TI e todas as áreas de suporte da empresa, para que esse desafio seja superado com toda a celeridade possível.

Tratando agora do 1T24, cabe destacar que tivemos resultados bastante robustos, impulsionados pela temperatura mais elevada e custos bem controlados. No segmento de Distribuição, destaco a continuidade da carga elevada, que neste trimestre subiu 5,1%, principalmente nas classes residenciais e comerciais que subiram respectivamente 11,4% e 10% em relação ao ano anterior. Além disso, o segmento industrial, depois de um ano de 2023 negativo, começou a mostrar-se positivo e subiu 2,2%.

No segmento de Geração, fomos impactados por uma geração eólica bem mais baixa do que no 1T23, parcialmente compensada pelo efeito positivo dos reajustes contratuais ligados à inflação.

Já o segmento de Transmissão trouxe um ganho de R\$ 76 milhões de EBITDA regulatório nesse trimestre. Destaque para a redução significativa de R\$ 22 milhões nos custos e a melhora da receita por conta de reajustes tarifários da CPFL Transmissão de R\$ 52 milhões.

Com relação ao Capex, neste trimestre realizamos investimentos no total de R\$ 1,1 bilhão, onde aproximadamente 84% desse montante foi destinado à Distribuição. No ano, continuamos com nossa estimativa de atingir um Capex de R\$ 5,9 bilhões.

Adicionalmente, praticando nossa disciplina financeira, finalizamos o trimestre com posição de caixa de R\$ 5,4 bilhões e a dívida líquida da CPFL Energia alcançou 1,93 vezes o EBITDA, no critério de medição dos covenants financeiros.

Em 26 de abril de 2024, na Assembleia de Acionistas foi aprovada a destinação do lucro líquido de 2023, considerando o pagamento de dividendos no valor de R\$ 3,2 bilhões, ou R\$ 2,75/ação.

Por fim, no âmbito de ESG, destacamos o rebalanceamento da carteira e a consequente melhora da CPFL Energia no ranking do ISE – Índice de Sustentabilidade da B3, registrando sua melhor performance, ficando em segundo lugar dentre todas as integrantes da carteira e sendo a melhor empresa do setor de *Utilities*.

Por fim, gostaria de dizer que a CPFL Energia segue no seu compromisso de continuar investindo e implementando novas tecnologias, sempre com foco no atendimento ao cliente, com qualidade e eficiência, além de atuar no setor de energia elétrica com confiabilidade, transparência e segurança para toda a sociedade, respeitando o meio ambiente e buscando crescimento, agregando valor a todos nosso stakeholders.

Muito obrigado!

Gustavo Estrella
Presidente da CPFL Energia

Resumo dos Principais Indicadores

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Carga na Área de Concessão - GWh	19.419	18.480	939	5,1%
Vendas na Área de Concessão - GWh	18.625	17.690	935	5,3%
<i>Mercado Cativo</i>	11.054	10.604	450	4,2%
<i>Cliente Livre</i>	7.571	7.086	485	6,8%
Receita Operacional Bruta	14.987	13.410	1.576	11,8%
Receita Operacional Líquida	10.166	9.839	327	3,3%
EBITDA⁽¹⁾ Consolidado	3.865	3.530	335	9,5%
<i>Distribuição</i>	2.536	2.327	209	9,0%
<i>Geração</i>	955	937	18	1,9%
<i>Transmissão</i>	256	229	27	11,8%
<i>Comercialização, Serviços & Outros</i>	118	38	81	214,0%
Lucro Líquido Consolidado	1.755	1.651	104	6,3%
<i>Distribuição</i>	1.158	1.118	40	3,6%
<i>Geração</i>	475	453	22	4,8%
<i>Transmissão</i>	125	123	2	1,7%
<i>Comercialização, Serviços & Outros</i>	(2)	(43)	41	-95,7%
Dívida Líquida Consolidado⁽²⁾	25.563	22.790	2.772	12,2%
Dívida Líquida / EBITDA ⁽²⁾	1,93	1,70	0,23	13,5%
Investimentos ⁽³⁾	1.094	1.082	12	1,1%
Preço da Ação (R\$/ação)	34,81	31,65	3,16	10,0%
Volume Médio Diário	72	63	9	14,0%

Notas:

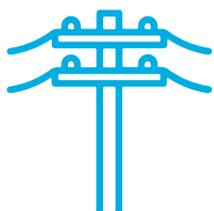
- (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Resolução CVM 156/22. Vide cálculo no item 2.1 deste relatório;
- (2) No critério dos *covenants* financeiros, que considera a participação da CPFL Energia nos projetos de 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
+5,1%



EBITDA
R\$ 3.865
milhões (+9,5%)



Lucro Líquido
R\$ 1.755
milhões (+6,3%)



Dívida Líquida
R\$ 25,6
bilhões e alavancagem de **1,93x** (Dívida Líquida/ EBITDA²)



CPFL Santa Cruz vencedora do Prêmio ANEEL de Satisfação dos Clientes, pelo **3º ano consecutivo** dentre as distribuidoras do **Sudeste** e RGE ficou em **1º** lugar no **Sul**



CPFL Piratininga, Santa Cruz, Paulista e RGE, foram reconhecidas pela **Fundação Nacional de Qualidade** ("FNQ") como **Melhores em Gestão**



CPFL Energia alcança o **2º Lugar** no Ranking Geral do **ISE** e **Melhor do Setor de Utilities**



Eleição da **Sra. Claudia Elisa de Pinho Soares** como **Membro Independente**, no Conselho de Administração

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
1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento	12
1.3.2) Investimentos Previstos	12
2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG	14
2.1) Plano ESG 2030	14
2.2) Principais Indicadores	15
3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO	17
3.1.1) Desempenho Operacional	17
3.1.1.1) Carga Líquida de Perdas Área de Concessão	17
3.1.1.2) Venda de Energia Área de Concessão	17
3.1.1.3) Inadimplência	18
3.1.1.4) Perdas	19
3.1.1.5) DEC e FEC	19
3.1.2) Eventos Tarifários	20
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro	21
3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO	27
3.2.1) Desempenho Operacional	27
3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro	27
3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO	31
3.3.1) Portfólio	31
3.3.2) Desempenho Operacional	31
3.3.4) Desempenho Econômico-Financeiro Regulatório	34
3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro IFRS	36
3.4) SEGMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS	37
3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro	37
4) ANEXO	38

1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA

1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	14.987	13.410	1.576	11,8%
Receita Operacional Líquida	10.166	9.839	327	3,3%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	9.143	8.914	229	2,6%
Custo com Energia Elétrica	(4.329)	(4.376)	47	-1,1%
PMSO, Previdência e PDD	(1.091)	(1.098)	8	-0,7%
Custos com construção de infraestrutura	(973)	(914)	(58)	6,4%
Equivalência Patrimonial	92	80	12	15,1%
EBITDA¹	3.865	3.530	335	9,5%
Depreciação e Amortização	(566)	(540)	(26)	4,9%
Resultado Financeiro	(816)	(551)	(265)	48,1%
<i>Receitas Financeiras</i>	417	529	(113)	-21,3%
<i>Despesas Financeiras</i>	(1.233)	(1.081)	(152)	14,1%
Lucro Antes da Tributação	2.483	2.440	44	1,8%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(728)	(789)	61	-7,7%
Lucro Líquido	1.755	1.651	104	6,3%

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	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Efeitos não Caixa (recorrentes)				
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	384	361	23	6,5%
Despesas legais e judiciais	(53)	(59)	6	-10,7%
Baixa de ativos	(27)	(29)	2	-6,5%
Itens extraordinários				
Ajustes a Valor Justo de Investimento (efeito não caixa)	56	-	56	-
Laudo de avaliação da BRR	-	136	(136)	-

Explicação dos 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"): Ajuste relativo à versão final do laudo de avaliação da RTP da CPFL Paulista, no 1T23 (R\$ 136 milhões).

Outros números relevantes para a análise do resultado

Efeitos no EBITDA Segmento de Transmissão	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
EBITDA IFRS	256	229	27	11,8%
EBITDA Regulatório	253	177	76	42,8%
Diferença do IFRS (-) Regulatório	3	52	(49)	-94,1%

Efeitos no Resultado Financeiro R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Acréscimos e multas moratórias	119	83	35	42,5%
Marcação a mercado (MTM)	(136)	88	(224)	-

Para o resultado financeiro é importante destacar o seguinte efeito:

- | Marcação a mercado (MTM): 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	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Distribuição	8.611	8.215	396	4,8%
Geração	1.076	1.127	(51)	-4,5%
Transmissão	422	399	23	5,7%
Comercialização	463	520	(57)	-11,0%
Serviços	296	224	72	32,1%
Eliminações e Outros	(702)	(647)	(56)	8,6%
Receita Operacional Líquida	10.166	9.839	327	3,3%

No segmento de Distribuição, a expansão da receita de fornecimento (Cativo + TUSD), favorecida pelas altas temperaturas, foi compensada pela menor atualização do ativo financeiro da 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	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Itaipu	494	462	32	7,0%
PROINFA	92	101	(9)	-9,1%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	2.688	2.879	(191)	-6,6%
Crédito de PIS e COFINS	(284)	(304)	20	-6,4%
Energia Comprada para Revenda	2.990	3.137	(148)	-4,7%
Encargos da Rede Básica	1.068	923	145	15,7%
Encargos de Transporte de Itaipu	103	73	30	41,3%
Encargos de Conexão	28	28	(1)	-2,5%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	11	21	(10)	-48,8%
ESS / EER	276	328	(52)	-16,0%
Crédito de PIS e COFINS	(145)	(134)	(11)	8,4%
Encargo	1.339	1.239	101	8,1%
Custo com Energia Elétrica	4.329	4.376	(47)	-1,1%

A redução dos **Custos com Energia Comprada para Revenda** decorre principalmente da redução em **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo** (redução da quantidade de energia e da tarifa média entre os períodos).

