



Eletrobras

2T25

Relatório de Resultados



Eletrobras

Videoconferência

**Em português com tradução
simultânea para inglês**

**Quinta-feira,
7 de agosto de 2025**

11:00 (Brasília)
10:00 (Nova Iorque)
15:00 (Londres)

**Dados de acesso para
plataforma Zoom:**

[Clique aqui](#)

Fale com o RI

ri@eletrobras.com

<https://ri.eletrobras.com/>

As informações financeiras trimestrais intermediárias a seguir foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRS") emitidas pelo *International Accounting Standards Board* ("IASB"), que compreendem as normas da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), os pronunciamentos contábeis, interpretações e orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") e, quando aplicáveis, as regulamentações do órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"),

SUMÁRIO

1.	RESULTADO CONSOLIDADO IFRS E REGULATÓRIO	8
2.	DRE REGULATÓRIA AJUSTADA	11
3.	EBITDA AJUSTADO	13
4.	COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	16
5.	INVESTIMENTOS E PROJETOS DE EXPANSÃO	17
6.	ENDIVIDAMENTO	22
7.	EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO	24
8.	FLUXO DE CAIXA	25
9.	DESEMPENHO FINANCEIRO	26
9.1.	Receitas Operacionais	26
9.2.	Custos e Despesas Operacionais	31
9.3.	Margem de Contribuição da Geração	39
9.4.	Participações Societárias	41
9.5.	Resultado Financeiro	42
9.6.	Tributos Correntes e Diferidos	44
10.	DESEMPENHO OPERACIONAL	45
10.1.	Segmento de Geração	45
10.2.	Segmento de Transmissão	48
10.3.	ESG	49
11.	ANEXOS	50
11.1.	Anexo 1 - Demonstrações Contábeis	50
11.2.	Anexo 2 - Nota sobre venda das Térmicas	59
11.3.	Anexo 3 - Nota sobre a Incorporação de Furnas e da Eletropar	59
11.4.	Anexo 4 - DRE Regulatória vs. IFRS	60
11.5.	Anexo 5 - EBITDA IFRS	62
11.6.	Anexo 6 - Receita Societária de Geração	63
11.7.	Anexo 7 - Receita Societária de Transmissão	63
11.8.	Anexo 8 - Receita Regulatória de Transmissão - Parcela de Ajuste (PA)	64
11.9.	Anexo 9 - Componente Financeiro da RBSE (PRT 120/2016)	66
11.10.	Anexo 10 - RTP da RAP 2025 dos Contratos de Concessão Licitados	67
11.11.	Anexo 11 - Reajuste Anual da RAP ciclo 2025/2026	68
11.12.	Anexo 12 - Financiamentos e empréstimos concedidos (Recebíveis)	69
11.13.	Anexo 13 - Conciliação Resultado Regulatório x IFRS	70

ELETROBRAS DIVULGA RESULTADOS DO 2º TRIMESTRE DE 2025

O resultado financeiro da Eletrobras no 2T25 refletiu os efeitos positivos com venda de energia e menores despesas com Pessoal, Material, Serviços e Outros (PMSO), em linha com a estratégia de otimização da comercialização de energia e busca contínua pela eficiência operacional.

Principais eventos do 2T25:

Remuneração aos acionistas: R\$ 4.000 milhões de dividendos, em linha com a metodologia de alocação de capital da Eletrobras. Desde a divulgação do 4T24, a Administração realizou entregas consistentes e acelerou o processo de eliminação de riscos da Companhia. Esse fator aliado a uma visão mais construtiva de preço de energia, possibilitou a proposta de dividendos, reforçando o compromisso com a disciplina financeira e a geração de valor aos acionistas.

Margem de contribuição da geração: a contribuição da geração para o resultado cresceu de R\$ 2.892 milhões no 2T24 para R\$ 3.345 milhões no 2T25.

Essa variação pode ser explicada pelo aumento da receita bruta, impulsionada pela nossa estratégia de comercialização de energia, mais que compensando o maior gasto com energia comprada para revenda. Por sua vez, os custos com encargos de uso de rede apresentaram queda no mesmo período, contribuindo de forma positiva para o resultado do segmento de geração.

Empréstimo Compulsório: o estoque de provisão foi reduzido em R\$ 1,2 bilhão na comparação com o 1T25 e R\$ 3,3 bilhões em relação ao 2T24, totalizando R\$ 12 bilhões no 2T25. Houve reversão líquida de R\$ 279 milhões devidos aos acordos celebrados e às decisões favoráveis no 2T25.

Investimentos: R\$ 1.966 milhões no 2T25, em linha com 2T24, e um crescimento de 116% em relação ao 1T25. Vale destacar o aumento dos investimentos em reforços e melhorias no segmento de transmissão que atingiram R\$ 1.108 milhões no 2T25.

Ainda no segmento de transmissão, estamos implementando 249 empreendimentos de grande porte com RAP adicional de R\$ 1,8 bilhão entre 2025-2030 e CAPEX total estimado em R\$ 13,3 bilhões.

Em julho, a Eletrobras concluiu o primeiro empreendimento vencido em leilão após a privatização. O projeto Caladinho foi concluído com 14 meses de antecedência em relação ao prazo da ANEEL, que originalmente era em setembro de 2026.

A Eletrobras realizou aportes de R\$ 225 milhões em abr/25 e de R\$ 282 milhões em jul/25 na Transnorte Energia S.A. (TNE), elevando sua participação no capital social para 64,61%. A obra foi retomada em 2022 e consiste na implantação da linha de transmissão para integrar o estado de Roraima ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Gestão de portfólio: em abril, finalizamos a aquisição da participação de 51% do capital social da Eletronet, passando a consolidar e controlar a empresa. Em maio, houve a conclusão da venda das térmicas do Amazonas pelo montante total de recursos de R\$ 2,9 bilhões. Ainda em maio, concluímos o descruzamento de ativos com a Copel. A Eletrobras passou a consolidar a UHE Colíder com 300 MW de capacidade hidrelétrica em seu portfólio.

