

Resultados 1T25

**Energia para um futuro
mais sustentável**



VIDEOCONFERÊNCIA
16 de maio de 2025

Horário: 11h00 (BRT) | 10h00 (ET)

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

[Clique aqui](#) ou pelo QR Code





Mensagem do Presidente

Iniciamos mais um ano cheio de desafios e expectativas. Neste trimestre, alcançamos mais uma vez resultados operacionais e econômico-financeiros consistentes em todos os nossos segmentos, atingindo um Ebitda de R\$ 3,85 bilhões e lucro líquido de R\$ 1,62 bilhão.

No segmento de Distribuição, as vendas de energia na área de concessão tiveram um acréscimo de 1,6%, com destaque para as classes residencial e industrial que apresentaram crescimentos de 2,7% e 1,3%, respectivamente, favorecidas pelo crescimento vegetativo e efeitos macroeconômicos. Além disso, melhoramos nossa PDD em aproximadamente 31% quando comparamos com o mesmo período do ano passado.

No segmento de Geração, apesar das restrições de geração, a energia eólica gerada teve alta de 5,0%, em comparação com 2024. O *curtailment* impediu que a geração crescesse mais 22%, o que representou um impacto de R\$ 47 milhões no Ebitda do 1T25.

Com relação ao Capex, neste trimestre realizamos investimentos no total de R\$ 1,2 bilhão, uma alta de 13,2%, onde aproximadamente 82% desse montante foi destinado à Distribuição. No ano, continuamos com nossa estimativa de atingir um Capex de R\$ 6,5 bilhões.

Adicionalmente, praticando nossa disciplina financeira, finalizamos o trimestre com posição de caixa de R\$ 4,1 bilhões e índice de cobertura de caixa de 0,97 vezes as amortizações de curto prazo. A dívida líquida da CPFL Energia alcançou 2,04 vezes o EBITDA, no critério de medição dos *covenants* financeiros.

Em 26 de abril de 2025, na Assembleia de Acionistas foi aprovada a destinação do lucro líquido de 2024, considerando o pagamento de dividendos no valor de R\$ 3,22 bilhões, ou R\$ 2,79/ação. O pagamento será efetuado até 31 de dezembro de 2025, em data específica a ser oportunamente informada aos acionistas e ao mercado. A Companhia segue com sua estratégia balanceando crescimento e pagamento de dividendos.

No âmbito de ESG, fico feliz em anunciar que divulgamos no final de março mais uma edição do nosso Relatório Anual de Sustentabilidade, com um balanço de nossas melhores práticas inseridas em nossos 24 compromissos assumidos no âmbito do Plano ESG 2030, agora com a adição de nosso novo compromisso de resiliência climática.

Por fim, gostaria de ressaltar que estamos evoluindo no processo de prorrogação de nossas principais concessões de distribuição e agora aguardamos as devidas validações pela agência reguladora e MME. E seguimos convictos de que a estratégia definida para o Grupo tem bases sólidas, como a disciplina financeira, os investimentos em busca de eficiência e excelência do serviço prestado a todos os seus clientes, o foco nos resultados financeiros e na criação de valor para seus acionistas e investidores, e a sustentabilidade dos nossos negócios.

Gustavo Estrella
Presidente da CPFL Energia

Resumo dos Principais Indicadores

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Carga na Área de Concessão - GWh	19.745	19.421	324	1,7%
Vendas na Área de Concessão - GWh	18.917	18.625	292	1,6%
<i>Mercado Cativo</i>	10.469	11.054	(585)	-5,3%
<i>Cliente Livre</i>	8.449	7.571	878	11,5%
Receita Operacional Bruta	15.410	14.987	423	2,8%
Receita Operacional Líquida	10.655	10.166	489	4,8%
EBITDA⁽¹⁾ Consolidado	3.852	3.865	(14)	-0,4%
<i>Distribuição</i>	2.532	2.536	56	2,2%
<i>Geração</i>	855	355	(100)	-10,5%
<i>Transmissão</i>	360	256	104	40,5%
<i>Comercialização, Serviços & Outros</i>	45	118	(74)	-62,4%
Lucro Líquido Consolidado	1.615	1.755	(140)	-8,0%
<i>Distribuição</i>	1.094	1.158	(64)	-5,5%
<i>Geração</i>	400	475	(75)	-15,7%
<i>Transmissão</i>	180	125	56	44,6%
<i>Comercialização, Serviços & Outros</i>	(58)	(2)	(57)	3117,6%
Dívida Líquida⁽²⁾	26.530	25.563	967	3,8%
Dívida Líquida / EBITDA ⁽²⁾	2,04	1,93	0,11	5,8%
Investimentos⁽³⁾	1.238	1.094	144	13,2%
Preço da Ação (R\$/ação)	37,70	34,81	2,89	8,3%
Volume Médio Diário	78	72	6	8,3%

Notas:

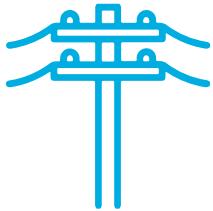
- (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Resolução CVM 156/22. Vide cálculo no item 2.1 deste relatório;
- (2) No critério dos *covenants* financeiros, que considera a participação da CPFL Energia nos projetos de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

Os dados que constam desse release bem como um maior detalhamento deles estão disponíveis em Excel, na **Base Histórica de Informações** da CPFL Energia, disponível no site de RI. [Para acessá-la, clique aqui.](#)

Em caso de dúvidas, [Fale com o RI](#).



Destaques



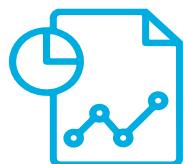
Carga na Área de Concessão¹
+1,7%



Inadimplência Distribuição
-31,1%
e índice PDD/receita² de **0,87%**



EBITDA
R\$ 3.852
milhões (-0,4%)



Lucro Líquido
R\$ 1.615
milhões (-8,0%)



Dívida Líquida
R\$ 26,5
bilhões e alavancagem de **2,04x** (Dívida Líquida/ EBITDA³)



CAPEX
R\$ 1.238
milhões (+13,2%)



No processo de **Renovação de Concessões** as distribuidoras **RGE, CPFL Paulista e CPFL Piratininga** manifestaram à Aneel a intenção de prorrogar antecipadamente as concessões



Nossas distribuidoras foram reconhecidas pelo **Prêmio ANEEL de Satisfação do Consumidor**. A **CPFL Santa Cruz** foi eleita, pelo 4º ano consecutivo, como a **melhor Distribuidora da região Sudeste** e a **RGE** conquistou o **1º lugar na região Sul**, pelo 3º ano consecutivo.



Divulgamos o **Relatório Anual de Sustentabilidade** com os resultados das nossas **práticas anuais** e dos **compromissos ESG**

1) Carga líquida de perdas; 2) Receita de fornecimento; 3) No critério dos *covenants* financeiros.

Índice

1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA	6
1.1) Desempenho Econômico-Financeiro.....	6
1.2) Endividamento	11
1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS.....	11
1.2.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	12
1.3) Investimentos	13
1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento	13
1.3.2) Investimentos Previstos	13
2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG.....	14
2.1) Plano ESG 2030	14
2.2) Principais Indicadores	15
3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS	17
3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO	17
3.1.1) Desempenho Operacional	17
3.1.1.1) Carga Líquida de Perdas Área de Concessão	17
3.1.1.2) Venda de Energia Área de Concessão	17
3.1.1.3) Inadimplência.....	18
3.1.1.4) Perdas	19
3.1.1.5) DEC e FEC.....	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.....	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	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	15.410	14.987	423	2,8%
Receita Operacional Líquida	10.655	10.166	489	4,8%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	9.498	9.143	355	3,9%
Custo com Energia Elétrica	(4.623)	(4.329)	(294)	6,8%
PMSO, Previdência e PDD	(1.176)	(1.091)	(86)	7,9%
Custos com construção de infraestrutura ¹	(1.065)	(973)	(93)	9,5%
Equivalência Patrimonial	61	92	(31)	-33,9%
EBITDA¹	3.852	3.865	(14)	-0,4%
Depreciação e Amortização	(590)	(566)	(24)	4,2%
Resultado Financeiro	(869)	(816)	(53)	6,5%
<i>Receitas Financeiras</i>	387	417	(29)	-7,0%
<i>Despesas Financeiras</i>	(1.257)	(1.233)	(24)	2,0%
Lucro Antes da Tributação	2.392	2.483	(91)	-3,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(777)	(728)	(49)	6,7%
Lucro Líquido	1.615	1.755	(140)	-8,0%

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

Efeitos não caixa, itens extraordinários e outros

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

Efeitos no EBITDA R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Efeitos não Caixa (recorrentes)				
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	486	384	101	26,4%
Despesas legais e judiciais	(54)	(53)	(2)	3,0%
Baixa de ativos	(42)	(27)	(15)	54,7%
Itens extraordinários				
Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)	8	62	(54)	-86,5%

Explicação dos itens extraordinários

- Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa): Efeito positivo de R\$ 8 milhões no 1T25, comparado ao efeito positivo de R\$ 62 milhões no 1T24, por conta da remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado;

Outros números relevantes para a análise do resultado

Efeitos no EBITDA Segmento de Transmissão	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
EBITDA IFRS	360	256	104	40,6%
EBITDA Regulatório	198	253	(55)	-21,9%
Diferença do IFRS (-) Regulatório	162	3		
Efeitos no Resultado Financeiro R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Acréscimos e multas moratórias	123	119	4	3,3%
Marcação a mercado (MTM) da Dívida	23	(138)	161	-

Para o resultado financeiro é importante destacar o seguinte efeito:

- Marcação a mercado (MTM) da Dívida: houve um ganho relacionado às novas captações realizadas nesse trimestre, além da variação positiva decorrente de uma menor redução na curva de *spread* de risco nesse trimestre, se comparada ao ano passado.