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição** (Rede Básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição), o aumento 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. Esse efeito é parcialmente compensado pelos **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, já que nesse caso, a energia vendida é liquidada na CCEE ao valor de PLD, demandando menor necessidade de recursos via encargos.

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

PMSO

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Pessoal	527	492	35	7,2%
Material	120	125	(5)	-4,2%
Serviços de Terceiros	221	215	5	2,5%
Outros Custos/Despesas Operacionais	189	222	(33)	-15,0%
<i>PDD</i>	<i>115</i>	<i>69</i>	<i>46</i>	<i>66,7%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>27</i>	<i>29</i>	<i>(2)</i>	<i>-7,3%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>53</i>	<i>59</i>	<i>(6)</i>	<i>-10,7%</i>
<i>Ajustes a Valor Justo de Investimento (efeito não caixa)</i>	<i>(56)</i>	<i>-</i>	<i>(56)</i>	<i>-</i>
<i>Outros</i>	<i>51</i>	<i>65</i>	<i>(15)</i>	<i>-22,4%</i>
PMSO	1.056	1.054	2	0,2%

O PMSO foi impactado por um item extraordinário (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo), que gerou um efeito de R\$ 56 milhões no 1T24.

Expurgando esse item, o PMSO teria apresentado um aumento de 5,5% (R\$ 58 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- MSO não ligado à inflação (+R\$ 31 milhões | +15,3%):** aumento na provisão para devedores duvidosos (PDD), parcialmente compensado pelas reduções em despesas legais e judiciais e em Opex relacionado ao Capex;
- Pessoal (+R\$ 35 milhões | +7,2%):** refletem os reajustes salariais decorrentes dos acordos coletivos aplicados em 2023, além de aumento de *headcount* de 2,7%¹ no segmento de Distribuição (que representa 60% do quadro de colaboradores do grupo CPFL) e de 13,5%¹ no segmento de Serviços (que representa 31% do quadro de colaboradores do grupo CPFL);
- MSO ligado à inflação (-R\$ 8 milhões | -2,2%) - principais impactos:** menores despesas com auditoria e consultoria (R\$ 3 milhões), taxa de arrecadação (R\$ 2 milhões), manutenção e conservação de edificações (R\$ 1 milhão), e ferramentas e equipamentos (R\$ 1 milhão).

¹ Média de janeiro a março.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	973	914	58	6,4%
Entidade de Previdência Privada	34	44	(10)	-22,3%
Depreciação e Amortização	566	540	26	4,9%
Demais Custos e Despesas Operacionais	1.573	1.498	75	5,0%

EBITDA

Em relação ao **EBITDA**, destaca-se o bom desempenho do segmento de Distribuição, em função dos ganhos de parcela B decorrentes da alta do consumo nas principais classes.

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

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	1.755	1.651	104	6,3%
Depreciação e Amortização	566	540	26	4,9%
Resultado Financeiro	816	551	265	48,1%
Imposto de Renda / Contribuição Social	728	789	(61)	-7,7%
EBITDA	3.865	3.530	335	9,5%

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Receitas	417	529	(113)	-21,3%
Despesas	(1.233)	(1.081)	(152)	14,1%
Resultado Financeiro	(816)	(551)	(265)	48,1%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(734)	(807)	73	-9,1%
Acréscimos e multas moratórias	119	83	35	42,5%
Marcação a mercado	(136)	88	(224)	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	(66)	81	(148)	-
Outras receitas e despesas	1	3	(2)	-68,0%
Resultado Financeiro	(816)	(551)	(265)	48,1%

O aumento das **despesas financeiras líquidas** foi reflexo principalmente da **Marcação a mercado**, devido à redução da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado no 1T24, em contrapartida ao aumento do *spread* de risco no 1T23. A **Atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, justificada principalmente pelo registro de saldo atualizável ativo no 1T23 e passivo no 1T24, também contribuiu para o aumento das despesas.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução das **despesas com a dívida líquida**, reflexo principalmente da queda do CDI no período.

Lucro Líquido

A alta de 6,3% reflete o aumento do **EBITDA**, decorrente principalmente do desempenho do segmento de Distribuição, parcialmente compensado pelas maiores **despesas financeiras líquidas**.

1.2) Endividamento

1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	30.687	27.618	(3.069)	11,1%
Disponibilidades	(5.400)	(5.071)	329	6,5%
Dívida Líquida	25.287	22.547	2.741	12,2%
Custo da Dívida	11,1%	13,4%	-	-17,1%

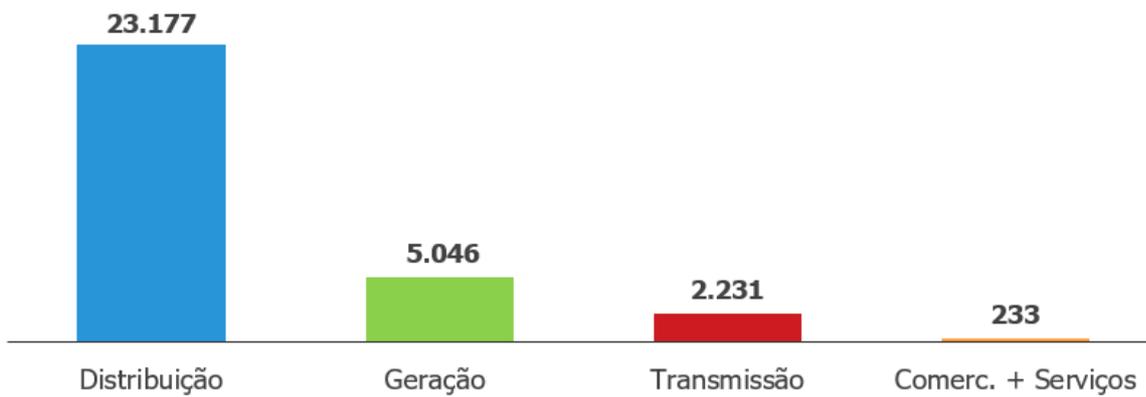
Breakdown por Fonte e por Indexação | Pós-Hedge



Para mitigar possíveis exposições ao risco de flutuações do mercado, cerca de R\$ 6,0 bilhões em dívida possuem operações de **hedge**.

Visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato, para as dívidas em moeda estrangeira (18,9% do total das dívidas em IFRS) foram contratadas operações de **swap**.

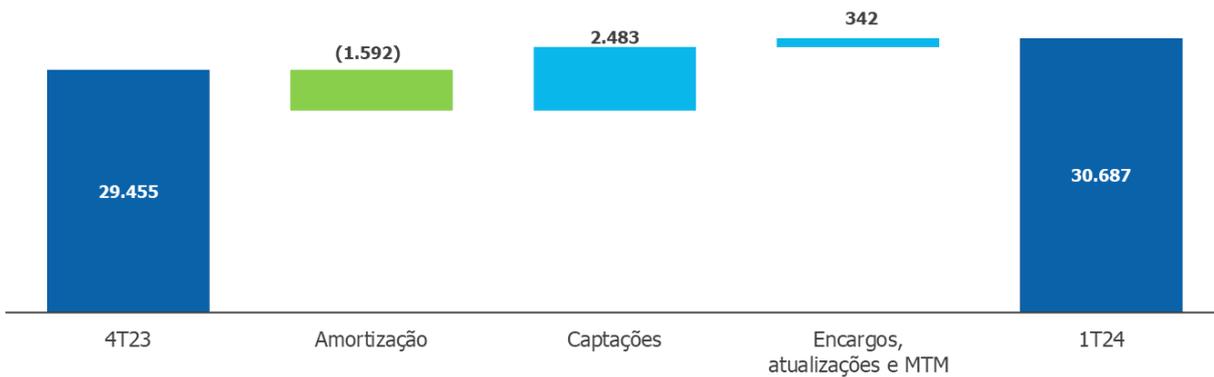
Dívida por Segmento – IFRS | R\$ Milhões



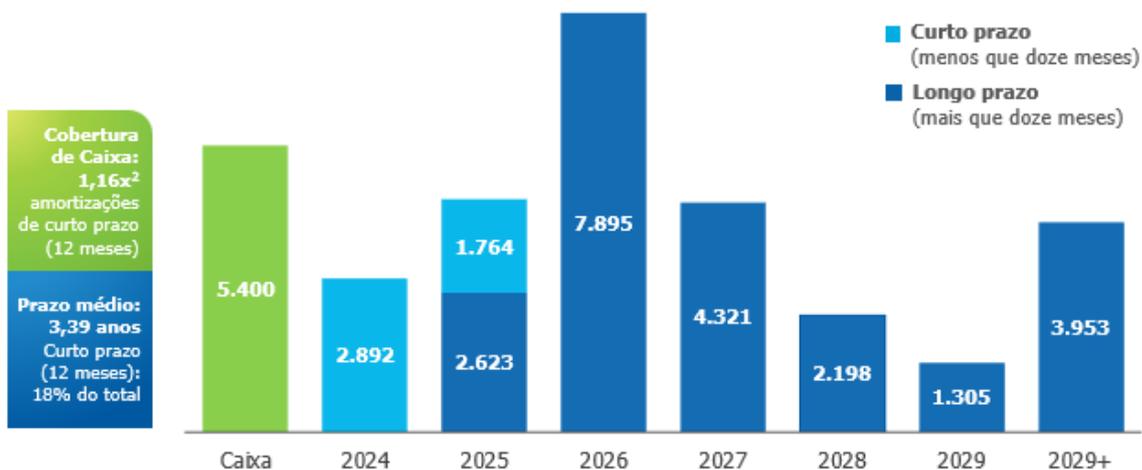
Notas:

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

Evolução do Saldo da Dívida – IFRS | março de 2024



Cronograma de Amortização da Dívida¹ – IFRS | Março de 2024



Notas:

- (1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos. Para se chegar ao total da dívida financeira de R\$ 30.687 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\$ 2.081 milhões.