Gestão financeira: a dívida líquida totalizou R\$ 40,13 bilhões no 2T25, aumento de R\$ 0,85 bilhão em relação ao 1T25 e redução de R\$ 2,84 bilhão na comparação com o 2T24. O prazo médio da dívida consolidada foi alongado em 2,6 meses no 2T25, quando comparado ao 2T24. O custo médio total passou de CDI + 0,48% a.a. para CDI + 0,57% a.a. no mesmo período.

Destaque para a captação de R\$ 2 bilhões em debêntures emitidas pela Eletronorte em jul/25 com um custo equivalente de CDI - 0,56% a.a. após operação de *swap*.

Avanços na comercialização: atingimos 781 clientes no 2T25 um crescimento de 24% em relação ao 2T24, sendo 688 clientes no ambiente de comercialização livre (ACL) contra 551 no 2T24.

Destaques Financeiros 2T25

- **ROL regulatória:** manteve-se estável em relação ao 2T24, atingindo R\$ 9.593 milhões:
 - (+) crescimento da receita de geração, aumento de 9,9% no preço médio e de 1,0% no volume. Destaque para o crescimento da venda tanto no ambiente de contratação livre (ACL) como no ambiente de contratação regulada (ACR).
 - (-) redução da Receita Anual Permitida (RAP) de R\$ 483 milhões em relação ao 2T24 em função da Revisão Tarifária Periódica (RTP 2024), sendo R\$ 328 milhões referentes à Parcela de Ajuste (PA) Postergação.
- **PMSO societário ajustado:** R\$ 1.403 milhões (redução de 3,8% vs. 2T24), refletindo economias ligadas a ganhos de eficiência. No 2T25, o PMSO ajustado foi impactado pelos seguintes efeitos:
 - (a) R\$ 213 milhões relativos aos Programas de Demissão Voluntária (PDVs) e custos com rescisões ;
 - (b) R\$ 15 milhões de custos com consultorias jurídicas relacionadas à estratégia de redução de contingências.
- **Energia Comprada para Revenda (IFRS):** R\$ 1.356 milhões (aumento de 70,1% vs. 2T24), explicado principalmente pela energia comprada para fins de gestão de lastro regulatório na Eletrobras. Vale destacar que essas operações não geram impacto em resultado, uma vez que o preço de compra não é superior ao preço de liquidação.
- **Provisões regulatórias ajustadas:** provisão líquida de R\$ 98 milhões, reflexo da redução da inadimplência com a energia vendida para Amazonas Energia, de R\$482 milhões no 2T24 para uma reversão de R\$15 milhões no 2T25.
- **EBITDA regulatório ajustado:** R\$ 5.501 milhões (redução de 8,6% vs 2T24).

Excluindo o resultado das participações societárias, o EBITDA alcançou R\$ 5.706 milhões no 2T25, um aumento de R\$318 milhões em relação ao 2T24, refletindo:

 - (a) maior receita de geração;
 - (b) redução dos custos e despesas com pessoal, material, serviços e outros;
 - (c) menores provisões reconhecidas no trimestre;

Tais efeitos foram parcialmente compensados pela menor receita de transmissão e pelos maiores custos com energia comprada para revenda.
- **Lucro Líquido societário ajustado:** R\$ 1.469 milhões, impactado positivamente pelo:
 - (a) aumento da receita de geração superior ao avanço de custos com produção e compra de energia;
 - (b) incremento no reconhecimento da receita de transmissão;
 - (c) pela redução dos gastos com PMSO e das despesas financeiras. Tal combinação mais que compensou a menor contribuição das participações societárias.

Tabela 1 - Ajustes no EBITDA Regulatório (R\$ mm)

	2T25	2T24	%	1T25	%	6M25	6M24
EBITDA Regulatório (a)	5.820	6.125	-5,0	5.485	6,1	11.305	11.821
Total de Ajustes no EBITDA (b)	-319	-108	196,3	-108	194,7	-427	-198
Receita Bruta: ajuste de preço de M&As 2T25	109	0	0,0	0	0,0	109	0
PMSO	228	171	33,6	191	19,1	419	203
PDV	98	11	795,5	96	1,1	194	44
Custos com rescisão de 2025	109	0	0,0	31	249,7	140	0
Custos com rescisão de 2024	7	0	0,0	22	-69,6	29	0
Consultorias jurídicas relacionadas a estratégia de redução de contingências	15	42	-64,0	42	-63,5	57	42
Condenações Judiciais	0	118	n.m.	0	0,0	0	118
Provisão	-95	-396	-76,0	-166	-42,9	-261	-514
Provisão para litígios	-74	-89	-17,3	-99	-25,7	-173	-228
PECLD - Financiamentos e empréstimos	10	0	0,0	0	0,0	10	4
Contratos onerosos	-30	-45	-34,1	-29	1,5	-59	-83
Perdas estimadas em investimentos	-21	14	-250,5	-12	71,3	-34	29
Perda estimada por irrecuperabilidade de ativos (Impairment)	0	0	-56,0	0	-1,3	0	6
Provisão para implantação de ações - Empréstimo Compulsório	20	17	19,9	-26	-178,0	-6	50
Mensuração a valor justo de ativo disp. p/ venda	0	-293	n.m.	0	0,0	0	-293
Resultado de alienação de ativos	-504	115	-537,7	0	0,0	-504	115
Outras receitas e despesas	-57	2	n.m.	-133	-57,4	-190	-3
EBITDA Regulatório Ajustado (c) = (a) + (b)	5.501	6.017	-8,6	5.377	2,3	10.878	11.623

PRINCIPAIS INDICADORES FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Tabela 2 - Destaques Operacionais