Receita Operacional Líquida por Segmento

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Distribuição	8.769	8.611	158	1,8%
Geração	1.062	1.076	(14)	-1,3%
Transmissão	604	422	182	43,1%
Comercialização	636	463	173	37,4%
Serviços	302	296	7	2,3%
Eliminações e Outros	(719)	(702)	(17)	2,4%
Receita Operacional Líquida	10.655	10.166	489	4,8%

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

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

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Itaipu	531	494	37	7,5%
PROINFA	135	92	44	47,5%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	3.103	2.688	415	15,4%
Crédito de PIS e COFINS	(328)	(284)	(43)	15,3%
Energia Comprada para Revenda	3.441	2.990	452	15,1%
Encargos da Rede Básica	1.033	1.068	(35)	-3,2%
Encargos de Transporte de Itaipu	72	103	(31)	-30,2%
Encargos de Conexão	26	28	(2)	-5,8%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	11	11	0	4,0%
ESS / EER	158	276	(117)	-42,6%
Crédito de PIS e COFINS	(119)	(145)	26	-18,1%
Encargo	1.181	1.339	(158)	-11,8%
Custo com Energia Elétrica	4.623	4.329	294	6,8%

Houve um crescimento nos **Custos com Energia Comprada para Revenda**, principalmente por conta do crescimento dos custos com **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**.

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, a principal variação se deu nos **encargos setoriais (ESS/EER)**, em decorrência do **ESS - Encargos de Serviço do Sistema**, onde o custo foi reduzido principalmente devido ao alívio retroativo gerado pela diferença de preços entre os submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN); e em função do **EER - Encargos de Energia de Reserva**, decorrente do aumento do PLD aplicado às liquidações de energia dos Contratos de Energia de Reserva na CCEE no 1T25, em comparação com o 1T24.

Com relação aos encargos da **Rede Básica**, a variação percebida é devido aos reajustes na TUST implementados pela Resolução ANEEL nº 3.349/2024, que determinou novas tarifas a partir de jul/24. Tais tarifas apresentaram uma redução em relação ao ciclo 2023-2024, implementado pela Resolução ANEEL nº 3.217/2023. O mesmo ocorreu com o Encargo de Transporte de Itaipu, devido às novas tarifas determinadas na Resolução ANEEL nº 3.349/2024, e pelos novos montantes definidos em dezembro/24 pelo despacho nº 3.836/24.

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

PMSO

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Pessoal	545	527	18	3,4%
Material	126	120	6	5,3%
Serviços de Terceiros	256	221	35	15,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	241	189	52	27,4%
<i>PDD</i>	103	115	(12)	-10,4%
<i>Baixa de Ativos</i>	42	27	15	54,7%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	54	53	2	3,0%
<i>Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)</i>	(8)	(62)	54	-86,5%
<i>Outros</i>	50	56	(6)	-11,5%
PMSO	1.168	1.056	111	10,5%

O PMSO foi impactado pela remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado que gerou efeitos positivos de R\$ 8 milhões no 1T25 e de R\$ 62 milhões no 1T24.

Expurgando esse item, o PMSO teria apresentado um aumento de 5,1% (R\$ 57 milhões) decorrente dos seguintes fatores:

- l **MSO não ligado à inflação (aumento de R\$ 7 milhões):** aumento na baixa de ativos, parcialmente compensado pela redução na provisão para devedores duvidosos (PDD);
- l **MSO ligado à inflação (aumento de R\$ 33 milhões) - principais impactos:** maiores despesas com manutenção de hardware/software (R\$ 23 milhões) e ações de cobrança (R\$ 4 milhões);
- l **Pessoal (aumento de R\$ 18 milhões):** o crescimento reflete principalmente os reajustes salariais decorrentes dos acordos coletivos aplicados em 2024.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	1.065	973	93	9,5%
Entidade de Previdência Privada	9	34	(25)	-74,6%
Depreciação e Amortização	590	566	24	4,2%
Demais Custos e Despesas Operacionais	1.664	1.573	91	5,8%

EBITDA

O **EBITDA** foi impactado pelo efeito extraordinário da remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado. Expurgando esse efeito, o desempenho seria positivo, explicado principalmente pelo melhor desempenho da Distribuição, com maior carga na área de concessão, e pelo aumento da margem do segmento de Transmissão.

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

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	1.615	1.755	(140)	-8,0%
Depreciação e Amortização	590	566	24	4,2%
Resultado Financeiro	869	816	53	6,5%
Imposto de Renda / Contribuição Social	777	728	49	6,7%
EBITDA	3.852	3.865	(14)	-0,4%

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receitas	387	417	(29)	-7,0%
Despesas	(1.257)	(1.233)	(24)	2,0%
Resultado Financeiro	(869)	(816)	(53)	6,5%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(953)	(728)	(225)	30,9%
Acréscimos e multas moratórias	123	119	4	3,3%
Marcação a mercado	23	(138)	161	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	(20)	(66)	47	-70,2%
Outras receitas e despesas	(42)	(2)	(40)	1792,6%
Resultado Financeiro	(869)	(816)	(53)	6,5%

As **despesas financeiras líquidas** aumentaram por conta de maiores **despesas com a dívida líquida**, devido aos aumentos nos indexadores (IPCA e CDI), nos gastos com novas captações e no endividamento, na comparação com o 1T24, parcialmente compensados pelo efeito positivo da **marcação a mercado** (novas captações e menor perda com a redução da curva de *spread* de risco nos períodos comparados).

Lucro Líquido

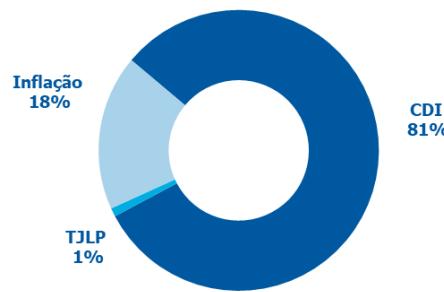
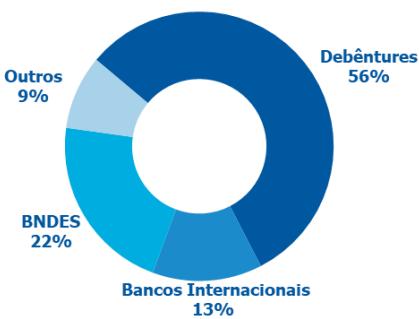
O **Lucro Líquido** reduziu 8,0%, refletindo principalmente o menor desempenho do **EBITDA** do trimestre, as maiores **despesas financeiras líquidas** e uma maior alíquota efetiva (32,5% no 1T25 ante 29,3% no 1T24).

1.2) Endividamento

1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS

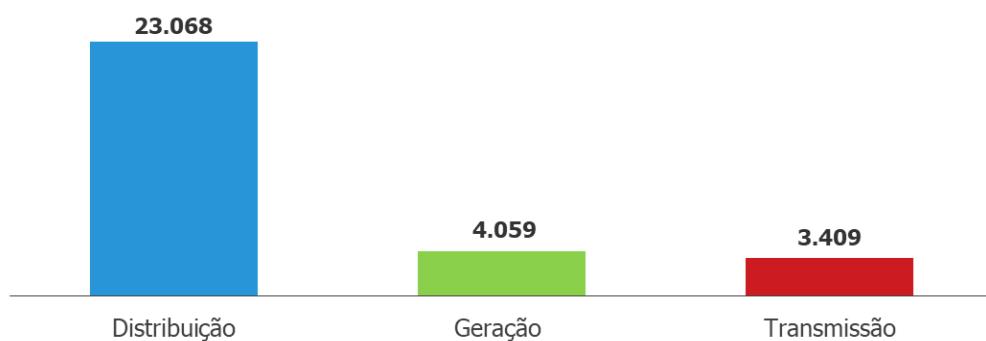
R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo Hedge)	30.536	30.687	152	-0,5%
Disponibilidades	(4.048)	(5.400)	(1.352)	-25,0%
Dívida Líquida	26.488	25.287	1.200	4,7%
Custo da Dívida	14,0%	11,1%	-	25,5%

Breakdown por Fonte e por Indexação | Pós-Hedge



Para mitigar possíveis exposições ao risco de flutuações do mercado, cerca de R\$ 4,1 bilhões em dívida possuem operações de **hedge**. Visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato, para as dívidas em moeda estrangeira (13,2% do total das dívidas em IFRS) foram contratadas operações de **swap**.