1.2.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	31.129	28.176	2.952	10,5%
(-) Disponibilidades ²	(5.566)	(5.386)	(180)	3,3%
(=) Dívida Líquida	25.563	22.790	2.772	12,2%
EBITDA <i>Proforma</i> ³	13.241	13.397	(156)	-1,2%
Dívida Líquida / EBITDA	1,93	1,70	-	13,5%

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	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Distribuição	920	878	42	4,7%
Geração	50	84	(35)	-41,0%
Transmissão ¹	104	113	(8)	-7,4%
Comercialização	2	1	1	142,4%
Serviços e Outros ²	18	6	12	185,3%
Investimentos Realizados	1.094	1.082	12	1,1%

Notas:

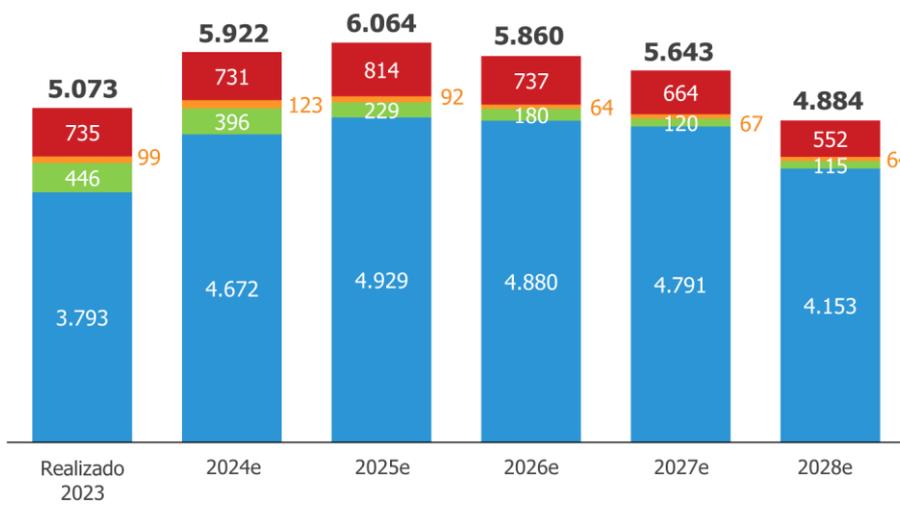
(1) Transmissoras não possuem ativos imobilizados, assim, considera-se a adição de ativos contratuais;

(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.

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.



Total
R\$ 28.373 milhões

Transmissão
R\$ 3.499 MM

Comercialização & Serviços
R\$ 410 MM

Geração
R\$ 1.039 MM

Distribuição²
R\$ 23.425 MM

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	1T24	1T23	Δ %
Energia renovável	Energia gerada por fontes renováveis	GWh	3.964	2.524	57,1%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	2.693	1.061	153,7%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	563	538	4,6%
	↳ Solar	GWh	0,3	0,3	-13,6%
	↳ Eólica	GWh	635	849	-25,2%
	↳ Biomassa	GWh	73	75	-2,6%
Smart Grid	Religadores automáticos instalados	unidade	18.304	16.728	9,4%
	Carga de energia telemetida	%	54,1%	55,8%	-3,0%
Inovação	Investimento em inovação P&D ANEEL	R\$ MM	9,0	7,5	20,9%
Descarbonização	Projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável	unidade	53	67	-20,9%
	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ MM	2,6	1,0	154,9%

Operações Sustentáveis					
Tema	Indicador	Unidade	1T24	1T23	Δ %
Economia circular	Transformadores reformados	unidade	2.520	3.092	-18,5%
	Alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa	toneladas	22.879	14.912	53,4%
Ecoeficiência	Consumo de água prédios administrativos	mil m ³	5	16	-71,7%
	Consumo de energia prédios administrativos	MWh	12.791	8.709	46,9%



Valor Compartilhado com a Sociedade

Tema	Indicador	Unidade	1T24	1T23	Δ %
Digitalização	Atendimentos digitais	%	90,1%	91,0%	-1,0%
	Pagamento de faturas por meio digital	%	74,3%	70,7%	5,1%
	Contas digitais	MM de unidades	4,7	4,4	5,2%
Comunidade	Investimentos de eficiência energética em hospitais públicos CPFL e RGE nos Hospitais	R\$ milhões	3,7	16,7	-77,9%
	Investimento em projetos socioambientais em comunidades Instituto CPFL, Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda e Meio Ambiente	R\$ milhões	4,3	14,1	-69,3%
	Pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil	153,2	304,9	-49,8%
	Unidades consumidoras de baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética PEE ANEEL	mil	0	2,4	-100,0%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Horas de treinamento ¹	mil	84,4	94,6	-10,7%
Diversidade	Negros na companhia	%	31,8%	27,0%	17,6%
	Mulheres em cargos de liderança	%	22,3%	21,0%	6,1%
Compras sustentáveis	Fornecedores críticos avaliados em critérios de sustentabilidade	%	88,5%	89,0%	-0,6%

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



Atuação Segura e Confiável

Tema	Indicador	Unidade	1T24	1T23	Δ %
Saúde e Segurança	Taxa de frequência de acidentes Próprios	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ¹	0,7	0,5	35,8%
	Taxa de frequência de acidentes Terceiros	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ¹	12,4	2,9	322,2%
	Acidentes fatais com a população	unidade	2,0	4,0	-50,0%
Ética	Colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	100%	91,0%	9,9%
Transparência	Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	unidade	2	2	-
	Mulheres no Conselho de Administração	unidade	1	1	-

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



3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS

3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO

3.1.1) Desempenho Operacional

3.1.1.1) Carga Líquida de Perdas | Área de Concessão

GWh	1T24	1T23	Δ GWh	Δ %	Part.
Mercado Cativo	11.444	10.986	459	4,2%	58,9%
Cliente Livre	7.975	7.494	480	6,4%	41,1%
Carga Líquida de Perdas	19.419	18.480	939	5,1%	100,0%

3.1.1.2) Venda de Energia | Área de Concessão

GWh	1T24	1T23	Δ GWh	Δ %	Part.
Residencial	6.289	5.645	645	11,4%	33,8%
Industrial	6.279	6.142	137	2,2%	33,7%
Comercial	3.338	3.036	303	10,0%	17,9%
Rural	814	861	(47)	-5,5%	4,4%
Outros	1.904	2.007	(103)	-5,1%	10,2%
Venda de Energia	18.625	17.690	935	5,3%	100,0%
Cativo					
<i>Residencial</i>	<i>6.289</i>	<i>5.645</i>	<i>644</i>	<i>11,4%</i>	<i>56,9%</i>
<i>Industrial</i>	<i>771</i>	<i>889</i>	<i>(118)</i>	<i>-13,3%</i>	<i>7,0%</i>
<i>Comercial</i>	<i>1.882</i>	<i>1.869</i>	<i>13</i>	<i>0,7%</i>	<i>17,0%</i>
<i>Rural</i>	<i>758</i>	<i>821</i>	<i>(63)</i>	<i>-7,7%</i>	<i>6,9%</i>
<i>Outros</i>	<i>1.355</i>	<i>1.380</i>	<i>(26)</i>	<i>-1,8%</i>	<i>12,3%</i>
Total Cativo	11.054	10.604	450	4,2%	100,0%
TUSD					
<i>Residencial</i>	<i>1</i>	<i>-</i>	<i>1</i>	<i>-</i>	<i>0,0%</i>
<i>Industrial</i>	<i>5.508</i>	<i>5.252</i>	<i>256</i>	<i>4,9%</i>	<i>72,8%</i>
<i>Comercial</i>	<i>1.456</i>	<i>1.167</i>	<i>289</i>	<i>24,8%</i>	<i>19,2%</i>
<i>Rural</i>	<i>56</i>	<i>40</i>	<i>16</i>	<i>40,3%</i>	<i>0,7%</i>
<i>Outros</i>	<i>549</i>	<i>626</i>	<i>(77)</i>	<i>-12,3%</i>	<i>7,3%</i>
Total TUSD	7.571	7.086	485	6,8%	100,0%

Destacam-se:

- Classe Residencial:** crescimento de 11,4%, favorecido sobretudo pelo resultado positivo da massa de renda e nível de emprego, somados ao notável aumento de temperatura registrado no estado de São Paulo. Observamos também efeitos positivos referentes ao calendário de faturamento, além do crescimento vegetativo das unidades consumidoras. Em contrapartida, o efeito de geração distribuída (GD) gerou impacto negativo na classe;

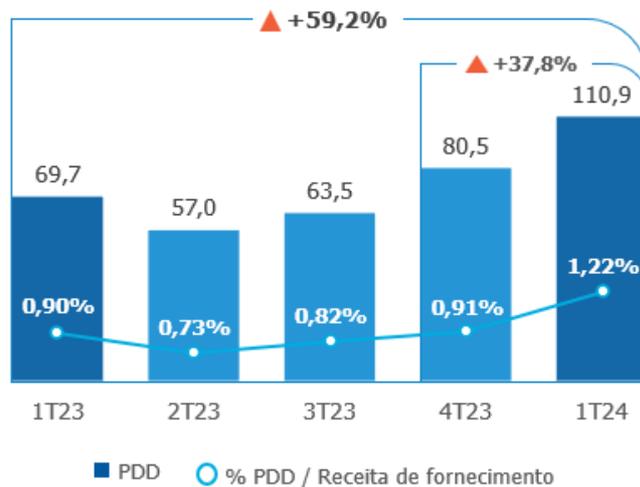
- Classe Industrial:** crescimento de 2,2%, ocasionado sobretudo pelo resultado positivo nos 3 setores de maior relevância na área de concessão, sendo eles: alimentos, químico e borracha & plástico, além de avanços nos setores de produtos metálicos e papel e celulose. Nesse mesmo sentido, está o dado divulgado para a produção industrial nacional, que registrou avanço de 1,9%. Entretanto, os sinais de desaceleração ainda persistem em 5 dos 10 principais setores produtivos do nosso mercado.
- Classe Comercial:** crescimento de 10,0%, principalmente em função do aumento de temperatura, que elevou a demanda por refrigeração nos estabelecimentos. Observamos alta no consumo das 10 atividades mais relevantes na área de concessão, com destaque para o varejo, que no mesmo período apresentou índices positivos na pesquisa nacional do comércio. Ademais, houve impacto positivo referente ao crescimento vegetativo desta classe. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo impacto negativo de geração distribuída (GD);
- Classe Rural:** redução de 5,5%, atribuída principalmente ao efeito de pluviometria, devido ao alto volume de chuvas ocorrido no estado do Rio Grande do Sul, que inibiu o emprego de irrigação nas áreas de concessão da RGE. O incremento relevante de GD também contribuiu para a queda no consumo desta classe, com ênfase para as unidades consumidoras situadas no estado do Rio Grande do Sul. Além disso, houve a prorrogação de prazo para a revisão cadastral de consumidores rurais, decisão que alterou artigos da Resolução Normativa 1.000/2021, resultando no recadastro de consumidores destinados às atividades que envolvem irrigação.
- Classe Outros:** redução de 5,1%, influenciada pelo efeito de pluviometria, com o alto volume de chuvas registrado no estado do Rio Grande do Sul e ao incremento de GD, ambos observados principalmente nas permissionárias localizadas nas áreas de concessão da RGE. Além disso, houve efeito negativo relacionado à migração de permissionárias para a Rede Básica.

3.1.1.3) Inadimplência

A PDD apresentou um aumento de R\$ 41 milhões em relação ao mesmo período de 2023 e um aumento de R\$ 30 milhões em relação ao 4T23. Com isso, o índice de PDD/Receita bruta de fornecimento alcançou 1,22%, situando-se acima do patamar da **média histórica de 0,7% a 0,8%**.

Esse resultado se deve ao aumento de carga gerado pelas altas temperaturas, que elevou o ticket médio das faturas dos clientes, bem como a inadimplência de curto prazo, gerando impacto especialmente nos clientes do Grupo B. Ademais, a redução no número de cortes no 4T23, em função do deslocamento das equipes para o atendimento de emergências, devido às severas tempestades ocorridas nesse período, influenciou na piora deste indicador.

A CPFL vem utilizando a inteligência nos processos como forma de controlar os indicadores de inadimplência, automatizando processos de cobrança, além de requalificar os nossos modelos, na busca por abordagens mais eficazes diante das mudanças no comportamento do cliente. Além disso, encerramos o trimestre com a realização de 528 mil cortes, resultado 7,3% acima da realização no último trimestre de 2023, após os eventos climáticos que impactaram esse processo



no 4T23 em toda a área de concessão. Ainda assim, fechamos o trimestre 15,9% abaixo do mesmo período de 2023.

3.1.1.4) Perdas

Acumulado 12 Meses¹	Mar-23	Jun-23	Set-23	Dez-23	Mar-24	ANEEL²
CPFL Energia	8,44%	8,19%	8,64%	8,76%	8,84%	7,87%
CPFL Paulista	8,49%	8,48%	9,10%	9,14%	9,20%	7,90%
CPFL Piratininga	7,43%	7,39%	7,65%	7,75%	7,90%	5,97%
RGE	9,34%	8,38%	8,73%	9,03%	9,18%	9,16%
CPFL Santa Cruz	7,23%	7,27%	7,62%	7,75%	7,58%	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 31/03/2024.

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia no período apresentou um aumento de 0,40 p.p., na comparação com o ano anterior, principalmente em decorrência do aumento da carga, gerado pela retomada do consumo e pelas altas temperaturas observadas nas concessionárias do estado de São Paulo. Desconsiderando o efeito do calendário de faturamento em ambos os períodos, o crescimento de perdas seria de 0,60 p.p. (8,15% em mar/23 vs. 8,75% em mar/24).

É importante ressaltar que, no caso da RGE, as perdas ajustadas pelo calendário de faturamento ficariam em 8,92% e, portanto, dentro do limite regulatório determinado pela ANEEL.

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 98,4 mil inspeções em unidades consumidoras;
- (iv) Substituição de mais de 15,3 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos equipamentos eletrônicos;
- (v) Visita a 1,6 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à revelia;
- (vi) Regularização de 4,9 mil unidades consumidoras, com avanço de consumo e sem contrato;
- (vii) Regularização de 359 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 134 notícias relacionadas aos operativos de combate à fraude e furtos pela CPFL.

3.1.1.5) DEC e FEC

O DEC mede a duração média, em horas, de interrupção por 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 do DEC e do FEC em mar/24 estão abaixo do observado no mesmo período de 2023. Todas as distribuidoras estão enquadradas nos

limites ANEEL.

Esses resultados podem ser atribuídos à contínua busca por melhoria por parte da CPFL na 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	1T24	1T23	Δ %	ANEEL ¹	FEC Interrupções	1T24	1T23	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	6,20	6,40	-3,1%	n.d	CPFL Energia	3,52	3,74	-5,9%	n.d
CPFL Paulista	5,15	5,14	0,2%	6,41	CPFL Paulista	3,29	3,46	-4,9%	5,08
CPFL Piratininga	4,76	4,80	-0,8%	6,04	CPFL Piratininga	3,21	3,54	-9,3%	4,98
RGE	8,90	9,67	-8,0%	10,50	RGE	4,10	4,43	-7,4%	7,20
CPFL Santa Cruz	5,24	4,53	15,7%	7,33	CPFL Santa Cruz	3,45	3,06	12,7%	6,10

Nota: (1) Limite ANEEL referente a 2024.

3.1.2) Eventos Tarifários

Descrição	RTAs ¹		RTPs ¹	
	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista	RGE	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.

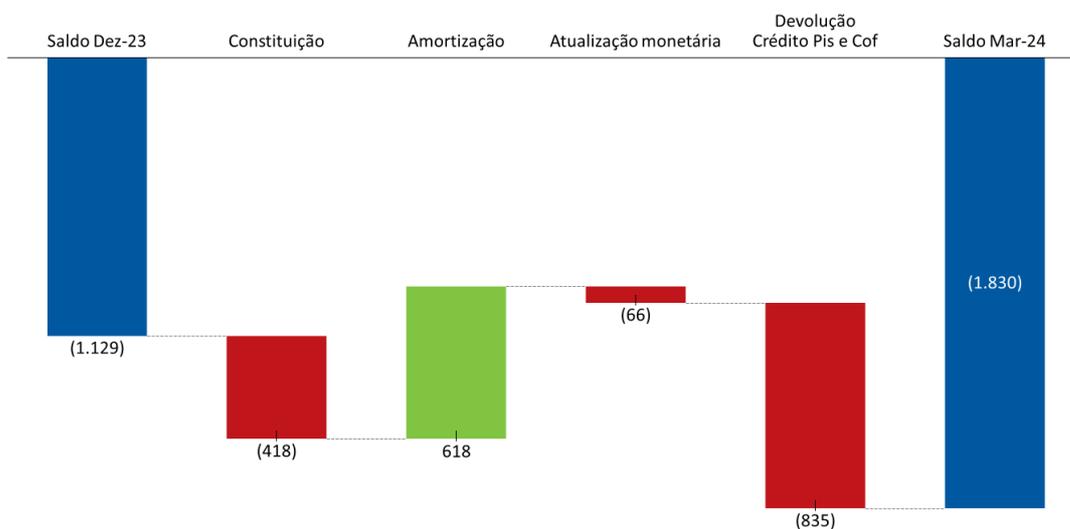
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	13.179	11.533	1.646	14,3%
Receita Operacional Líquida	8.611	8.215	396	4,8%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	7.713	7.382	332	4,5%
Custo com Energia Elétrica	(4.298)	(4.214)	(84)	2,0%
PMSO, Previdência e PDD	(880)	(841)	(38)	4,6%
Custos com construção de infraestrutura	(898)	(834)	(64)	7,7%
EBITDA¹	2.536	2.327	209	9,0%
Depreciação e Amortização	(303)	(286)	(17)	5,9%
Resultado Financeiro	(592)	(345)	(247)	71,5%
<i>Receitas Financeiras</i>	355	452	(97)	-21,5%
<i>Despesas Financeiras</i>	(947)	(798)	(150)	18,8%
Lucro Antes da Tributação	1.641	1.695	(55)	-3,2%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(483)	(577)	95	-16,4%
Lucro Líquido	1.158	1.118	40	3,6%