	2T25	2T24	Δ%	1T25	Δ%
Geração e Comercialização					
Capacidade Instalada Geração (MW)	44.368	44.279	0,2	44.359	0,0
Garantia Física (MWm) (1)	21.655	22.012	-1,6	21.915	-1,2
Geração Líquida (TWh)	38,7	41,7	-7,2	45,5	-15,1
Energia Vendida ACR (TWh) (2)	8,7	8,8	-0,4	10,0	-12,8
Energia Vendida ACL (TWh) (3)	17,9	15,8	13,2	23,2	-22,8
Energia Vendida Cotas (TWh) (4)	4,9	8,6	-43,0	5,4	-9,8
Preço Médio ACR (R\$/MWh) (5)	220,97	213,30	3,6	212,54	4,0
Preço Médio ACL (R\$/MWh)	152,45	147,30	3,5	143,36	6,3
Transmissão					
Linhas de transmissão (km)	73.774	73.803	0,0	74.097	-0,4
RAP (R\$mm) (6)	17.209	17.856	-3,6	17.164	0,3

(1) A GF reflete: (a) a portaria GM/MME 544/21, que definiu a revisão dos valores de GF das usinas que tiveram renovação da concessão por conta da capitalização (usinas sob regime de Cotas, Tucuruí, Itumbiara, Sobradinho, Mascarenhas de Moraes e Curuá-Una), com significativa redução na GF, valendo a partir de 2023; (b) a portaria GM/MME 709/22, com Revisão Ordinária de GF de usinas hidrelétricas, valendo a partir de 2023, afetando várias usinas de Eletrobras; (c) o aumento da GF da UTE Santa Cruz pelo fechamento do Ciclo Combinado, a partir do despacho ANEEL 481, de 23/fev/23, autorizando o início de operação comercial de nova unidade geradora na usina.

(2) Não inclui cotas.

(3) Inclui os contratos sob Lei 13.182/2015.

(4) Os valores apresentados são de Garantia Física de cotas em GWh.

(5) Exclui térmicas.

(6) RAP Homologada para o ciclo regulatório em curso, associada aos módulos ativos ao final de cada período, incluindo os que eram ativos no começo do ciclo mais os que entraram em operação comercial. Inclui contratos de transmissão das empresas Eletrobras Holding, Chesf, CGT Eletrosul, Eletronorte, TMT e VSB.

Tabela 3 - Destaques Financeiros

	2T25	2T24	%	1T25	%
Indicadores Financeiros					
Receita Bruta	12.082	10.280	17,5	12.222	-1,1
Receita Bruta Ajustado	12.191	10.280	18,6	12.222	-0,3
Receita Operacional Líquida	10.199	8.395	21,5	10.414	-2,1
Receita Oper. Líquida Ajustado	10.308	8.395	22,8	10.414	-1,0
Receita Oper. Líquida Regulatória	9.593	9.620	-0,3	9.708	-1,2
EBITDA	1.259	4.430	-71,6	4.318	-70,8
EBITDA Ajustado	5.151	4.322	19,2	4.416	16,6
EBITDA Regulatório	5.820	6.125	-5,0	5.485	6,1
EBITDA Regulatório Ajustado	5.501	6.017	-8,6	5.377	2,3
Margem EBITDA (%)	12,3	52,8	-40,4pp	41,5	-29,1pp
Margem EBITDA Ajustado (%)	50,0	51,5	-1,5pp	42,4	7,6pp
Retorno sobre o Patrimônio (ROE %)	5,6	3,9	1,7pp	8,0	-2,4pp
Dívida Bruta Ajustada	71.042	70.375	0,9	71.192	-0,2
Dívida Líquida Ajustado	40.125	42.961	-6,6	39.272	2,2
Dív. Líq Aj./ EBITDA LTM Ajustado	1,5	2,5	-38,7	1,5	-1,1
Lucro Líquido	-1.325	1.743	-176,0	-354	274,7
Lucro Líquido Ajustado	1.469	1.025	43,3	-80	n.m.
Investimentos	1.966	2.000	-1,7	912	115,5

DESTAQUES DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

1. RESULTADO CONSOLIDADO | IFRS E REGULATÓRIO

Tabela 4 - DRE IFRS (R\$ mm)

	2T25			2T24		1T25		6M25	6M24	
	IFRS	Ajuste	Ajustado	Ajustado	% A/A	Ajustado	% T/T	Ajustado	Ajustado	% A/A
Geração	6.851	109	6.960	5.828	19,4	6.967	-0,1	13.928	11.761	18,4
Transmissão	5.079	0	5.079	4.395	15,6	5.186	-2,1	10.264	8.954	14,6
Outros	152	0	152	57	168,5	69	121,1	221	136	62,3
Receita Bruta	12.082	109	12.191	10.280	18,6	12.222	-0,3	24.413	20.851	17,1
(-) Deduções da Receita	-1.883	0	-1.883	-1.884	-0,1	-1.807	4,2	-3.691	-3.737	-1,3
Receita Líquida	10.199	109	10.308	8.395	22,8	10.414	-1,0	20.722	17.114	21,1
Energia revenda, rede, combustível e construção	-3.568	0	-3.568	-3.046	17,1	-3.862	-7,6	-7.430	-5.903	25,9
Pessoal, Material, Serviços e Outros	-1.631	228	-1.403	-1.458	-3,8	-1.467	-4,3	-2.870	-3.052	-6,0
Provisões Operacionais	-133	-43	-177	-269	-34,3	-86	106,3	-262	-583	-55,0
Resultado da alienação de ativos	-105	105	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0
Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	-3.433	3.433	0	0	0,0	-952	n.m.	-952	0	0
Outras receitas e despesas	57	-57	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
EBITDA, antes de Part. Societárias	1.385	3.775	5.160	3.622	42,5	4.049	27,5	9.209	7.575	21,6
Participações Societárias	-126	116	-10	700	-101,4	368	-102,7	358	1.276	-71,9
EBITDA	1.259	3.892	5.151	4.322	19,2	4.416	16,6	9.567	8.852	8,1
D&A	-1.131	0	-1.131	-968	16,9	-1.112	1,7	-2.244	-1.965	14,2
EBIT	127	3.892	4.019	3.354	19,8	3.304	21,6	7.323	6.887	6,3
Resultado Financeiro	-2.555	178	-2.377	-2.750	-13,6	-3.319	-28,4	-5.696	-5.531	3,0
EBT	-2.427	4.069	1.642	604	171,9	-15	n.m.	1.627	1.356	20,0
Imposto de Renda e Contribuição Social	1.102	-1.275	-173	421	-141,1	-65	166,5	-238	116	-304,9
Lucro Líquido	-1.325	2.794	1.469	1.025	43,3	-80	n.m.	1.389	1.472	-5,6