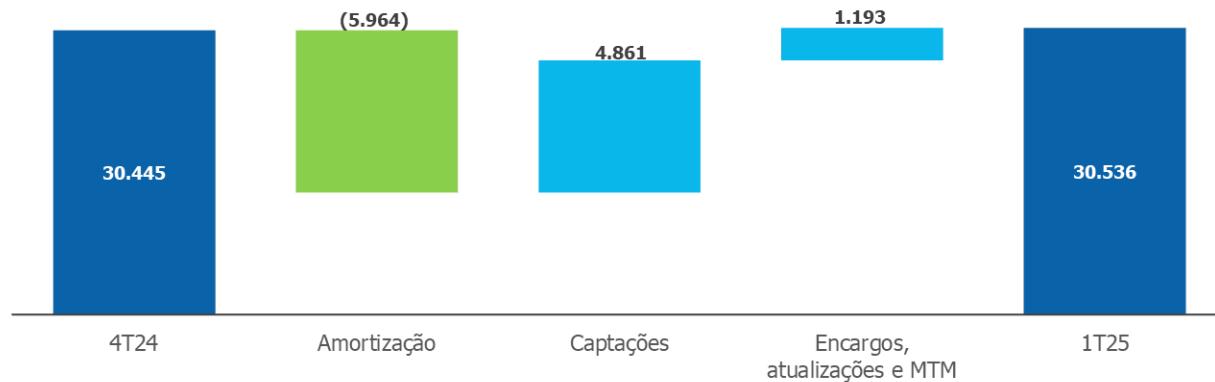
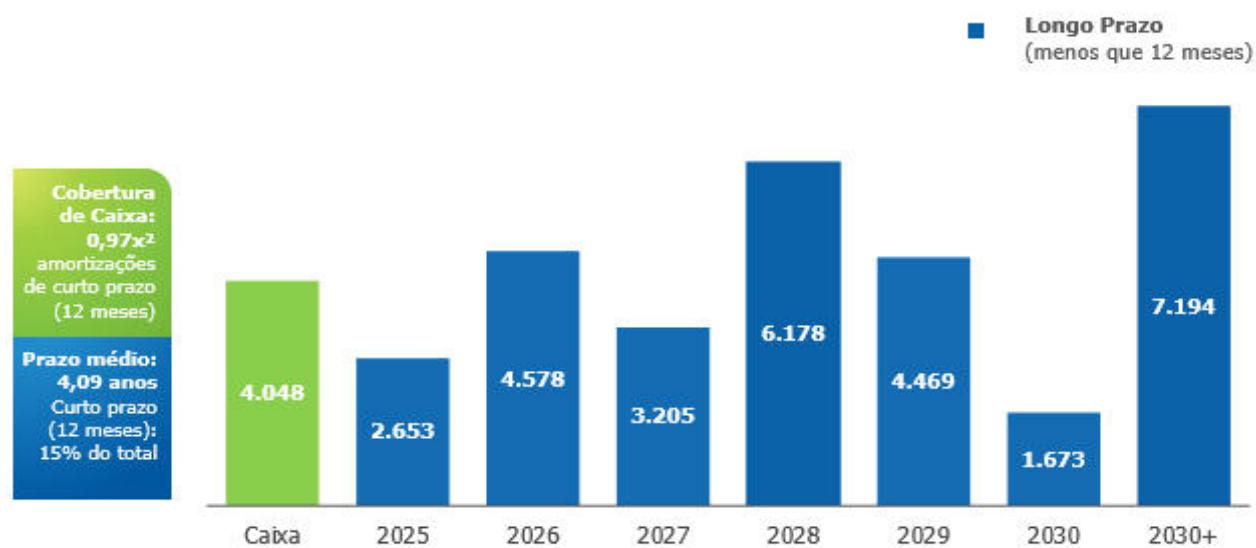
Dívida por Segmento – IFRS | R\$ milhões



Notas:

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

Evolução do Saldo da Dívida – IFRS | 1T25

Cronograma de Amortização da Dívida¹ – IFRS | Março de 2025

Notas:

(1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos. Para se chegar ao total da dívida financeira de R\$ 30.536 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\$ 2,1 bilhões.

1.2.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	30.846	31.129	(282)	-0,9%
(-) Disponibilidades ²	(4.317)	(5.566)	1.249	-22,4%
(=) Dívida Líquida	26.530	25.563	967	3,8%
EBITDA <i>Pro forma</i> ³	12.995	13.241	(247)	-1,9%
Dívida Líquida / EBITDA	2,04	1,93	-	5,8%

Notas:

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

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

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

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

1.3) Investimentos

1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Distribuição	1.014	920	94	10,2%
Geração	44	50	(5)	-10,7%
Transmissão ¹	175	104	71	68,1%
Comercialização	0	2	(1)	-90,0%
Serviços e Outros ²	4	18	(14)	-78,2%
Investimentos Realizados	1.238	1.094	144	13,2%

Notas:

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

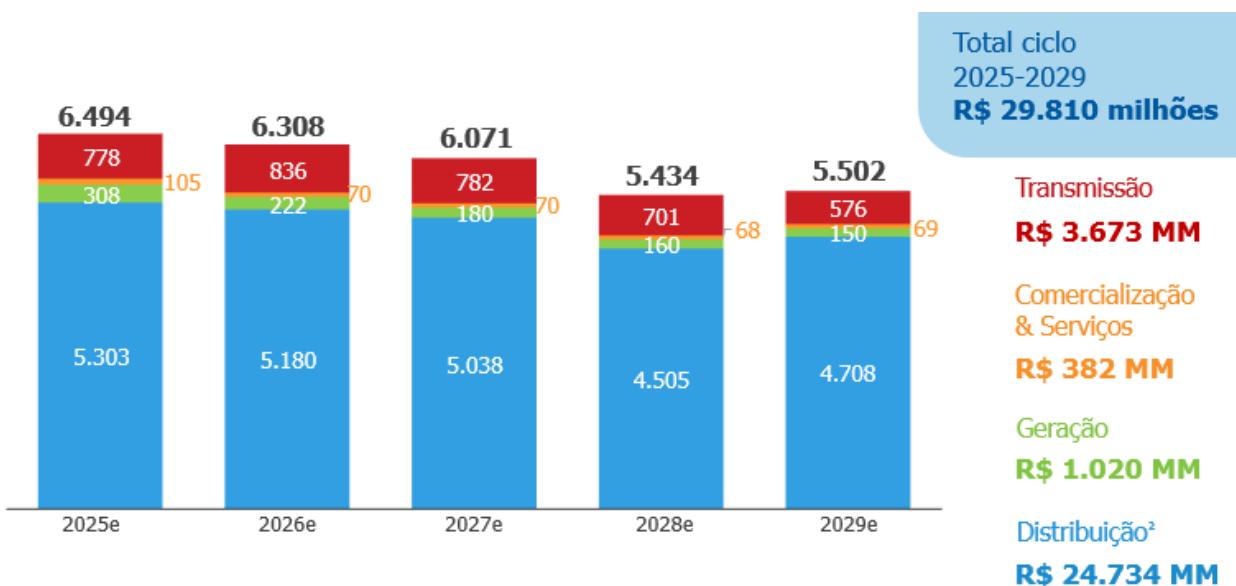
(2) Outros: refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

O aumento observado entre os períodos está relacionado a:

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

1.3.2) Investimentos Previstos

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



Notas:

(1) Moeda constante;

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



2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG

2.1) Plano ESG 2030

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

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



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



2.2) Principais Indicadores

Abaixo listamos alguns indicadores alinhados ao Plano ESG 2030:

Soluções Renováveis e Inteligentes						
Tema	Indicador	Unidade	1T25	1T24	Δ %	
Energia renovável	Energia gerada por fontes renováveis	GWh	2.446	3.964	-38,3%	
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	1.315	2.693	-51,2%	
	↳ PCHs e CGHs	GWh	453	563	-19,5%	
	↳ Solar	GWh	0,3	0,3	-1,9%	
	↳ Eólica	GWh	666	635	5,0%	
	↳ Biomassa	GWh	11	73	-85,6%	
Smart Grid	Religadores automáticos instalados	unidade	20.247	18.304	10,6%	
	Carga de energia telemedida	%	54,4%	54,1%	0,6%	
Inovação	Investimento em inovação P&D ANEEL	R\$ MM	9,3	9,0	3,3%	
Descarbonização	Projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável	unidade	53	53	0,0%	
	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ MM	0,6	1,3	-53,8%	

Operações Sustentáveis						
Tema	Indicador	Unidade	1T25	1T24	Δ %	
Economia circular	Transformadores reformados	unidade	2.381	2.520	-5,5%	
	Alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa	toneladas	1.618	1.906	-15,1%	
Ecoeficiência	Consumo de água prédios administrativos	mil m³	13	10	27,6%	
	Consumo de energia prédios administrativos	MWh	2.797	2.820	-0,8%	



Valor Compartilhado com a Sociedade

Tema	Indicador	Unidade	1T25	1T24	Δ %
Digitalização	Atendimentos digitais	%	91,0%	90,1%	1,0%
	Pagamento de faturas por meio digital	%	78,0%	74,3%	5,0%
	Contas digitais	MM de unidades	5,0	4,7	7,5%
Comunidade	Investimentos de eficiência energética em hospitais públicos CPFL e RGE nos Hospitais	R\$ milhões	16,3	3,7	340,4%
	Investimento em projetos socioambientais em comunidades Instituto CPFL, Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda e Meio Ambiente	R\$ milhões	15,4	4,3	256,7%
	Pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil	163,0	153,2	6,4%
	Unidades consumidoras de baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética PEE ANEEL	mil	6,203	0,0	0,0%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Horas de treinamento ¹	mil	92,5	84,4	9,5%
Diversidade ²	Negros na companhia	%	35,1%	31,8%	10,6%
	Mulheres na companhia	%	20,9%	21,0%	-0,7%
	PcD na companhia	%	4,4%	4,0%	10,8%
	Grupos Minoritários em cargos de liderança	%	40,0%	-	-
Compras sustentáveis	Fornecedores críticos avaliados em critérios de sustentabilidade	%	93,3%	88,5%	5,4%

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	1T25	1T24	Δ %
Saúde e Segurança	Taxa de frequência de acidentes Próprios	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ¹	0,5	0,7	-29,2%
	Taxa de frequência de acidentes Terceiros	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ¹	2,1	12,4	-83,0%
	Acidentes fatais com a população	unidade	8,0	2,0	300,0%
Ética	Colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	100%	100,0%	0,0%
Transparência	Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	unidade	2	2	0,0%
	Mulheres no Conselho de Administração	unidade	3	1	200,0%

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	1T25	1T24	Δ GWh	Δ %	Part.
Mercado Cativo	10.897	11.445	(548)	-4,8%	55,2%
Cliente Livre	8.848	7.976	872	10,9%	44,8%
Carga Líquida de Perdas	19.745	19.421	324	1,7%	100,0%