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 31 de março de 2024, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era negativo (passivo) em R\$ 1.830 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2023, houve uma variação de R\$ 701 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo se deu pela constituição líquida de um passivo de R\$ 418 milhões, principalmente nas linhas:

- (i) Custos com energia elétrica (R\$ 355 milhões);
- (ii) Repasse de Itaipu (R\$ 181 milhões);

- (iii) Neutralidade dos Encargos Setoriais (R\$ 159 milhões);
 Parcialmente compensado por ativos constituídos nas linhas de:
- (iv) Rede Básica (R\$ 199 milhões);
 - (v) CDE (R\$ 75 milhões);
 - (vi) Demais itens (R\$ 3 milhões).

A amortização foi de R\$ 618 milhões no período e a atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 66 milhões. Houve ainda, nesse período, a homologação da devolução para os consumidores do crédito de PIS/COFINS, no valor de R\$ 835 milhões.

Receita Operacional

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	11.011	9.546	1.465	15,3%
Energia Elétrica de Curto Prazo	35	76	(41)	-53,6%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	898	834	64	7,7%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	201	(31)	232	-
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	523	489	34	6,9%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	384	497	(113)	-22,7%
Outras Receitas e Rendas	177	159	18	11,5%
Multas DIC e FIC	(51)	(37)	(14)	36,1%
Receita Operacional Bruta - Total	13.179	11.533	1.646	14,3%
ICMS	(1.794)	(960)	(834)	86,8%
PIS e COFINS	(928)	(842)	(86)	10,2%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.559)	(1.347)	(212)	15,8%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(74)	(69)	(5)	6,6%
PROINFA	(80)	(87)	7	-7,8%
Outros	(132)	(12)	(121)	1027,2%
Deduções da Receita Operacional Bruta - Total	(4.568)	(3.317)	(1.250)	37,7%
Receita Operacional Líquida	8.611	8.215	396	4,8%

Receita Operacional Bruta

O aumento na **Receita com Venda de Energia (cativo + clientes livres)** ocorreu em decorrência: (i) do aumento de 5,1% da carga na área de concessão, principalmente em função do aumento de temperatura; (ii) dos reajustes tarifários médios positivos das distribuidoras, na percepção do consumidor; e (iii) do aumento do ICMS, decorrente do retorno da incidência na TUSD.

Por outro lado, houve uma queda na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão**, em função dos efeitos extraordinários relacionados ao ajuste da versão final do laudo de avaliação da RTP da CPFL Paulista (R\$ 136 milhões) no 1T23. Expurgado esse efeito, essa linha apresentaria uma variação de 6,5%, explicada pelo aumento de 18% na base de ativos. Na **Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão**, o aumento se deve ao maior Capex realizado no período.

Vale destacar ainda a variação positiva de R\$ 232 milhões na contabilização do **Ativo e Passivo**

Financeiro Setorial, decorrente principalmente da amortização de um passivo de R\$ 618 milhões e constituição líquida de um passivo de R\$ 417 milhões no 1T24, comparadas à amortização de um ativo de R\$ 154 milhões e constituição de um passivo de R\$ 185 milhões no 1T23.

Deduções da Receita Operacional Bruta

As deduções da receita operacional bruta apresentaram aumento, devido principalmente a: (i) o retorno da incidência do ICMS sobre a TUSD; (ii) o aumento na CDE, decorrente da maior CDE Escassez Hídrica e da inclusão da CDE GD; e (iii) a recomposição dos recursos à Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu.

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Itaipu	494	462	32	7,0%
PROINFA	92	101	(9)	-9,1%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	2.602	2.656	(53)	-2,0%
Crédito de PIS e COFINS	(278)	(285)	7	-2,4%
Energia Comprada para Revenda	2.910	2.934	(23)	-0,8%
Encargos da Rede Básica	1.084	931	153	16,5%
Encargos de Transporte de Itaipu	103	73	30	41,3%
Encargos de Conexão	64	67	(3)	-4,9%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	3	12	(9)	-73,7%
ESS / EER	275	327	(53)	-16,1%
Crédito de PIS e COFINS	(141)	(130)	(11)	8,4%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	1.387	1.280	108	8,4%
Custo com Energia Elétrica	4.298	4.214	84	2,0%

A redução dos **Custos com Energia Comprada para Revenda** decorre principalmente da redução de tarifas de **PROINFA** (redução dos valores das quotas de custeio) e redução de volume de energia comprada de **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**.

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, o aumento percebido no período analisado decorre principalmente da variação nos Encargos da Rede Básica devido aos reajustes na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), implementados pela Resolução 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)** a redução é percebida devido ao EER – Encargos de Energia de Reserva, principalmente em consequência do aumento de geração pelas usinas com Contratos de Energia de Reserva, já que nesse caso, a energia vendida é liquidada na CCEE ao valor de PLD, demandando menor necessidade de recursos via encargos.

PMSO

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Pessoal	309	291	18	6,2%
Material	70	80	(10)	-12,9%
Serviços de Terceiros	264	261	3	1,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	219	179	40	22,2%
<i>PDD</i>	<i>111</i>	<i>70</i>	<i>41</i>	<i>59,2%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>39</i>	<i>34</i>	<i>4</i>	<i>12,3%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>(1)</i>	<i>-2,4%</i>
<i>Outros</i>	<i>40</i>	<i>45</i>	<i>(5)</i>	<i>-10,9%</i>
PMSO	861	811	51	6,3%

O PMSO apresentou um aumento de 6,3% (R\$ 51 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Pessoal (aumento de R\$ 18 milhões):** refletem os reajustes salariais decorrentes dos acordos coletivos aplicados em 2023 e o aumento de 2,7% no *headcount*;
- MSO ligado à inflação (redução de R\$ 5 milhões) - principais impactos:** *hardware* e *software* (R\$ 2 milhões), arrendamentos e alugueis (R\$ 2 milhões) e ações de cobrança (R\$ 1 milhão);
- MSO não ligado à inflação (aumento de R\$ 38 milhões):** aumento na provisão para devedores duvidosos (PDD) (conforme explicado no item 3.1.1.5) e nas despesas legais e judiciais, parcialmente compensados pela redução do Opex relacionado ao Capex.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	(898)	(834)	(64)	7,7%
Entidade de Previdência Privada	(18)	(31)	12	-40,2%
Depreciação e Amortização	(303)	(286)	(17)	5,9%
Demais Custos/Despesas Operacionais	(1.219)	(1.150)	(69)	6,0%

EBITDA

O aumento no **EBITDA** é explicado principalmente pelo aumento da carga na área de concessão, impulsionado pelo efeito da temperatura, pelos reajustes tarifários médios positivos das distribuidoras e pela maior atualização do ativo financeiro da concessão, favorecido principalmente pela maior base de ativos.

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	1.158	1.118	40	3,6%
Depreciação e Amortização	303	286	17	5,9%
Resultado Financeiro	592	345	247	71,5%
Imposto de Renda / Contribuição Social	483	577	(95)	-16,4%
EBITDA	2.536	2.327	209	9,0%

EBITDA por Distribuidora

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
CPFL Paulista	1.122	1.079	43	4,0%
CPFL Piratininga	397	358	39	10,8%
RGE	922	819	103	12,6%
CPFL Santa Cruz	95	70	24	34,4%
EBITDA	2.536	2.327	209	9,0%

O EBITDA da CPFL Paulista teve variação de 4,0%, sendo impactado positivamente pelo incremento de Parcela B e crescimento de mercado. Além disso, a CPFL Paulista teve, no 1T23, o registro do laudo final de avaliação dos ativos para a RTP, o que elevou a base comparação em R\$ 136 milhões. Desconsiderando esse efeito a variação teria sido positiva em 19,0%.

Na CPFL Piratininga, o impacto é consequência do crescimento de mercado, principalmente cativo, com maior consumo no período.

Na RGE, o trimestre foi influenciado por um melhor mix de mercado, com crescimento no mercado residencial e comercial e também pela variação positiva da atualização do ativo financeiro da concessão, devido a maior base de ativos.