Tabela 5 - DRE Regulatória (R\$ mm)

	2T25			2T24		1T25		6M25	6M24	
	Regulatória	Ajuste	Ajustado	Ajustado	% A/A	Ajustado	% T/T	Ajustado	Ajustado	% A/A
Geração	6.836	109	6.945	6.310	10,1	7.023	-1,1	13.968	12.675	10,2
Transmissão	4.488	0	4.488	5.138	-12,7	4.423	1,5	8.911	10.129	-12,0
Outros	152	0	152	56	172,8	69	121,1	221	134	64,5
Receita Bruta	11.476	109	11.585	11.504	0,7	11.515	0,6	23.100	22.939	0,7
(-) Deduções da Receita	-1.883	0	-1.883	-1.884	-0,1	-1.807	4,2	-3.691	-3.737	-1,3
Receita Líquida	9.593	109	9.701	9.620	0,8	9.708	-0,1	19.409	19.201	1,1
Energia revenda, rede, combustível e construção	-2.478	0	-2.478	-2.320	6,8	-3.152	-21,4	-5.630	-4.591	22,6
Pessoal, Material, Serviços e Outros	-1.647	228	-1.419	-1.476	-3,8	-1.473	-3,6	-2.892	-3.082	-6,2
Provisões Operacionais	-3	-95	-98	-437	-77,5	-77	27,1	-175	-981	-82,1
Resultado da alienação de ativos	504	-504	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0
Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	0	0	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0
Outras receitas e despesas	57	-57	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
EBITDA, antes de Part. Societárias	6.025	-319	5.706	5.388	5,9	5.006	14,0	10.711	10.547	1,6
Participações Societárias	-205	0	-205	629	-132,5	371	-155,1	166	1.076	-84,5
EBITDA	5.820	-319	5.501	6.017	-8,6	5.377	2,3	10.878	11.623	-6,4
D&A	-1.615	0	-1.615	-1.450	11,3	-1.592	1,4	-3.206	-2.929	9,5
EBIT	4.206	-319	3.886	4.567	-14,9	3.785	2,7	7.672	8.694	-11,8
Resultado Financeiro	-2.627	229	-2.398	-2.945	-18,6	-3.275	-26,8	-5.673	-5.815	-2,4
EBT	1.578	-90	1.488	1.622	-8,2	511	191,5	1.999	2.879	-30,6
Imposto de Renda e Contribuição Social	-330	86	-244	84	-389,2	-101	140,6	-345	-286	20,7
Lucro Líquido	1.248	-4	1.244	1.706	-27,0	409	204,1	1.654	2.593	-36,2

Resultado do 2T24: reclassificações

Vale destacar que o resultado apresentado neste relatório, referente ao 2T24, apresenta diferenças em relação ao apresentado na ocasião da sua divulgação em 07 de agosto de 2024.

Tanto no resultado societário quanto no regulatório há a reclassificação de duas despesas como recorrentes, em outros do PMSO e em imposto diferido, o que já havia sido feito de forma retroativa na divulgação do resultado do 4T24.

No resultado regulatório, há diferenças fruto de reclassificação entre linhas da DRE:

- (a) receita de transmissão e encargos sobre o uso de rede elétrica; e
- (b) outras despesas operacionais (PMSO), provisões operacionais e resultado financeiro.

A tabela abaixo apresenta os valores originalmente divulgados, os reclassificados e a diferença, para o resultado societário (IFRS) e o regulatório.

Tabela 6 - Reclassificações da DRE Ajustada do 2T24 (R\$ mm)

	IFRS Ajustado			Regulatório Ajustado		
	Divulgado no 2T24	Reclassificado	Diferença	Divulgado no 2T24	Reclassificado	Diferença
Geração	5.828	5.828	0	6.310	6.310	0
Transmissão	4.395	4.395	0	5.254	5.138	-115
Outros	57	57	0	56	56	0
Receita Bruta	10.280	10.280	0	11.620	11.504	-115
(-) Deduções da Receita	-1.884	-1.884	0	-1.884	-1.884	0
Receita Líquida	8.395	8.395	0	9.735	9.620	-115
Energia revenda, rede, combustível e construção	-3.046	-3.046	0	-2.435	-2.320	115
Pessoal, Material, Serviços e Outros	-1.576	-1.458	118	-1.500	-1.476	25
Provisões Operacionais	-269	-269	0	-419	-437	-17
Resultado da alienação de ativos	0	0	0	0	0	0
Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	0	0	0	0	0	0
Outras receitas e despesas	0	0	0	0	0	0
EBITDA, antes de Part. Societárias	3.504	3.622	118	5.380	5.388	7
Participações Societárias	700	700	0	629	629	0
EBITDA	4.204	4.322	118	6.010	6.017	7
D&A	-968	-968	0	-1.450	-1.450	0
EBIT	3.236	3.354	118	4.559	4.567	7
Resultado Financeiro	-2.750	-2.750	0	-3.055	-2.945	110
EBT	487	604	117	1.504	1.622	117
Imposto de Renda e Contribuição Social	129	421	292	-208	84	292
Lucro Líquido	615	1.025	410	1.296	1.706	410

2. DRE REGULATÓRIA AJUSTADA

Esta seção apresenta a reconciliação entre a DRE Regulatória e a Societária, bem como os ajustes de eventos não recorrentes na DRE Regulatória.

O [Anexo 4](#) deste relatório traz explicações complementares que podem contribuir para uma melhor compreensão dos temas.

Já a reconciliação detalhada entre as Demonstrações de Resultado regulatória e societária está disponível na planilha "Reconciliação da DRE Regulatória e Societária", localizada em [Informações Financeiras Históricas](#) no site de RI da Companhia.