3.1.1.2) Venda de Energia | Área de Concessão

GWh	1T25	1T24	Δ GWh	Δ %	Part.
Residencial	6.462	6.289	172	2,7%	34,2%
Industrial	6.358	6.279	79	1,3%	33,6%
Comercial	3.326	3.338	(13)	-0,4%	17,6%
Rural	849	814	35	4,3%	4,5%
Outros	1.923	1.904	18	1,0%	10,2%
Venda de Energia	18.917	18.625	292	1,6%	100,0%
<i>Cativo</i>					
Residencial	6.459	6.289	170	2,7%	60,1%
Industrial	449	771	(322)	-41,7%	7,4%
Comercial	1.560	1.882	(322)	-17,1%	18,0%
Rural	755	758	(2)	-0,3%	7,2%
Outros	1.245	1.355	(110)	-8,1%	12,9%
Total Cativo	10.469	11.054	(585)	-5,3%	100,0%
<i>TUSD</i>					
Residencial	2	1	2	278,6%	0,0%
Industrial	5.909	5.508	401	7,3%	72,8%
Comercial	1.766	1.456	309	21,2%	19,2%
Rural	94	56	38	67,0%	0,7%
Outros	678	549	128	23,3%	7,3%
Total TUSD	8.449	7.571	878	11,6%	100,0%

Destacam-se no trimestre:

- Classe Residencial: aumento de 2,7%, principalmente em função do impacto positivo da massa de renda, do nível de emprego e crescimento vegetativo. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo impacto referente ao incremento de geração distribuída (GD) e à menor necessidade de resfriamento, devido a temperaturas mais amenas no estado de São Paulo;
- Classe Industrial: crescimento de 1,3%, refletindo o predomínio de taxas positivas no

consumo de 7 dos 10 maiores setores em nossa área de concessão, que foram parcialmente compensados pelo impacto de GD;

- l **Classe Comercial:** retração de 0,4% na comparação com o mesmo período do ano anterior, em função do impacto negativo de GD e por efeito de temperatura negativo no estado de São Paulo. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo resultado positivo de renda, redução na taxa de desemprego e o impacto positivo referente ao crescimento vegetativo das unidades consumidoras;
- l **Classe Rural:** crescimento de 4,3%, explicado pela baixa pluviometria registrada nas nossas áreas de concessão, principalmente no Rio Grande do Sul, o que contribuiu para a utilização da irrigação. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo efeito negativo associado ao incremento de GD;
- l **Classe Outros:** crescimento de 1,0%, impulsionado pelo melhor desempenho econômico do país, que foi parcialmente compensado pelo incremento de clientes que utilizam GD e pela menor temperatura no estado de São Paulo.

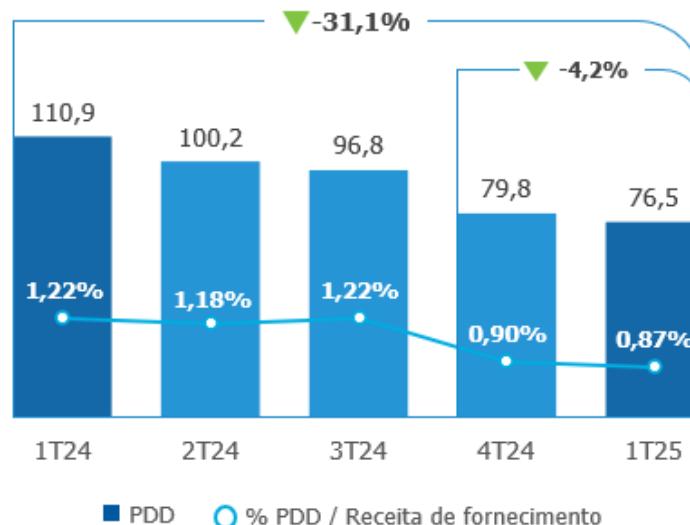
3.1.1.3) Inadimplência

A PDD apresentou uma redução de R\$ 34,5 milhões em relação ao mesmo período de 2024 e uma redução de R\$ 3,4 milhões em relação ao 4T24. Com isso, o índice de PDD/Receita bruta de fornecimento alcançou 0,87% no trimestre.

O resultado do trimestre, pode ser explicado por uma maior realização de cortes de energia, quando comparado com o mesmo período no ano passado, favorecido pela menor incidência de eventos climáticos extremos na área de concessão. Terminamos o trimestre com mais de 604 mil cortes, o que contribuiu para a queda do indicador.

Além disso, o indicador teve uma queda devido a negociações estratégicas com clientes do grupo, principalmente na Paulista e na RGE.

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



3.1.1.4) Perdas

Acumulado 12 Meses ¹	Mar-24	Jun-24	Set-24	Dez-24	Mar-25	ANEEL ²
CPFL Energia	8,84%	8,92%	8,93%	8,28%	8,47%	7,92%
CPFL Paulista	9,20%	9,21%	9,12%	8,37%	8,66%	8,00%
CPFL Piratininga	7,90%	7,59%	7,54%	7,59%	7,44%	6,03%
RGE	9,18%	9,80%	10,05%	8,95%	9,26%	9,28%
CPFL Santa Cruz	7,58%	7,33%	7,19%	6,82%	6,86%	8,50%

Notas:

- (1) De acordo com os critérios definidos pela ANEEL, exceto pela não consideração dos efeitos de GD. Para a RGE, clientes de alta tensão (A1) são expurgados da conta;
- (2) Limite ANEEL referente a 31/03/2025.

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia no período apresentou uma redução de 0,37 p.p., na comparação com o mesmo período do ano anterior, devido à temperatura mais amena no estado de São Paulo no trimestre, o que contribui para menores perdas.

Desconsiderando o efeito do calendário de faturamento em ambos os períodos, teríamos um aumento de perdas de 0,52 p.p. (8,74% no 1T24 contra 9,25% no 1T25).

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 77,1 mil inspeções em unidades consumidoras;
- (iv) Substituição de mais de 4,4 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos equipamentos eletrônicos;
- (v) Visita a 1,2 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à revelia;
- (vi) Regularização de 47,1 mil unidades consumidoras, com avanço de consumo e sem contrato;
- (vii) Regularização de 753 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 73 notícias relacionadas aos operativos de combate à fraude e furtos pela CPFL.

3.1.1.5) DEC e FEC

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

No resultado dos últimos 12 meses, os valores de DEC e FEC apresentaram uma redução no consolidado do Grupo e nas distribuidoras de São Paulo. Já na RGE, ocorreu um aumento dos indicadores principalmente devido ao impacto das enchentes ocorridas no Rio Grande do Sul, entre maio e junho de 2024.

DEC Horas	1T25	1T24	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	5,80	6,20	-6,5%	n.d
CPFL Paulista	4,69	5,15	-8,9%	6,42
CPFL Piratininga	4,00	4,76	-16,0%	6,05
RGE	8,92	8,90	0,2%	10,50
CPFL Santa Cruz	4,50	5,24	-14,1%	7,35

Nota: (1) Limite ANEEL referente a 31/03/2025.

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.

3.1.2) Eventos Tarifários

RTAs				
Descrição	CPFL Santa Cruz ¹	CPFL Paulista	RGE ²	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	3.311	3.452	3.372	3.409
Reajuste	7,02%	-2,19%	-5,63%	1,33%
Parcela A	6,72%	3,72%	3,62%	-1,97%
Parcela B	1,50%	2,13%	-0,31%	0,49%
Componentes Financeiros	-1,20%	-8,05%	-8,94%	2,81%
Efeito para o consumidor ³	5,63%	-3,66%	0,00%	3,03%
Data de entrada em vigor	22/03/2024	08/04/2025	19/08/2024	23/10/2024

Notas:

(1) A CPFL Santa Cruz fez um pedido de deferimento no processo tarifário de 2025, com o objetivo de atenuar a oscilação de efeito tarifário entre os anos de 2025 e 2026. O pedido atualmente está em análise da diretoria da ANEEL;

(2) Em decorrência da enchente ocorrida no Rio Grande do Sul em maio de 2024, a RGE solicitou à ANEEL a prorrogação do seu Reajuste Tarifário Anual (RTA) até 18/08/2024, pois se entendeu não ser prudente a aplicação de reajuste positivo significativo naquele momento. Em agosto, a Companhia acordou com a Aneel uma postergação tarifária, que levou a criação de um ativo regulatório a ser recomposto nos RTAs de 2026 e 2027, atualizado por SELIC, repercutindo em um impacto zero aos consumidores no ano de 2024 e menor oscilação tarifária nos anos seguintes;

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

FEC Interrupções	1T25	1T24	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	3,38	3,52	-4,0%	n.d
CPFL Paulista	2,89	3,29	-12,2%	5,09
CPFL Piratininga	3,09	3,21	-3,7%	4,98
RGE	4,43	4,10	8,0%	7,19
CPFL Santa Cruz	2,81	3,45	-18,6%	6,11