Já na CPFL Santa Cruz, a variação positiva de 34,4% é reflexo do incremento da Parcela B e mix de energia favorável.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Receitas	355	452	(97)	-21,5%
Despesas	(947)	(798)	(150)	18,8%
Resultado Financeiro	(592)	(345)	(247)	71,5%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(545)	(602)	57	-9,5%
Acréscimos e multas moratórias	119	84	35	41,6%
Marcação a mercado	(113)	72	(185)	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	(66)	81	(148)	-
Outras receitas e despesas	14	20	(6)	-30,8%
Resultado Financeiro	(592)	(345)	(247)	71,5%

O aumento de R\$ 185 milhões na linha de **Marcação a mercado (MTM)** é explicado pelo comportamento da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado no 1T24, que apresentou redução, em contrapartida ao aumento do *spread* de risco no 1T23.

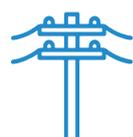
A despesa com a **Atualização do ativo e passivo financeiro setorial** teve aumento de R\$ 148 milhões, justificada principalmente pelo registro de saldo atualizável ativo no 1T23 e passivo no 1T24.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução das **Despesas com a dívida**

líquida, reflexo principalmente da queda do CDI no período.

Lucro Líquido

O **lucro líquido** apresentou um aumento de 3,6%, devido ao maior resultado do EBITDA e menor despesa com imposto de renda e contribuição social, compensados parcialmente pelo aumento das despesas líquidas financeiras.



3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO

3.2.1) Desempenho Operacional

Energia Gerada

GWh	1T24	1T23	Δ GWh	Δ %
Eólica	635	849	(214)	-25,2%
PCH	563	538	25	4,6%
UHE	2.693	1.061	1.632	153,7%
Biomassa	73	75	(2)	-2,6%
Solar	0,3	0,3	(0,0)	-13,6%
UTE	9,5	0	9	5734,7%
Total	3.974	2.524	1.450	57,4%

Disponibilidade

%	1T24	1T23	Δ p.p.	Δ %
Eólica	95,7%	95,3%	0,4	0,5%
PCH	98,2%	92,1%	6,1	6,7%
UHE	98,6%	98,1%	0,5	0,5%
Biomassa	99,4%	96,5%	2,9	3,0%
Solar	100,0%	100,0%	0,0	0,0%
UTE	99,6%	99,5%	0,1	0,1%

3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	1.184	1.235	(50)	-4,1%
Receita Operacional Líquida	1.076	1.127	(51)	-4,5%
Custo com Energia Elétrica	(126)	(134)	8	-6,0%
PMSO e Previdência	(84)	(134)	50	-37,1%
Equivalência Patrimonial	89	77	12	15,2%
EBITDA¹	955	937	18	1,9%
Depreciação e Amortização	(219)	(207)	(12)	5,7%
Resultado Financeiro	(131)	(140)	9	-6,4%
<i>Receitas Financeiras</i>	33	41	(8)	-18,9%
<i>Despesas Financeiras</i>	(164)	(181)	17	-9,2%
Lucro Antes da Tributação	605	589	15	2,6%
Lucro Líquido	475	453	22	4,8%

Nota:

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

Receita Operacional Líquida

O pior **desempenho das usinas eólicas** resultou em uma redução da receita. Os reajustes nos preços de energia, previstos em contrato (IPCA e IGP-M), ajudaram a amenizar este impacto.

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Energia de curto prazo	21	23	(2)	-9,7%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	44	49	(5)	-10,3%
Crédito de PIS e COFINS	(4)	(4)	0	-5,8%
Energia Comprada para Revenda	61	68	(7)	-10,4%
Encargos da Rede Básica	54	54	(0)	-0,1%
Encargos de Conexão	5	4	0	8,2%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	10	11	(1)	-8,9%
ESS/EER	0	0	(0)	-31,1%
Crédito de PIS e COFINS	(4)	(4)	(0)	6,1%
Encargos	65	66	(1)	-1,4%
Custo com Energia Elétrica	126	134	(8)	-6,0%

A menor quantidade de energia adquirida em **contratos bilaterais, ACR e ACL** foi o principal fator para a redução de custo, mesmo sendo parcialmente compensada pelo maior preço médio.

PMSO

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Pessoal	44	41	2	5,9%
Material	10	10	1	6,1%
Serviços de Terceiros	69	58	11	19,4%
Outros	(37)	25	(62)	-
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>(2)</i>	<i>(1)</i>	<i>(1)</i>	<i>46,2%</i>
<i>Prêmio do Risco do GSF</i>	<i>6</i>	<i>5</i>	<i>0</i>	<i>5,8%</i>
<i>Ajustes a Valor Justo de Investimento (efeito não caixa)</i>	<i>(56)</i>	<i>-</i>	<i>(56)</i>	<i>0,0%</i>
<i>Legais, Judiciais e Indenizações</i>	<i>(2)</i>	<i>(1)</i>	<i>(1)</i>	<i>146,3%</i>
<i>Outros</i>	<i>17</i>	<i>22</i>	<i>(5)</i>	<i>-21,1%</i>
PMSO	86	134	(48)	-35,6%

A variação nas despesas com PMSO são explicadas principalmente pela contabilização do efeito extraordinário de Paulista Lajeado (efeito não caixa), como já explicado no Capítulo 1: +R\$ 56 milhões.

Expurgando esse efeito, o PMSO teria um aumento de 6,2%. As principais razões para esse aumento são: ampliação nos gastos com manutenção de *hardware* e *software* e com máquinas e equipamentos, que impactaram os **Serviços de Terceiros**.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Entidade de Previdência Privada	(2)	(0)	(2)	1001,7%
Depreciação e Amortização	172	165	7	4,2%
Amortização do Intangível da Concessão	47	42	5	11,5%
Demais Custos/Despesas Operacionais	217	207	10	4,8%

Equivalência Patrimonial

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
UHE Barra Grande	2	2	1	35,5%
UHE Foz do Chapecó	65	58	7	13,0%
UTE Epasa	21	17	4	23,4%
Equivalência Patrimonial	89	77	12	15,8%

Nota:

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

Barra Grande

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	17	15	2	15,5%
Custos/Disp. Operacionais	(6)	(6)	0	-2,3%
Depreciação e Amortização	(4)	(4)	(0)	1,4%
Resultado Financeiro	(4)	(2)	(2)	65,4%
IR/CS	(1)	(1)	(0)	33,8%
Lucro Líquido	2	2	1	35,5%

A maior tarifa resultou em aumento na **Receita Líquida**, enquanto os **Custos e Despesas Operacionais** permaneceram em linha. Maiores despesas com UBP, corrigidas mensalmente por IGP-M, aumentaram a **Despesa Financeira Líquida**.

Foz do Chapecó

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	163	161	1	0,8%
Custos/Disp. Operacionais	(33)	(36)	3	-8,9%
Depreciação e Amortização	(13)	(13)	0	-0,9%
Resultado Financeiro	(22)	(25)	3	-11,2%
IR/CS	(32)	(29)	(3)	9,8%
Lucro Líquido	65	58	7	13,0%

O maior preço da energia suprida gerou aumento na **Receita Líquida**, compensada por ajuste da CFURH, enquanto a menor quantidade de energia reduziu os **Custos e Despesas Operacionais**. Menores despesas com UBP, indexadas por IGP-M e IPCA, e redução nos encargos de dívidas reduziram a **Despesa Financeira Líquida**, porém foram compensados pela redução

nas rendas de aplicações financeiras e maiores atualizações monetárias e cambiais.

Epasa

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	48	41	7	16,1%
Custos/Desp. Operacionais	(13)	(12)	(1)	7,3%
Depreciação e Amortização	(12)	(12)	(0)	0,2%
Resultado Financeiro	4	5	(1)	-27,0%
IR/CS	(5)	(4)	(0)	10,8%
Lucro Líquido	21	17	4	23,4%

Com o reajuste anual da receita e maior despacho da geração, houve aumento na **Receita Líquida** e nos **Custos e Despesas Operacionais**. O menor saldo de caixa resultou em uma **Receita Financeira Líquida** menor.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Receitas	33	41	(8)	-18,9%
Despesas	(164)	(181)	17	-9,2%
Resultado Financeiro	(131)	(140)	9	-6,4%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(110)	(141)	30	-21,7%
Marcação a mercado	(2)	15	(17)	-
Outras receitas e despesas	(18)	(14)	(4)	32,0%
Resultado Financeiro	(131)	(140)	9	-6,4%

As despesas financeiras líquidas reduziram principalmente por conta da **redução do IPCA** no período, que afetou as **Despesas com a Dívida Líquida**.

EBITDA e Lucro Líquido

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	475	453	22	4,8%
Depreciação e Amortização	219	207	12	5,7%
Resultado Financeiro	131	140	(9)	-6,4%
Imposto de Renda / Contribuição Social	130	137	(6)	-4,7%
EBITDA	955	937	18	1,9%

O efeito extraordinário do ajuste de Paulista Lajeado, de +R\$ 56 milhões, foi o principal impacto no **EBITDA**, fator que foi parcialmente compensado pela piora da geração eólica.

Esta melhora do EBITDA foi refletida no desempenho do **Lucro Líquido**.