Tabela 7 - DRE Regulatória x DRE IFRS (R\$ mm)

	2T25 IFRS	Diferença	2T25 Regulatório	Ajuste de não recorrentes	2T25 Regulatório Ajustado
Geração	6.851	-15	6.836	109	6.945
Transmissão	5.079	-591	4.488	0	4.488
Outros	152	0	152	0	152
Receita Bruta	12.082	-606	11.476	109	11.585
(-) Deduções da Receita	-1.883	0	-1.883	0	-1.883
Receita Líquida	10.199	-606	9.593	109	9.701
Construção	-1.036	1.036	0	0	0
Energia comprada pra revenda	-1.356	-92	-1.447	0	-1.447
Encargos sobre uso da rede	-955	146	-809	0	-809
Combustível para produção de energia elétrica	-222	0	-222	0	-222
Energia revenda, rede, combustível e construção	-3.568	1.090	-2.478	0	-2.478
Pessoal	-997	-3	-1.000	213	-787
Material	-42	0	-42	0	-42
Serviços	-456	0	-456	15	-441
Outros	-136	-13	-149	0	-149
Pessoal, Material, Serviços e Outros	-1.631	-16	-1.647	228	-1.419
Provisões Operacionais	-133	130	-3	-95	-98
Resultado da alienação de ativos	-105	610	504	-504	0
Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	-3.433	3.433	0	0	0
Outras receitas e despesas	57	0	57	-57	0
EBITDA, antes de Part. Societárias	1.385	4.640	6.025	-319	5.706
Participações Societárias	-126	-78	-205	0	-205
EBITDA	1.259	4.561	5.820	-319	5.501
D&A	-1.131	-483	-1.615	0	-1.615
EBIT	127	4.078	4.206	-319	3.886
Resultado Financeiro	-2.555	-73	-2.627	229	-2.398
EBT	-2.427	4.006	1.578	-90	1.488
Imposto de Renda e Contribuição Social	1.102	-1.432	-330	86	-244
Lucro Líquido, continuadas	-1.325	2.573	1.248	-4	1.244

Ajustes de eventos não recorrentes

Os valores a seguir referem-se a efeitos classificados como não recorrentes:

- **Receita de Geração:** R\$ 109 milhões, referente a ajustes no valor das transações de venda das térmicas do Amazonas na Eletronorte e descruzamento de ativo com a Copel na CGT Eletrosul.
- **PMSO (Pessoal):** R\$ 213 milhões, dos quais R\$ 98 milhões são relacionados aos PDVs e R\$ 115 milhões à rescisões contratuais.
- **PMSO (Serviços):** R\$ 15 milhões, referentes a consultorias jurídicas ligadas à redução de contingências.
- **Provisão Operacional:** -R\$ 95 milhões, englobando provisões para litígios, ajustes para implantação de ações ligadas ao empréstimo compulsório, perdas estimadas em investimentos e por irrecuperabilidade de ativos, correção de contratos onerosos, e provisão para refletir possível perda estimada em financiamentos e empréstimos.
- **Alienação de Ativos:** -R\$ 504 milhões, referente aos impactos, sem efeito caixa mas reconhecidos no resultado, em função da conclusão de transações de compra e venda de ativos no trimestre, incluindo a venda das térmicas do Amazonas, descruzamento de ativos com a Copel e aquisição do controle da Eletronet.
- **Outras Despesas e Receitas:** -R\$ 57 milhões, ajustado integralmente como não recorrente, dada a natureza atípica dos itens que compõem esse item.
- **Resultado Financeiro:** R\$ 229 milhões, relacionados à atualização monetária de empréstimo compulsório e de litígios.
- **Imposto de Renda e Contribuição Social:** R\$ 86 milhões, relacionado à mudança da alíquota efetiva da Eletronorte.

3. EBITDA AJUSTADO

EBITDA Regulatório Ajustado

No 2T25, o **EBITDA regulatório ajustado** totalizou R\$ 5.501 milhões, uma redução de R\$ 516 milhões em comparação ao 2T24, refletindo a menor receita de transmissão e a contribuição negativa dos resultados das participações societárias, que foram parcialmente compensadas pelo aumento da receita de geração, redução dos custos e despesas PMSO, e menor volume de provisões reconhecidas no trimestre. Esses eventos positivos também foram observados no 1T25.

Excluindo o resultado das participações societárias, o EBITDA alcançou R\$ 5.706 milhões no 2T25, um aumento de R\$318 milhões em relação ao 2T24. Os destaques no resultado das participações societárias foram:

- (a) parada para manutenção na Usina Angra 1 na Eletronuclear, incluindo modernização de equipamentos para extensão de vida útil e
- (b) efeito negativo no lucro líquido da ISA Energia proveniente da redução do fluxo de recebimentos relacionados ao componente financeiro da RBSE.

Tabela 8 - EBITDA Regulatório Ajustado (R\$ mm)

	2T25	2T24	%	1T25	%	6M25	6M24	%
Receita Líquida (1)	9.701	9.620	0,8	9.708	-0,1	19.409	19.201	1,1
- Energia revenda, encargos de rede, combustível	-2.478	-2.320	6,8	-3.152	-21,4	-5.630	-4.591	22,6
- Pessoal, Material, Serviços e Outros	-1.419	-1.476	-3,8	-1.473	-3,6	-2.892	-3.082	-6,2
- Provisões Operacionais (1)	-98	-437	-77,5	-77	27,1	-175	-981	-82,1
- Resultado de alienação de ativos	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
- Outras receitas e despesas	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
+ Participações Societárias	-205	629	-132,5	371	-155,1	166	1.076	-84,5
EBITDA Regulatório Ajustado	5.501	6.017	-8,6	5.377	2,3	10.878	11.623	-6,4

(1) Reconhece o valor de R\$ 432 milhões no 1T24 referente à receita proveniente da Amazonas Energia. Em função da inadimplência, esses saldos são inteiramente reconhecidos, também, nas provisões operacionais. No 4T24 e no 1T25, o faturamento das térmicas foi reconhecido, sem nenhum provisionamento correspondente. Como parte do faturamento de Balbina continuou e continua inadimplente, foi provisionado o valor de R\$ 32 milhões no 4T24 e R\$ 56 milhões no 1T25.