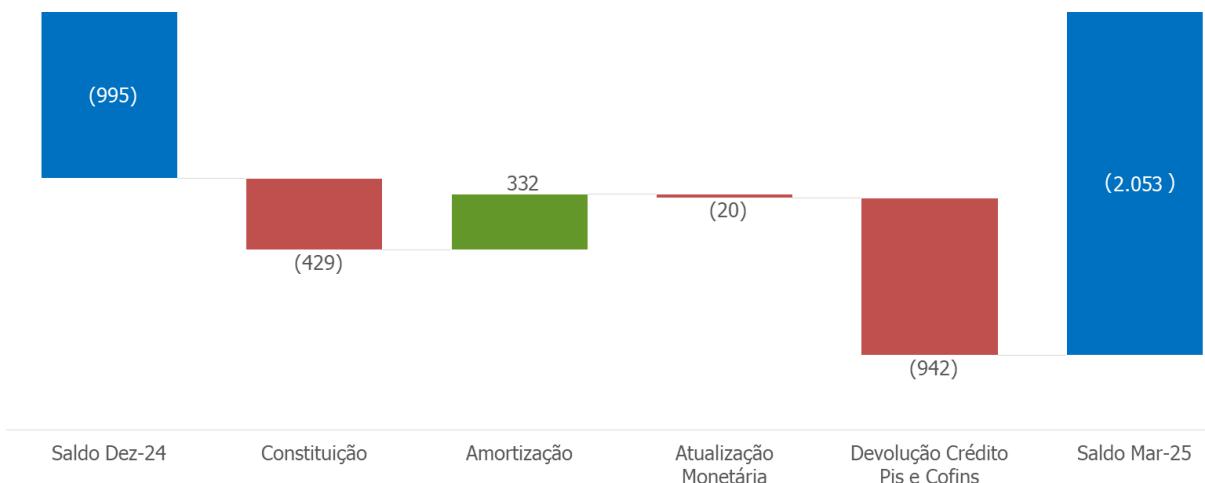
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	13.288	13.179	109	0,8%
Receita Operacional Líquida	8.769	8.611	158	1,8%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	7.837	7.713	124	1,6%
Custo com Energia Elétrica	(4.353)	(4.298)	(56)	1,3%
PMSO, Previdência e PDD	(891)	(880)	(12)	1,3%
Custos com construção de infraestrutura	(932)	(898)	(34)	3,8%
EBITDA¹	2.592	2.536	56	2,2%
Depreciação e Amortização	(330)	(303)	(27)	8,8%
Resultado Financeiro	(631)	(592)	(38)	6,5%
<i>Receitas Financeiras</i>	338	355	(17)	-4,7%
<i>Despesas Financeiras</i>	(969)	(947)	(22)	2,3%
Lucro Antes da Tributação	1.632	1.641	(9)	-0,5%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(538)	(483)	(56)	11,5%
Lucro Líquido	1.094	1.158	(64)	-5,5%

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 2025, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era negativo (passivo) em R\$ 2.053 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2024, houve uma variação de R\$ 1.058 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo se deu pela constituição líquida de um passivo de R\$ 429 milhões, principalmente nas linhas:

- (i) Devolução para os clientes do crédito de PIS/COFINS (R\$ 211 milhões);
- (ii) Neutralidade dos Encargos Setoriais (R\$ 173 milhões);
- (iii) Repasse para Itaipu (R\$ 157 milhões);
- (iv) Custos com energia elétrica (R\$ 125 milhões);

Parcialmente compensado por ativos constituídos nas linhas de:

- (v) CDE (R\$ 154 milhões);
- (vi) Proinfa (R\$ 42 milhões);
- (vii) Bandeira Tarifária Faturada (R\$ 33 milhões);
- (viii) Demais itens (R\$ 7 milhões).

A amortização foi de R\$ 332 milhões no período e a atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 20 milhões. Houve ainda, nesse período, a homologação da devolução para os clientes do crédito de PIS/COFINS, no montante de R\$ 942 milhões.

Receita Operacional

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	11.125	11.011	113	1,0%
Energia Elétrica de Curto Prazo	(26)	35	(61)	-
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	932	898	34	3,8%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	(97)	201	(297)	-
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	719	523	196	37,5%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	486	384	101	26,4%
Outras Receitas e Rendas	184	177	7	3,9%
Multas Compensatórias (DIC e FIC)	(35)	(51)	16	-30,9%
Receita Operacional Bruta - Total	13.288	13.179	109	0,8%
ICMS	(1.862)	(1.794)	(67)	3,8%
PIS e COFINS	(910)	(928)	18	-1,9%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.561)	(1.559)	(2)	0,1%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(74)	(74)	(0)	0,2%
PROINFA	(79)	(80)	1	-1,2%
Outros	(33)	(132)	99	-74,8%
Deduções da Receita Operacional Bruta - Total	(4.519)	(4.568)	49	-1,1%
Receita Operacional Líquida	8.769	8.611	158	1,8%

Receita Operacional Bruta

O aumento no **Aporte CDE** é decorrente do aumento do número de clientes que tem direito aos subsídios tarifários e as distribuidoras estão recebendo a receita via Aporte CDE. **Receita com Venda de Energia (cativo + clientes livres)** apresentou um aumento, em decorrência do crescimento de 1,7% da carga na área de concessão, principalmente em função do maior consumo nas classes residencial e industrial.

O aumento na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão** é explicado pelo aumento médio de 17% na base de ativos e pelo aumento do IPCA (1,82% no 1T24 e 2,00% no 1T25).

A variação negativa do **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**, decorre principalmente das seguintes movimentações dos saldos de constituição e amortização: menor amortização na linha da devolução do crédito de PIS/COFINS, em comparação com o 1T24; parcialmente compensado por uma menor constituição de um passivo referente ao Repasse de Itaipu no 1T25, contra um ativo no 1T24.

Deduções da Receita Operacional Bruta

Em relação às deduções da receita operacional bruta, a principal redução ocorreu na linha Outros, em decorrência da recomposição dos recursos à Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu no 1T24. Esse efeito foi parcialmente compensado pela maior arrecadação de impostos (ICMS e PIS/Cofins).

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Itaipu	531	494	37	7,5%
PROINFA	135	92	44	47,5%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	2.762	2.602	159	6,1%
Crédito de PIS e COFINS	(299)	(278)	(21)	7,6%
Energia Comprada para Revenda	3.129	2.910	219	7,5%
Encargos da Rede Básica	1.048	1.084	(36)	-3,3%
Encargos de Transporte de Itaipu	72	103	(31)	-30,2%
Encargos de Conexão	70	64	7	10,5%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	3	3	(0)	-2,6%
ESS / EER	156	275	(119)	-43,4%
Crédito de PIS e COFINS	(125)	(141)	17	-11,7%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	1.224	1.387	(163)	-11,7%
Custo com Energia Elétrica	4.353	4.298	56	1,3%

O aumento dos **Custos com Energia Comprada para Revenda**, decorre principalmente do aumento do preço de energia comprada em **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**, aumento do **PROINFA** (valores das quotas de custeio) e do aumento do preço da energia comprada de **Itaipu**, decorrente do aumento do dólar em 2025.

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, a principal variação se deu nos **encargos setoriais (ESS/EER)**, em decorrência do **ESS - Encargos de Serviço do Sistema**, onde o custo foi reduzido principalmente devido ao alívio retroativo gerado pela diferença de preços entre os submercados do Sistema Interligado Nacional; e em função do **EER - Encargos de Energia de Reserva**, observa-se uma redução dos custos, em decorrência do aumento do PLD aplicado às liquidações de energia dos Contratos de Energia de Reserva na CCEE, no 1T25 em comparação com o 1T24.

Além disso, nos encargos da **Rede Básica**, a variação percebida é devido aos reajustes na TUST implementados pela Resolução ANEEL nº 3.349/2024, que determinou novas tarifas a partir de jul/24. Tais tarifas apresentaram uma redução em relação ao ciclo 2023-2024, implementado pela Resolução ANEEL nº 3.217/2023. O mesmo ocorreu com o encargo de **Transporte de Itaipu**, devido as novas tarifas determinadas na Resolução ANEEL nº 3.349/2024, e pelos novos montantes definidos em dezembro/24 pelo Despacho nº 3.836/2024.

PMSO

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Pessoal	319	309	10	3,3%
Material	70	70	(0)	-0,2%
Serviços de Terceiros	305	264	41	15,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	199	219	(20)	-9,1%
<i>PDD</i>	76	111	(34)	-31,1%
<i>Baixa de Ativos</i>	46	29	16	55,8%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	39	39	(0)	-0,5%
<i>Outros</i>	39	40	(2)	-3,9%
PMSO	893	861	32	3,7%

O PMSO apresentou um aumento de 3,7%, decorrente dos seguintes fatores:

- MSO não ligado à inflação (redução de R\$ 16 milhões):** explicada pela provisão para devedores duvidosos (PDD), conforme explicado no item 3.1.1.4, parcialmente compensado por um aumento em baixas de ativos;
- MSO ligado à inflação (aumento de R\$ 37 milhões):** explicado por hardware e software (R\$ 19 milhões), devido a novas licenças e maior utilização de *cloud* para arquivamento e processamento de dados; ações de cobrança (R\$ 4 milhões); poda de árvores (R\$ 3 milhões); entre outros;
- Pessoal (aumento de R\$ 10 milhões):** explicado principalmente pelo crescimento de 1,1%¹ no *headcount* e pelos acordos coletivos homologados ao longo de 2024.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	(932)	(898)	(34)	3,8%
Entidade de Previdência Privada	2	(18)	20	-
Depreciação e Amortização	(330)	(303)	(27)	8,8%
Demais Custos/Despesas Operacionais	(1.260)	(1.219)	(41)	3,4%

EBITDA

O **EBITDA** do segmento de Distribuição é explicado pelo crescimento da carga na área de concessão, impulsionado pelo impacto positivo da massa de renda, do nível de emprego e crescimento vegetativo, parcialmente compensado pelos reajustes médios negativos nas distribuidoras em comparação do 1T25 e 1T24.

¹ Média de janeiro a março.

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	1.094	1.158	(64)	-5,5%
Depreciação e Amortização	330	303	27	8,8%
Resultado Financeiro	631	592	38	6,5%
Imposto de Renda / Contribuição Social	538	483	56	11,5%
EBITDA	2.592	2.536	56	2,2%

EBITDA por Distribuidora

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
CPFL Paulista	1.062	1.122	(60)	-5,4%
CPFL Piratininga	416	397	19	4,8%
RGE	998	922	76	8,3%
CPFL Santa Cruz	116	95	21	22,5%
EBITDA	2.592	2.536	56	2,2%

CPFL Paulista:

O resultado menos expressivo é devido ao reajuste negativo da Parcela B² (-6,60%), que entrou em vigor em abr/24 e de uma redução de 0,4% da carga, em comparação com o 1T24.