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 2023-2024 ¹ (R\$ milhões)	RAP Prevista 2023-2024 (R\$ milhões)	Km de Rede
CONTRATO 055/01	31/12/2002	31/12/2042	100%	IPCA	1.069	182	5.829
SUL II	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	42	-	75
TESB	27/07/2011	27/07/2041	98%	IPCA	37	-	98
SUL I	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	34	-	307
CONTRATO 080/02	18/12/2002	18/12/2032	100%	IGP-M	21	-	127
MORRO AGUDO	24/03/2015	24/03/2045	100%	IPCA	19	-	-
PIRACICABA	24/02/2013	24/02/2043	100%	IPCA	15	-	-
CONTRATO 004/01 (CAC 3)	31/03/2021	31/03/2051	100%	IPCA	12	-	-
MARACANAÚ	21/09/2018	21/09/2048	100%	IPCA	10	-	-
ETAU ²	18/12/2002	18/12/2032	10%	IGP-M	55	-	188
TPAE ²	19/11/2009	19/11/2039	10%	IPCA	11	-	12

Notas:

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

(2) Contratos consolidados por equivalência.

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	1T24	1T23	Δ MWh	Δ %
ENS	367,29	305,65	61,64	20%

O aumento está relacionado com alterações climáticas provocadas por incidência do 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).

%	1T24	1T23	Δ %
PVd	-1,099%	0,855%	-

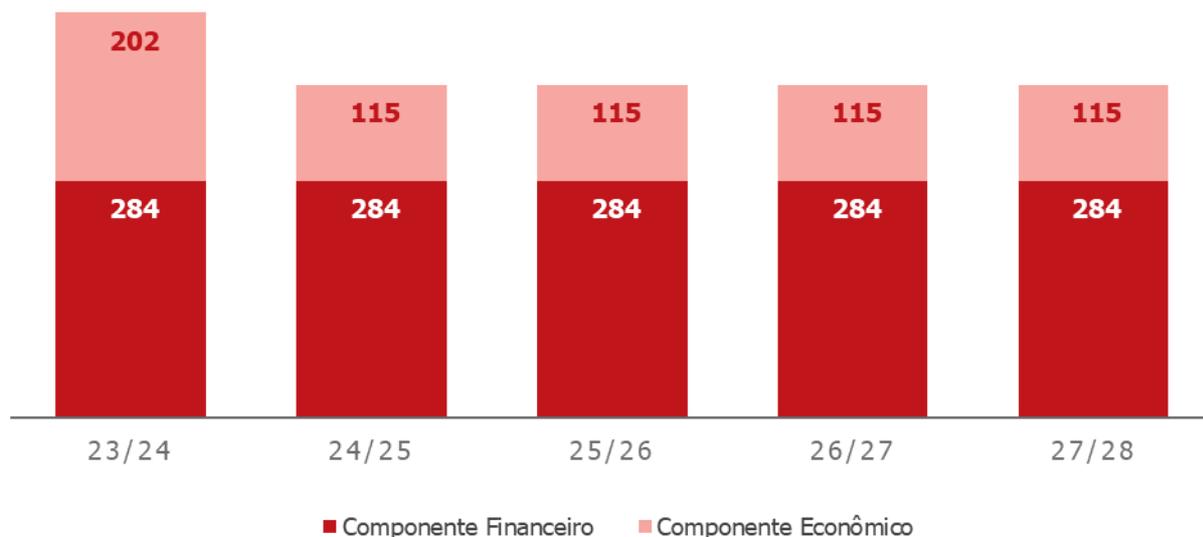
A variação no desempenho do indicador é justificada em função da reativação, em fevereiro de 2024, da liminar de devolução dos descontos referentes ao desligamento de duas Linhas de Transmissão ocorridos em janeiro/2022 (LT 230 kV Cidade Industrial / Guaíba 2 C1 e LT 230 kV Eldorado do Sul Guaíba 2 C1).

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 mera estimativa baseada na vida útil dos ativos.

Fluxo de Recebimento¹ | R\$ milhões



Nota: (1) Valores do gráfico estão na data base Junho/2023 e devem ser atualizados por IPCA.

RTA – Reajuste Tarifário Anual

De acordo com a REH nº 3.216/2023, para o ciclo de 01/07/2023 a 30/06/2024, a receita (RAP) somada à Parcela de Ajuste (PA) do **Contrato de Concessão nº 055/2001**, totaliza cerca de R\$ 1,07 bilhão, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- (i) Correção monetária pelo IPCA, em relação ao ciclo 2022/2023;
- (ii) “Reperfilamento” do componente financeiro da Portaria MME nº 120/2016 (RBSE);
- (iii) Desconto da Parcela de Ajuste (PA), cujo impacto negativo se deve, principalmente, pela devolução de receita recebida antecipadamente no ciclo 2022/2023;
- (iv) Ampliação de instalações, entrada em operação de novos reforços, seccionamento de linhas e melhorias, realizados durante o ciclo de 2022/2023, incrementaram a receita da transmissora.

Contrato de Concessão nº 055/2001

REH 3067/2022*	Recursos Ganhos (REH 3067/2022)	Correção (IPCA)	Baixas	RBSE	REH 3216/2023*	REH 3216/2023*	Parcela de Ajuste	REH 3216/2023
933,60	1,19	36,68	(2,92)	3,28	150,19	1.122,02	(53,17)	1.068,85

Nota: (*) Valor homologado desconsiderando a Parcela de Ajuste (PA).

Os contratos da **LT P. Médico – Pelotas 3, TESB, CPFL Piracicaba, CPFL Maracanaú e CPFL Morro Agudo** no processo de Revisão Tarifária Periódica para o ciclo 2023/2024 foram reajustados pelo indexador do contrato, IGP-M para o contrato 080 e IPCA para os demais, além do desconto da Parcela de Ajuste.

Número do contrato de Concessão	REH 3067/2022*	Indexador	Energização de Projetos	REH 3216/2023*	Parcela de Ajuste	REH 3216/2023
080/2002 (LT P.Médico Pelotas 3)	22,44	(1,00)		21,44%	(0,45)	20,99
001/2011 (TESB)	27,92	1,10	8,21	37,23%	(6,03)	31,20
003/2013 (PIRACICABA)	14,84	0,58		15,43%	(0,25)	15,17
020/2018 (MARACANAÚ)	10,26	0,40		10,66	(0,19)	10,47
006/2015 (MORRO AGUDO)	18,34	0,72		19,06%	(0,39)	18,67

Nota: (*) Valor homologado desconsiderando a Parcela de Ajuste (PA).

Já para os contratos da **CPFL Sul I e CPFL Sul II**, como os projetos foram energizados no ciclo 2022/2023, passando a perceber uma receita a partir de dezembro e setembro de 2022, respectivamente, os reajustes tarifários do ciclo 2023/2024 tiveram uma parcela de ajuste para devolução da receita recebida antecipadamente no ciclo 2022/2023.

Número do Contrato de Concessão	REH 3216/2023*	Parcela de Ajuste	REH 3216/2023
005/2019 (SUL I)	34,86	(0,68)	34,17
011/2019 (SUL II)	43,19	(2,41)	40,77

Nota: (*) Valor homologado desconsiderando a Parcela de Ajuste (PA).

Em relação ao **Contrato de Concessão nº 004/2021 (Cachoeirinha 3)**, a transmissora recebe a RAP pela prestação do serviço público de transmissão prevista para 2024, no montante de R\$ 11,5 milhões, desde a entrada em operação dos ativos.

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	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	398	337	61	18,0%
Receita Operacional Líquida	327	275	52	18,9%
PMSO, Previdência e PDD	(106)	(128)	22	-17,0%
Equivalência Patrimonial	3	1	3	324,7%
EBITDA¹	253	177	76	42,8%
Depreciação e Amortização	(29)	(29)	0	-1,4%
Resultado Financeiro	(80)	(41)	-39	95,2%
<i>Receitas Financeiras</i>	13	22	-10	-43,0%
<i>Despesas Financeiras</i>	(93)	(63)	-29	46,6%
Lucro Antes da Tributação	144	107	37	35,0%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(27)	(21)	-6	27,3%
Lucro Líquido	117	86	32	36,9%

Receita Operacional

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Contrato de Concessão 055/2001	348	300	48	16,2%
Sul II	11	7	4	52,7%
TESB	10	9	1	14,8%
Sul I	9	7	2	27,4%
Contrato de Concessão 080/2002	5	5	0	-1,5%
Morro Agudo	6	3	2	79,2%
Piracicaba	4	4	0	5,0%
Contrato de Concessão 004/2001 (CAC 3)	2	-	2	-
Maracanaú	3	2	1	22,4%
Encargos Regulatórios	(37)	(33)	-4	11,3%
Receita Bruta	398	337	61	18,0%
Deduções da Receita	(34)	(29)	-5	17,4%
Receita Líquida	327	275	52	18,9%

O aumento percebido na **receita operacional** é principalmente devido ao reajuste tarifário do ciclo 2023/2024, do contrato de concessão 055, além da entrada em operação de Sul I, Sul II, que estavam parcialmente em operação no 1T23, e de Cachoeirinha 3, que entrou em operação no 4T23. Já os encargos regulatórios, que fazem parte da receita faturada, junto às subvenções tarifárias, aumentaram.

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

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Pessoal	(30)	(33)	3	-8,8%
Material	3	(1)	4	-
Serviços de Terceiros	(21)	(19)	(3)	15,7%
Entidade de Previdência Privada	(20)	(16)	(4)	24,2%
Outros	(9)	(30)	21	-70,9%
PMSO	(77)	(99)	21	-21,6%
Depreciação e Amortização	(29)	(29)	0	-1,4%
PMSO, depreciação e amortização	(106)	(128)	22	-17,0%

O **PMSO** apresentou uma redução, devido principalmente a uma redução nas provisões trabalhistas e cíveis, fruto do processo de reavaliação da base processual realizado ao longo do ano de 2023.