A **receita de geração** foi de R\$ 6.836 milhões no 2T25, com aumento de R\$ 526 milhões em relação ao 2T24. O destaque foi o crescimento de R\$ 1.000 milhões da receita com energia liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP), refletindo maiores volumes e preços, sendo parcialmente compensados pela queda de R\$ 486 milhões na receita, em função da venda das térmicas do Amazonas à Âmbra, em maio de 2025.

O aumento de receita foi acompanhado por um avanço moderado dos custos associados à geração, de R\$ 159 milhões, atingindo R\$ 2.478 milhões no 2T25. Destacam-se os gastos com energia comprada para revenda, com acréscimo de R\$ 475 milhões, parcialmente compensados:

- (a) pelos menores gastos com combustível para produção de energia elétrica de R\$ 242 milhões, refletindo a venda das térmicas do Amazonas;
- (b) pela redução de R\$ 74 milhões dos gastos com encargos de uso de rede.

Ainda no segmento de geração, destaca-se a evolução dos recebimentos ligados à energia vendida pelas térmicas da Eletrobras e pela UHE Balbina à Amazonas Energia (AmE), após a retomada de seu reconhecimento no 3T24. No 2T25, a receita bruta regulatória com a energia vendida pelas térmicas e Balbina foi de R\$ 769 milhões, valor inferior aos trimestres anteriores em função da conclusão da vendas das térmicas do Amazonas. Cerca de 52% dessa receita foi faturada como Contrato de Energia de Reserva (CER) e recebida por meio de Encargo de Energia de Reserva, 27% como Contrato de Disponibilidade e 21% faturados contra a AmE, estando este último valor distribuído em 2 categorias:

- (a) contratos de venda de térmicas classificadas como produtores independentes (PIEs) e que foram pagos pela AmE (5% do total);

(b) energia vendida pela UHE Balbina (16% do total).

A diferença entre as receitas dos ambientes regulatório e societário está relacionada à energia vendida, porém inadimplida, pela Amazonas Energia, não sendo reconhecida como faturamento no resultado societário, mas sim no regulatório, onde é integralmente provisionada.

Tabela 9 - Amazonas Energia (R\$ mm)

	Regulatório	Societário
Receita Bruta	119	134
Adimplido	134	134
Inadimplido	-15	0
Reversão/Provisão	15	0

A **receita de transmissão** foi de R\$ 4.488 milhões no 2T25, redução de R\$ 651 milhões frente ao 2T24. A queda foi explicada principalmente pelas reduções da Receita Anual Permitida (RAP) e da Parcela de Ajuste (PA), reposicionadas após os processos de Reajuste Tarifário Periódico (RTP) e Reajuste Anual (RA) para o ciclo regulatório de 2024-2025, iniciado em julho de 2024.

Os **gastos com Pessoal, Material, Serviços e Outros (PMSO)** caíram R\$ 56 milhões, totalizando R\$ 1.419 milhões no 2T25. Assim como no trimestre anterior, a queda refletiu os ganhos obtidos com diversas iniciativas adotadas pela Companhia visando ganho de eficiência no quadro de pessoal, além de ajustes em processos e na estrutura organizacional.

As **provisões na visão regulatória**, por sua vez, caíram de R\$ 437 milhões no 2T24 para R\$ 98 milhões no 2T25. A redução de R\$ 338 milhões refletiu, essencialmente, a forte queda da inadimplência sobre a venda de energia para Amazonas Energia de R\$ 482 milhões no 2T24 para uma reversão de R\$ 15 milhões no 2T25.

O 2T25 foi marcado pelos efeitos positivos com venda de energia, menores despesas de PMSO e redução nas provisões refletindo a estratégia de otimização da comercialização de energia, busca contínua pela eficiência operacional e mitigação de contingências.

EBITDA IFRS Ajustado

O **EBITDA IFRS Ajustado** atingiu R\$ 5.151 milhões no 2T25, aumento de 19,2% em relação ao 2T24.

O incremento das receitas de transmissão e geração e a redução das despesas de PMSO mais do que compensaram o aumento com os gastos de energia comprada para revenda e com provisões e a menor contribuição do resultado das participações societárias.

Tabela 10 - EBITDA IFRS Ajustado (R\$ mm)

	2T25	2T24	%	1T25	%	6M25	6M24	%
Receita Líquida	10.308	8.395	22,8	10.414	-1,0	20.722	17.114	21,1
- Energia revenda, encargos de rede, combustível	-3.568	-3.046	17,1	-3.862	-7,6	-7.430	-5.903	25,9
- Remensuração Regulatória - Contratos de Transmissão	0	0	0,0	-952	n.m.	-952	0	0
- Pessoal, Material, Serviços e Outros	-1.403	-1.458	-3,8	-1.467	-4,3	-2.870	-3.052	-6,0
- Provisões Operacionais	-177	-269	-34,3	-86	106,3	-262	-583	-55,0
- Resultado de alienação de ativos	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
- Outras receitas e despesas	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
+ Participações Societárias	-10	700	-101,4	368	-102,7	358	1.276	-71,9
EBITDA IFRS Ajustado	5.151	4.322	19,2	4.416	16,6	9.567	8.852	8,1

A tabela com a construção do EBITDA de acordo com a Resolução CVM 156 de 2022 encontra-se no [Anexo 5](#) deste documento.

4. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

As empresas Eletrobras venderam 31,5 TWh de energia no 2T25, redução de 5,0% em relação aos 33,2 TWh negociados no 2T24.

Os volumes vendidos incluem a energia das usinas sob o regime de cotas, renovadas pela Lei 12.783/2013, bem como das usinas sob regime de exploração ACL e ACR, e de Sociedades de Propósito Específico - SPEs, consolidadas (UHEs Teles Pires, a partir de out/23; Baguari, a partir de out/23; Retiro Baixo, a partir de nov/23; e Santo Antônio a partir de nov/23).