CPFL Piratininga:

O resultado positivo é devido ao aumento de 1,7% da carga, principalmente nas classes residencial e comercial, em comparação com o 1T24.

RGE:

O resultado positivo é devido ao aumento de 5,3% da carga, principalmente nas classes residencial e industrial, em comparação com o 1T24.

CPFL Santa Cruz:

A variação positiva do EBITDA é reflexo do incremento da Parcela B (+5,26%) e do aumento de 1,0% da carga.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receitas	338	355	(17)	-4,7%
Despesas	(969)	(947)	(22)	2,3%
Resultado Financeiro	(631)	(592)	(38)	6,5%

² O valor da Parcela B é a variação do indexador (IGPM ou IPCA) menos o Fator X, conhecido também como IVI.

Análise Gerencial

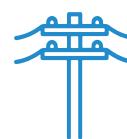
R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(748)	(566)	(182)	32,2%
Acréscimos e multas moratórias	123	119	4	3,7%
Marcação a mercado	28	(113)	141	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	(20)	(66)	47	-70,2%
Outras receitas e despesas	(14)	34	(48)	-
Resultado Financeiro	(631)	(592)	(38)	6,5%

O aumento das despesas financeiras líquidas decorreu principalmente do aumento das **Despesas com a dívida líquida**, decorrente dos aumentos nos indexadores (IPCA e CDI), dos gastos com novas captações, e do endividamento, na comparação com o 1T24.

Esse efeito foi parcialmente compensado: (i) pela redução da **Marcação a mercado (MTM)**, devido à mudança do comportamento da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado, que reduziu 0,15 p.p no 1T25, em comparação com a redução de 0,41 p.p no 1T24, além do ganho relacionado às novas captações realizadas nesse trimestre; e (ii) pelo aumento de **Acréscimos e multas moratórias** nas faturas de energia, efeito do aumento do volume de contas pagas em atraso nas distribuidoras.

Lucro Líquido

A redução do **Lucro Líquido** ocorreu devido às maiores despesas financeiras líquidas e uma maior alíquota efetiva (33,0% no 1T25 e 29,4% no 1T24).



3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO

3.2.1) Desempenho Operacional

Energia Gerada

GWh	1T25	1T24	Δ GWh	Δ %
Eólica	666	635	32	5,0%
PCH	453	563	(110)	-19,5%
UHE	1.315	2.693	(1.377)	-51,2%
Biomassa ¹	11	73	(63)	-85,6%
Solar	0,3	0,3	(0,0)	-1,9%
UTE ²	-	5	(5)	-
Total	2.446	3.970	(1.524)	-38,4%

Notas:

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

(2) O contrato de energia se encerrou em dez/24.

Disponibilidade

%	1T25	1T24	Δ p.p.	Δ %
Eólica	90,9%	95,7%	-4,9	-5,1%
PCH	95,0%	98,2%	-3,2	-3,3%
UHE	97,9%	98,6%	-0,7	-0,7%
Biomassa ¹	100,0%	99,4%	0,6	0,6%
Solar	100,0%	100,0%	0,0	0,0%
UTE ²	0,0%	99,6%	-99,6	-

Notas:

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

(2) O contrato de energia se encerrou em dez/24.

3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	1.164	1.184	(21)	-1,8%
Receita Operacional Líquida	1.062	1.076	(14)	-1,3%
Custo com Energia Elétrica	(142)	(126)	(16)	12,7%
PMSO e Previdência	(125)	(84)	(40)	48,0%
Equivalência Patrimonial	59	89	(30)	-33,7%
EBITDA¹	855	955	(100)	-10,5%
Depreciação e Amortização	(219)	(219)	0	-0,2%
Resultado Financeiro	(117)	(131)	14	-10,3%
<i>Receitas Financeiras</i>	34	33	1	3,5%
<i>Despesas Financeiras</i>	(152)	(164)	12	-7,5%
Lucro Antes da Tributação	519	605	(86)	-14,2%
Lucro Líquido	400	475	(75)	-15,7%

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

Receita Operacional Líquida

A receita foi afetada principalmente pelo maior **curtailment** imposto pelo ONS, que superou o melhor desempenho das usinas eólicas no trimestre, e pelo encerramento dos contratos das usinas a biomassa.

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Energia de Curto Prazo	32	21	11	54,0%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	54	44	10	21,6%
Crédito de PIS e COFINS	(5)	(4)	(1)	13,2%
Energia Comprada para Revenda	81	61	20	33,1%
Encargos da Rede Básica	53	54	(2)	-2,9%
Encargos de Conexão	3	5	(2)	-37,3%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	9	10	(1)	-11,6%
ESS/EER	0	0	(0)	-98,9%
Crédito de PIS e COFINS	(3)	(4)	0	-9,3%
Encargos	61	65	(4)	-6,3%
Custo com Energia Elétrica	142	126	16	12,7%

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

A principal variação ocorreu devido ao aumento na compra de **Energia de curto prazo**. Além disso, houve uma maior quantidade de energia adquirida em **Contratos bilaterais, ACR e ACL**, assim como um maior preço médio.

PMSO

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Pessoal	43	44	(1)	-1,5%
Material	13	10	2	21,0%
Serviços de Terceiros	57	69	(12)	-18,0%
Outros	12	(37)	49	-
<i>Legais, Judiciais e Indenizações</i>	1	(2)	2	-
<i>Baixa de Ativos</i>	0	(2)	2	-
<i>Prêmio do Risco do GSF¹</i>	-	6	(6)	-
<i>Ajuste a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)</i>	(8)	(62)	54	-86,5%
<i>Outros</i>	20	23	(3)	-14,6%
PMSO	124	86	38	44,0%

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

A variação nas despesas com PMSO são explicadas principalmente pelo **efeito extraordinário** de ajuste a valor justo de Paulista Lajeado, que gerou um efeito negativo de R\$ 54 milhões no trimestre. Além disso, houve a reclassificação do Prêmio de Risco do GSF para a linha de Compra de Energia (R\$ 5 milhões).

Expurgando esses itens, o PMSO teria apresentado uma redução de R\$ 21 milhões, decorrente dos seguintes fatores:

- l O **PMSO ligado à inflação** apresentou queda de R\$ 26 milhões, sobretudo pela redução de despesas com Outros Serviços Terceirizados e Manutenção de Máquinas e Equipamentos em **Serviços de Terceiros**;
- l O **PMSO não ligado à inflação** registrou um aumento de R\$ 4 milhões, decorrente de despesas **Legais, Judiciais e Indenizações** e **Baixa de Ativos**.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Entidade de Previdência Privada	0	(2)	2	-
Depreciação e Amortização	171	172	(1)	-0,5%
Amortização do Intangível da Concessão	47	47	1	1,3%
Demais Custos/Despesas Operacionais	219	217	2	1,0%

Equivalência Patrimonial

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Baes	1	2	(1)	-36,5%
Foz do Chapecó	56	65	(9)	-13,7%
Epasa	1	21	(21)	-97,6%
Equivalência Patrimonial¹	58	89	(30)	-34,3%

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

Baesa

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	17	17	0	2,0%
Custos/Desp. Operacionais	(6)	(6)	(0)	2,6%
Depreciação e Amortização	(4)	(4)	(0)	0,7%
Resultado Financeiro	(5)	(4)	(1)	28,1%
IR/CS	(1)	(1)	0	-22,3%
Lucro Líquido	1	2	(1)	-36,5%

O leve aumento na **Receita Líquida** foi resultado de uma maior tarifa no trimestre. Em relação aos **Custos e Despesas Operacionais**, o discreto aumento decorreu da maior quantidade de energia comprada. O aumento na **Despesa Financeira Líquida** foi em função de maiores despesas com UBP. Ademais, o **Imposto de Renda e Contribuição Social** registaram queda.

Foz do Chapecó

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	165	163	2	1,5%
Custos/Desp. Operacionais	(42)	(33)	(9)	27,5%
Depreciação e Amortização	(13)	(13)	0	-0,1%
Resultado Financeiro	(24)	(22)	(2)	10,2%
IR/CS	(29)	(32)	3	-9,2%
Lucro Líquido	56	65	(9)	-13,7%

A **Receita Líquida** aumentou devido ao maior preço da energia suprida, parcialmente compensado pela redução da CFURH. Os **Custos e Despesas Operacionais** tiveram um aumento devido a maior quantidade de energia comprada. O aumento da **Despesa Financeira Líquida** é explicado por maiores despesas com UBP, principalmente por conta da variação dos índices (IGPM/IPCA).

Epasa

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	(0)	48	(48)	-
Custos/Desp. Operacionais	(5)	(13)	9	-65,0%
Depreciação e Amortização	-	(12)	12	-
Resultado Financeiro	6	4	2	65,5%
IR/CS	(0)	(5)	4	-93,1%
Lucro Líquido	1	21	(21)	-97,6%

A redução na **Receita Líquida**, bem como nos **Custos e Despesas Operacionais**, ocorreram devido ao encerramento dos contratos de energia, no final de 2024. A **Depreciação e Amortização** tiveram redução pela mesma razão. O aumento na **Receita Financeira Líquida**

é explicado pela aplicação do saldo em caixa. Ademais, o **Imposto de Renda e Contribuição Social** registaram redução.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receitas	34	33	1	3,5%
Despesas	(152)	(164)	12	-7,5%
Resultado Financeiro	(117)	(131)	14	-10,3%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(89)	(106)	17	-16,1%
Marcação a mercado	(1)	(5)	3	-70,8%
Outras receitas e despesas	(27)	(21)	(7)	31,8%
Resultado Financeiro	(117)	(131)	14	-10,3%

As despesas financeiras líquidas reduziram principalmente por conta da diminuição no saldo da dívida em CDI, que afetou as **Despesas com a dívida líquida**.