EBITDA

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	117	86	32	36,9%
Depreciação e Amortização	29	29	(0)	-1,4%
Resultado Financeiro	80	41	39	95,2%
Imposto de Renda / Contribuição Social	27	21	6	27,3%
EBITDA	253	177	76	42,8%

O aumento no EBITDA se deve principalmente à entrada em operação dos projetos Sul I, Sul II e Cachoeirinha 3 e pelos reajustes dos contratos da CPFL-T, bem como à redução nas despesas operacionais, conforme mostrado anteriormente.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Receitas	14	21	(7)	-31,9%
Despesas	(96)	(64)	(31)	49,1%
Resultado Financeiro	(81)	(43)	(38)	88,2%

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(63)	(44)	(19)	42,3%
Marcação a Mercado	(21)	-	(21)	-
Outras receitas e despesas	2	1	1	126,7%
Resultado Financeiro	(81)	(43)	(38)	88,2%

A piora no resultado financeiro se deu devido, principalmente, ao aumento nas despesas com encargos de dívidas, fruto das novas captações que foram realizadas ao longo do ano passado.

Lucro Líquido

O lucro líquido apresentou um aumento de 82,8%, refletindo o aumento da receita dos contratos e a redução no PMSO, parcialmente compensado pela piora no resultado financeiro.

3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro | IFRS

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	493	463	30	6,6%
Receita Operacional Líquida	422	399	23	5,7%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	297	308	-11	-3,5%
PMSO, Previdência e PDD	(81)	(92)	11	-12,3%
Custos com construção de infraestrutura	(88)	(81)	-7	9,3%
Equivalência Patrimonial	3	3	0	12,0%
EBITDA¹	256	229	27	11,8%
Depreciação e Amortização	(11)	(15)	3	-22,9%
Resultado Financeiro	(81)	(43)	-38	88,2%
<i>Receitas Financeiras</i>	14	21	-7	-31,9%
<i>Despesas Financeiras</i>	(96)	(64)	-31	49,1%
Lucro Antes da Tributação	163	171	-8	-4,6%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(39)	(49)	10	-20,2%
Lucro Líquido	125	123	2	1,7%

Nota: 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	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	550	620	(70)	-11,3%
Receita Operacional Líquida	463	520	(57)	-11,0%
Custo com Energia Elétrica	(404)	(506)	102	-20,2%
PMSO, Previdência e PDD	(16)	(14)	(2)	11,8%
EBITDA¹	44	1	43	7050,6%
Depreciação e Amortização	(1)	(1)	(0)	11,2%
Resultado Financeiro	(6)	(30)	25	-81,6%
<i>Receitas Financeiras</i>	20	8	12	153,7%
<i>Despesas Financeiras</i>	(25)	(38)	13	-33,9%
Lucro Antes da Tributação	37	(31)	68	-
Imposto de Renda e Contribuição Social	(7)	(0)	(7)	2000,4%
Lucro Líquido	29	(31)	61	-

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

Serviços

R\$ Milhões	1T24	1T23	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	321	244	77	31,6%
Receita Operacional Líquida	296	224	72	32,1%
PMSO, Previdência e PDD	(212)	(179)	(33)	18,7%
EBITDA¹	83	45	38	85,1%
Depreciação e Amortização	(15)	(13)	(2)	17,9%
Resultado Financeiro	5	3	1	41,2%
<i>Receitas Financeiras</i>	6	6	0	7,7%
<i>Despesas Financeiras</i>	(2)	(3)	1	-32,7%
Lucro Antes da Tributação	73	36	37	104,8%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(19)	(7)	(12)	176,6%
Lucro Líquido	54	29	25	87,7%

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



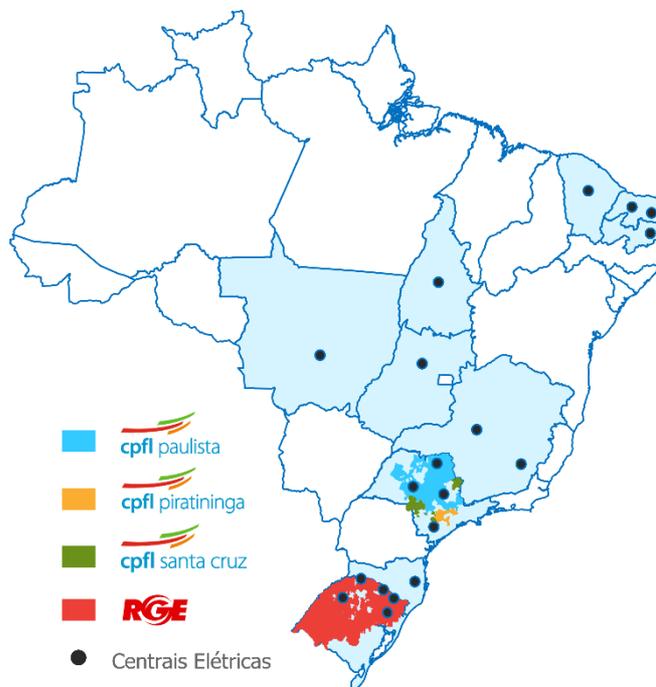
Perfil da Empresa e Estrutura Societária

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 13,2% de participação no Brasil, atendendo cerca de 10,5 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 14,9 mil MVA e mais de 6 mil quilômetros de linhas de transmissão. Conta ainda com uma operação nacional por meio da CPFL Soluções, fornecendo soluções integradas em gestão e comercialização de energia, eficiência energética, geração distribuída, infraestrutura energética e serviços de consultoria. Para acessar o Mapa de Atuação detalhado, [clique aqui](#).



Estratégia de Crescimento

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](#).

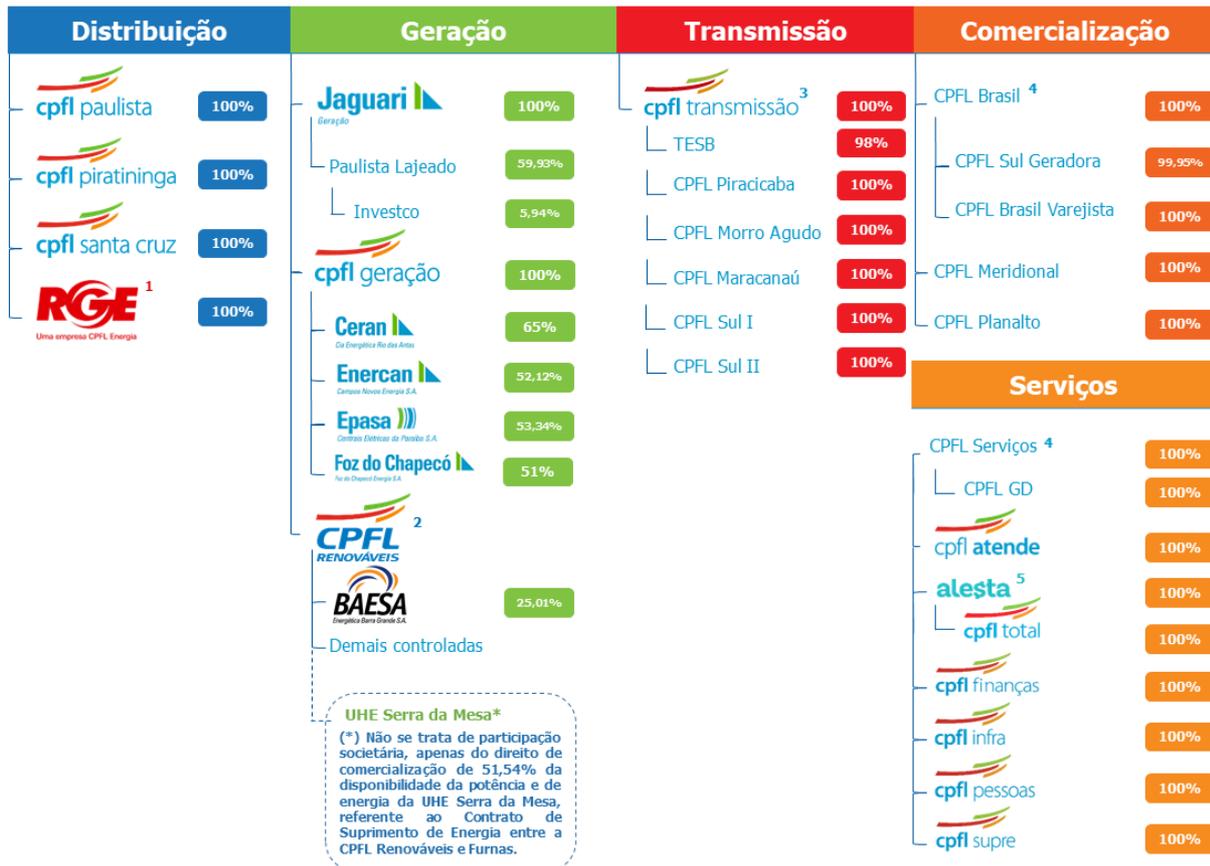


83,71%



Free Float

16,29%



Base: 30/04/2024

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 ajustado². 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](#).

² 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.