Tabela 11 - Balanço Energético 2T25 (MWmed)

	2025		2026		2027	
Recursos (A)	16.635		17.017		17.872	
Recursos Próprios (1) (2) (3) (4) (5)	14.247		15.600		16.759	
Hidráulico	13.949		15.280		16.439	
Eólico	298		320		320	
Compra de Energia(6)	2.388		1.417		1.113	
Limite =>	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior
Vendas (B)	11.998		9.347		7.148	
ACL – Exceto cotas	3.498		3.597		3.148	
ACL – Contratos Bilaterais + Mercado de Curto Prazo realizado (range)(6)	8.500	10.598	5.750	8.250	4.000	6.000
Preços Médios Contratos realizados						
Limite =>	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior
Preço Médio de Contratos de Venda (ACR e ACL - R\$/MWh)	170	180	185	205	195	225
Saldo (A - B)	4.637		7.670		10.724	
Saldo considerando estimativa de hedge (9)	2.098		4.889		7.732	
Energia Descontratada considerando estimativa de hedge (9)	13%		29%		43%	

Contratos celebrados até 30/06/2025.

Cabe ressaltar que no balanço estão sendo consideradas as SPEs consolidadas pela Eletrobras: UHE Santo Antônio (a partir do 3T22), UHEs Baguari e Retiro Baixo (a partir do 4T23), seja nos recursos, nas vendas ou nos preços médios. Da mesma forma está sendo considerada a SPE consolidada pela Eletronorte: UHE Teles Pires (a partir do 4T23).

1. Não estão incluídos no balanço, seja nos recursos, requisitos (vendas) ou preços médios, os contratos dos Produtores Independentes de Energia (PIEs) advindos do processo de desverticalização da Amazonas Distribuidora, os contratos das usinas térmicas por disponibilidade e as Cotas de Garantia Física.
2. Nos Recursos Próprios estão incluídas as usinas da descotização (novos PIEs) e as Novas Outorgas (Sobradinho, Itumbiara, Tucuruí, Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes). Para os empreendimentos hidrelétricos, foi considerada uma estimativa de GFIS2, ou seja, a Garantia Física considerando os Fatores de Ajustes em função das Perdas Internas, Perdas na Rede Básica e Disponibilidade e ajustes devido às particularidades do portfólio.
3. Estão considerados os valores revistos de Garantia Física conforme definido na Portaria Nº 709/GM/MME, de 30 de novembro de 2022
4. Com a descotização, as usinas atualmente em regime de cotas passam a ter uma nova concessão sob o regime de Produtor Independente de Energia (PIE), ocorrendo de forma gradual em um período de 5 anos a partir de 2023. Os valores de Garantia Física foram definidos na Portaria GM/MME Nº 544/21.
5. Consideradas as novas outorgas de concessão a partir de 2023 para as usinas de Sobradinho, Itumbiara, Tucuruí, Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes, cujos valores de Garantia Física foram definidos na Portaria GM/MME Nº 544/21.
6. Os saldos incluem transações *intercompany*, com efeitos nas linhas de compra de energia e vendas no ACL, nas seguintes quantidades: aproximadamente 800 MWmed em 2025 e 200 MWmed em 2026 e 2027.

Tabela 12 - Cotas de Garantia Física de Usinas Hidrelétricas (MWmed)

	2025	2026	2027
Cotas de Garantia Física	2.626	1.313	0

7. Não está incluída aqui a Garantia Física da UHE Jaguari, de 12,7 MWmed, cuja concessão está sob administração provisória da Eletrobras.

8. A descotização ocorre de forma gradual em um período de 5 anos a partir de 2023. Os valores de Garantia Física considerados a partir de 2023 foram os definidos na Portaria GM/MME Nº 544/21.

9. Os valores apresentam uma estimativa da energia descontratada. Para os anos de 2025, 2026 e 2027 considerou-se o valor estimado, de 81,8%. Cabe ressaltar que o valor médio histórico do GSF, de 2019 a 2024, é de 82,7%. Fonte: CCEE, obtido no site da CCEE, no seguinte link: <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-geracao>, na opção MRE no painel. Cabe ressaltar que trata-se apenas de uma estimativa, baseada em fatos ocorridos no passado.

5. INVESTIMENTOS E PROJETOS DE EXPANSÃO

Os investimentos totalizaram R\$ 1.966 milhões no 2T25, sendo R\$ 1.199 milhões em transmissão, R\$ 357 milhões em geração, R\$ 117 milhões em infraestrutura, R\$ 68 milhões na área ambiental e R\$ 225 milhões em participações.

Na área de infraestrutura, os investimentos foram distribuídos da seguinte forma: 37% para iniciativas socioambientais, 28% para tecnologia da informação, 25% para bens imóveis e 10% para bens móveis.

Na área socioambiental destaca-se os investimentos relativos à manutenção de licenças de operação de usinas e subestações, além de indenizações fundiárias.

No 2T25, a Eletrobras realizou aporte de R\$ 225 milhões na Transnorte Energia S.A. (TNE), elevando sua participação no empreendimento para 59,11%. Com o aporte adicional realizado em julho de 2025, a participação no capital social passou para 64,61%.

Tabela 13 - Investimentos Realizados (R\$ mm)

	2T25	2T24	%	1T25	%	6M25	6M24	%
Geração Corporativo	357	732	-51,2	167	114,7	524	1.234	-57,5
Implantação /Ampliação	45	412	-89,0	37	23,7	82	710	-88,4
Manutenção	312	320	-2,4	130	140,4	442	524	-15,6
Transmissão Corporativo	1.199	673	78,3	655	82,9	1.854	1.299	42,7
Ampliação	85	22	288,2	54	57,4	139	25	446,2
Reforços e Melhorias	1.108	610	81,8	596	85,9	1.705	1.208	41,1
Manutenção	5	41	-87,0	5	3,8	10	65	-84,0
Infraestrutura	117	49	136,7	43	169,9	160,5	68,5	134,2
Ambiental	68	64	5,4	47	44,1	114,5	132,7	-13,7
SPEs	225	481	-53,2	0	0,0	225,1	486,4	-53,7
Geração - Aportes	0	478	n.m.	0	0,0	0	478	n.m.
Geração - Aquisição	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
Transmissão - Aportes	225	3	n.m.	0	0,0	225	8	n.m.
Transmissão - Aquisição	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
Total	1.966	2.000	-1,7	912	115,5	2.879	3.221	-10,6

Geração

No 2T25, os investimentos em geração alcançaram R\$ 357 milhões, comparados a R\$ 732 milhões no 2T24.