EBITDA e Lucro Líquido

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	400	475	(75)	-15,7%
Depreciação e Amortização	219	219	(0)	-0,2%
Resultado Financeiro	117	131	(14)	-10,3%
Imposto de Renda / Contribuição Social	119	130	(12)	-8,8%
EBITDA	855	955	(100)	-10,5%

O efeito extraordinário de ajuste a valor justo de Paulista Lajeado (-R\$ 54 milhões) e o fim dos contratos da Epasa e das biomassas foram os principais impactos no **EBITDA** do trimestre.

Esta piora do EBITDA foi refletida no desempenho do **Lucro Líquido** no período.



3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO

3.3.1) Portfólio

Contrato de Concessão	Ínicio 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	Revisão Tarifária	Próxima Revisão
CONTRATO 055/01	31/12/2002	31/12/2042	100%	IPCA	856	212	5.829	Categoria 1	1 ^a RTP - 2018 2 ^a RTP - 2024	3 ^a RTP - 2028
SUL II	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	44	-	75	Categoria 3	1 ^a RTP - 2024	2 ^a RTP - 2029
TESB	27/07/2011	27/07/2041	98%	IPCA	43	-	98	Categoria 3	1 ^a RTP - 2016 2 ^a RTP - 2021	3 ^a RTP - 2026
SUL I	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	34	-	307	Categoria 3	1 ^a RTP - 2024	2 ^a RTP - 2029
CONTRATO 080/02	18/12/2002	18/12/2032	100%	IGP-M	20	-	127	Categoria 2	Não tem	
MORRO AGUDO	24/03/2015	24/03/2045	100%	IPCA	20	-	-	Categoria 3	Vai passar	1 ^a RTP - 2025
PIRACICABA	24/02/2013	24/02/2043	100%	IPCA	17	-	-	Categoria 3	1 ^a RTP - 2018 2 ^a RTP - 2024	3 ^a RTP - 2028
CONTRATO 004/01 (CAC 3)	31/03/2021	31/03/2051	100%	IPCA	12	-	-	Categoria 3	Vai passar	1 ^a RTP - 2026
MARACANAÚ	21/09/2018	21/09/2048	100%	IPCA	11	-	-	Categoria 3	1 ^a RTP - 2024	2 ^a RTP - 2029
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) Projetos consolidados por equivalência patrimonial;
- (3) Postergada para 2024.

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	1T25	1T24	Δ MWh	Δ %
ENS	425,9	367,3	58,6	16,0%

O aumento do ENS ocorreu principalmente devido a dois eventos de desligamentos ocorridos em janeiro e fevereiro.

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).

%	1T25	1T24	Δ %
PVd	1,171%	-1,099%	-

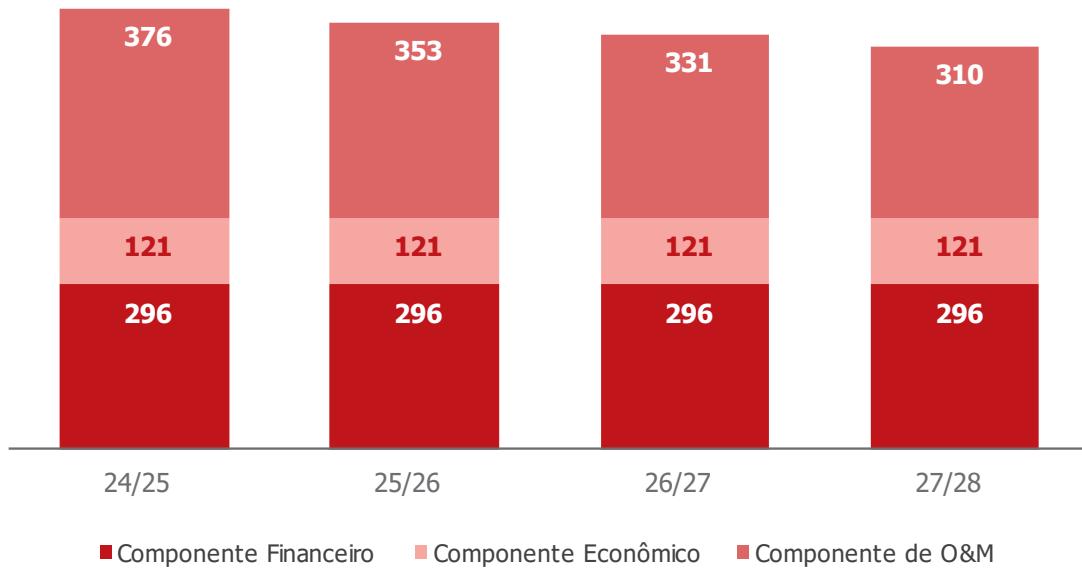
Cabe ressaltar que em 2024 obtivemos liminar para a devolução de descontos referentes a desligamentos ocorridos em 2022, o que afetou a base de comparação. O 1T25, comparado ao 4T24, apresentou uma queda de 36%, fruto de diminuição de falhas de equipamentos.

3.3.3) Temas Regulatórios

Fluxo de Recebimento da RBSE¹

A Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) correspondente aos ativos pertencentes à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE é a indenização dos ativos não amortizados, no contexto da renovação das concessões de Transmissão, nos termos da Lei nº 12.783/2013. O fluxo de recebimento para a receita desses ativos pertencentes ao Contrato de Concessão nº 055/2001 da CPFL Transmissão são demonstrados abaixo. 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 2.851/2021). Já o fluxo do componente econômico e o valor de O&M foram estabelecidos na REH nº 3.344/2024, que tratou da Revisão Tarifária Periódica (RTP) das transmissoras.

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



Nota: (1) Valores do gráfico estão na data base Junho/2024 e devem ser atualizados por IPCA anualmente. (2) Valores sem data definida para acabar (acaba somente na baixa ou substituição do ativo).

Revisão Tarifária Periódica ("RTP")

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

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

reposicionamento definitivo das receitas foi uma redução de 14,7%³.

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 RTP)	Trajetória 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\$ mil.

Reajuste Tarifário Anual ("RTA")

De acordo com a REH ANEEL 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) ao 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) à 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 RTP 2018 ("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;

³ O Índice de Reposicionamento corresponde à variação nominal em relação à receita vigente no ano anterior (2022-2023) ao da Revisão (2023-2024). Não considera o financeiro da RBSE.

- (v) Reforços e Melhorias que entraram em operação comercial durante o ciclo 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 se encontra 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	Trajetória 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 ANEEL 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	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\$ mil.

Em relação ao **Contrato de Concessão nº 004/2021 (Cachoeirinha 3)**, a transmissora concluiu as obras objeto do Contrato de Concessão.

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	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	331	398	(67)	-16,7%
Receita Operacional Líquida	280	327	(47)	-14,4%
PMSO, Previdência e PDD	(84)	(77)	(7)	9,0%
Equivalência Patrimonial	2	3	(2)	-43,6%
EBITDA	198	253	(55)	-21,9%
Depreciação e Amortização	(45)	(29)	(16)	55,6%
Resultado Financeiro	(113)	(80)	(33)	41,8%
<i>Receitas Financeiras</i>	12	16	(4)	-25,2%
<i>Despesas Financeiras</i>	(125)	(96)	(29)	30,8%
Lucro Antes da Tributação	39	144	(105)	-72,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(5)	(27)	22	-79,7%
Lucro Líquido	34	117	(83)	-71,1%

Receita Operacional

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Contrato de Concessão 055/2001	277	348	(70)	-20,2%
Sul II	12	11	1	8,7%
TESB	12	10	2	20,5%
Sul I	9	9	(0)	-1,2%
Contrato de Concessão 080/2002	5	5	(0)	-4,9%
Morro Agudo	5	6	(0)	-4,5%
Piracicaba	5	4	1	18,8%
Maracanaú	3	3	(0)	-0,3%
Contrato de Concessão 004/2001 (CAC 3)	3	2	1	30,7%
Encargos Regulatórios	(24)	(37)	13	-35,4%
Receita Bruta	331	398	(67)	-16,7%
Deduções da Receita	(51)	(71)	20	-27,6%
Receita Líquida	280	327	(47)	-14,4%

A redução percebida na **receita operacional** é devido aos efeitos da revisão tarifária para o ciclo

2024-2025, aplicada a partir de julho de 2024.

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

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Pessoal	35	32	3	10,1%
Material	3	(3)	6	-
Serviços de Terceiros	27	21	5	25,1%
Entidade de Previdência Privada	10	18	(8)	-44,9%
Outros	10	9	1	9,3%
<i>PDD</i>	2	(1)	3	-
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	12	14	(2)	-11,7%
<i>Provisões</i>	5	0	5	-
<i>Outros</i>	(10)	(4)	(6)	135,8%
PMSO	84	77	7	9,0%
Depreciação e Amortização	45	29	16	55,6%
PMSO, depreciação e amortização	129	106	23	21,7%

O **PMSO** foi afetado principalmente por:

- l Aumento em despesas com serviços de terceiros (-R\$ 5 milhões) – principalmente em gastos ambientais;
- l Aumento da Provisão para Devedores Duvidosos (PDD) (-R\$ 3 milhões).

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

EBITDA

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	34	117	(83)	-71,1%
Depreciação e Amortização	45	29	16	55,6%
Resultado Financeiro	113	80	33	41,8%
Imposto de Renda / Contribuição Social	5	27	(22)	-79,7%
EBITDA	198	253	(55)	-21,9%

A redução no **EBITDA** se deve principalmente a uma menor receita conforme explicado anteriormente.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(121)	(62)	(59)	95,7%
Marcação a Mercado	(4)	(21)	17	-82,5%
Outras receitas e despesas	11	2	9	501,6%
Resultado Financeiro	(113)	(80)	(33)	41,8%

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

- l Aumento das despesas com dívida, fruto das novas emissões ocorridas ao longo de 2024 (-R\$ 46 milhões);
- l Gastos com novas captações (-R\$ 8 milhões);
- l Aumento de despesas fruto do aumento do indexador da dívida (CDI), saindo de 2,62% no 1T24 para 2,94% do 1T25 (-R\$ 5 milhões);

Parcialmente compensado por:

- l Ganho na marcação à mercado das dívidas, especialmente as novas captações, fruto de uma redução no spread de risco (+R\$ 17 milhões);
- l Outros (+R\$ 9 milhões).

Lucro Líquido

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

3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro | IFRS

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	657	493	164	33,2%
Receita Operacional Líquida	604	422	182	43,1%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	379	297	82	27,5%
PMSO, Previdência e PDD	(85)	(81)	(4)	5,4%
Custos com construção de infraestrutura	(160)	(88)	(72)	82,2%
Equivalência Patrimonial	2	3	-1	-41,2%
EBITDA¹	360	256	104	40,6%
Depreciação e Amortização	(9)	(11)	2	-18,2%
Resultado Financeiro	(113)	(81)	(32)	39,3%
<i>Receitas Financeiras</i>	12	14	(2)	-18,0%
<i>Despesas Financeiras</i>	(125)	(96)	(29)	30,7%
Lucro Antes da Tributação	238	163	75	45,3%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(57)	(39)	(18)	47,5%
Lucro Líquido	180	125	56	44,6%

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	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	739	550	189	34,3%
Receita Operacional Líquida	636	463	173	37,4%
Custo com Energia Elétrica	(619)	(404)	(215)	53,3%
PMSO, Previdência e PDD	(35)	(16)	(20)	125,1%
EBITDA¹	(18)	44	(62)	-
Depreciação e Amortização	(2)	(1)	(0)	1,8%
Resultado Financeiro	(6)	(6)	(1)	10,4%
<i>Receitas Financeiras</i>	6	20	(13)	-67,5%
<i>Despesas Financeiras</i>	(12)	(25)	13	-50,2%
Lucro Antes da Tributação	(26)	37	(63)	-
Imposto de Renda e Contribuição Social	(3)	(7)	4	-54,4%
Lucro (prejuízo) Líquido	(29)	29	(59)	-

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

O **EBITDA** foi impactado pela menor margem e pela inadimplência (PDD) de algumas comercializadoras (contrapartes no mercado) que entraram em recuperação judicial.

Serviços

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	329	321	8	2,5%
Receita Operacional Líquida	302	296	7	2,3%
PMSO, Previdência e PDD	(229)	(212)	(17)	8,0%
EBITDA¹	73	83	(10)	-12,3%
Depreciação e Amortização	(15)	(15)	0	-0,9%
Resultado Financeiro	0	5	(4)	-94,4%
<i>Receitas Financeiras</i>	3	6	(3)	-49,0%
<i>Despesas Financeiras</i>	(3)	(2)	(1)	65,8%
Lucro Antes da Tributação	59	73	(14)	-19,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(12)	(19)	7	-35,3%
Lucro Líquido	46	54	(8)	-14,2%

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



4) ANEXO

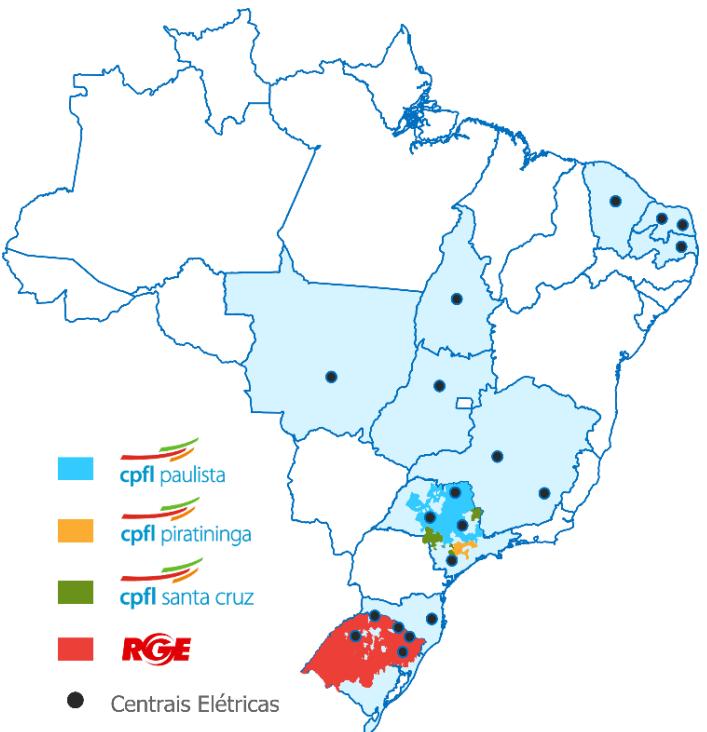
Perfil da Empresa e Estrutura Societária

Área de Atuação

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

A CPFL é a maior distribuidora em volume de energia vendida, com 13% de participação no Brasil, atendendo cerca de 10,7 milhões de clientes em 687 municípios. Com 4.254 MW de capacidade instalada, está entre as maiores geradoras do país, com 96% do portfólio em geração proveniente de fontes renováveis.

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



Estratégia de Crescimento

Para saber sobre o Planejamento Estratégico e as Vantagens Competitivas da CPFL Energia, acessar o [site de RI](#).

Estrutura Societária e Governança Corporativa

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

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

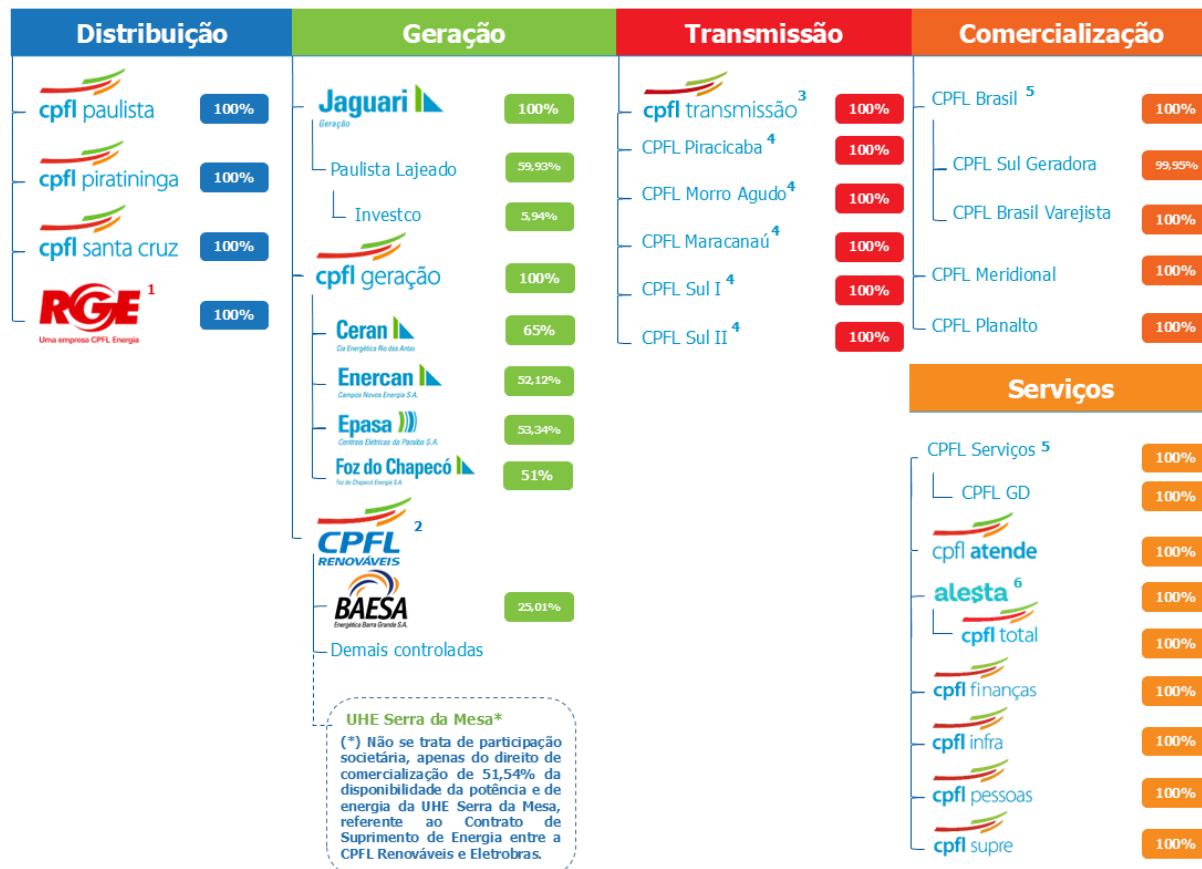

 STATE GRID
CORPORATION OF CHINA

83,71%



Free Float

16,29%



Base: 30/04/2025

Notas:

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

Política de Distribuição de Dividendos

A Política de Distribuição de Dividendos da CPFL Energia estabelece diretrizes, critérios e procedimentos para a distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio aos acionistas da Companhia, de acordo com a sua geração de caixa, sem comprometer o seu crescimento e sua necessidade de investimentos. A política está disponível no [site de RI](#).