A redução observada deveu-se principalmente aos menores gastos com ampliação da CGT Eletrosul, reflexo da implantação do Parque Eólico de Coxilha Negra, que teve a operação comercial iniciada de forma escalonada.

No 2T25, os gastos foram distribuídos da seguinte forma:

Tabela 14 - Investimentos em Geração ¹

Geração (R\$ mm)	2T25	2T24	%
Manutenção	312	320	-2,4
Eletrobras Holding	63	77	-18,5
Eletronorte	45	80	-43,5
Chesf	199	160	24,4
CGT Eletrosul	5	3	63,5
Ampliação	45	412	-89,0
Eletrobras Holding	2	5	-54,0
Eletronorte	1	0	886,9
Chesf	1	4	-65,5
CGT Eletrosul	40	403	-90,0
Total	357	732	-51,2

Manutenção:

- R\$ 199 milhões pela Chesf na substituição de equipamentos nas usinas Paulo Afonso IV, Sobradinho e Luiz Gonzaga;
- R\$ 45 milhões pela Eletronorte, com destaque para as UHEs Tucuruí, Curuá-Una e Samuel;
- R\$ 63 milhões pela Eletrobras, destacando-se as UHEs Porto Colômbia, Simplício, Marimbondo, Corumbá, Manso, Mascarenhas de Moraes e Itumbiara.

Ampliação:

- R\$ 40 milhões pela CGT Eletrosul na ampliação do Parque Eólico de Coxilha Negra, com início da operação comercial dos aerogeradores no 3T24;
- R\$ 1 milhão pela Chesf para a usina eólica de Casa Nova B.

¹ Para mais informações sobre a composição de Eletrobras Holding, consulte o [Anexo 3](#)

Transmissão

No 2T25, os investimentos em transmissão totalizaram R\$ 1.199 milhões, sendo sua maior parte, R\$ 1.108 milhões, destinados a reforços e melhorias (R&M), representando um aumento de 82% em relação ao 2T24.

Já os investimentos em ampliações atingiram R\$ 85 milhões, reflexo do avanço das atividades em linhas de transmissão e subestações vinculadas aos lotes vencidos nos leilões dos últimos anos.

No 2T25, os desembolsos estão distribuídos da seguinte forma:

Tabela 15 - Investimentos em Transmissão ¹

Transmissão (R\$ mm)	2T25	2T24	%
Reforços e Melhorias	1.108	610	81,8
Eletrobras Holding	573	145	295,7
Eletronorte	145	170	-15,1
Chesf	283	220	28,8
CGT Eletrosul	107	74	44,1
Manutenção	5	41	-87,0
Eletrobras Holding	0	21	-98,1
Eletronorte	0	13	-96,4
Chesf	0	0	0,0
CGT Eletrosul	4	7	-33,8
Ampliação	85	22	288,2
Eletrobras Holding	29	15	97,4
Eletronorte	56	6	912,5
Chesf	0	2	-96,8
CGT Eletrosul	0	0	0,0
Total	1.199	673	78,3

- **Eletrobras Holding:** R\$ 573 milhões, sendo R\$ 422 milhões de grande porte e R\$ 151 milhões de pequeno porte.
Destaque para as Subestações (SEs) Ivaiporã, Itaberá, Grajaú, Cachoeira Paulista, Campinas, Ibiuna, Brasília, Adrianópolis, Itumbiara e Vitória.
- **Eletronorte:** R\$ 145 milhões, sendo R\$ 87 milhões de grande porte e R\$ 58 milhões de pequeno porte.
Destaque para as SEs Imperatriz, Marabá, São Luis, Pres. Dutra, Porto Velho, Colinas, Vila do Conde e Guamá.
- **Chesf:** R\$ 283 milhões, sendo R\$ 183 milhões de grande porte e R\$ 100 milhões de pequeno porte.
Destaque para as SEs Delmiro Gouveia, Messias, Jardim e Teresina, Bongi, Poções e Piauí.
- **CGT Eletrosul:** R\$ 107 milhões, sendo R\$ 70 milhões de grande porte e R\$ 37 milhões de pequeno porte.
Destaque para as SEs Gravataí, Itajai, Areia, Campos Novos, Blumenau e Curitiba.

¹ Para mais informações sobre a composição de Eletrobras Holding, consulte o [Anexo 3](#)

Projetos de Expansão - Transmissão

Empreendimentos de Grande Porte

- **Amostragem:** 249 projetos¹, incluindo o projeto de Revitalização do Sistema HVDC de Itaipu. Ao longo do 2T25, a amostra foi ampliada de 240 para 249 empreendimentos, em função de 9 energizações e da inclusão de 18 novas autorizações emitidas pelo regulador.
- **Investimento estimado:** R\$ 6,95 bilhões (excluindo o projeto de Revitalização do Sistema HVDC de Itaipu, dado que a Eletrobras é responsável apenas por sua execução, não se beneficiando de receita associada e sendo integralmente reembolsada pelo investimento).
- **RAP adicional associada:** R\$ 1,8 bilhão entre 2025-2030.
- **Leilões:** investimentos de R\$ 6,35 bilhões, destacam-se as seguintes SPEs (Sociedades de Propósito Específico): Nova Era Janapu, que já fazia parte da amostra desde o 2T24; Nova Era Catarina, Nova Era Ceará, Nova Era Integração e Nova Era Teresina, incluídas no 3T24². Além disso, a amostra também inclui um lote arrematado no leilão 01 de 2022, vencido pela Eletronorte.

Empreendimentos de Pequeno Porte

- **Amostragem:** dados do Sistema de Gerenciamento dos Planos de Melhorias e Reforços (SGPMR).
- **Empreendimentos:** 9.194 eventos de pequeno porte, em implantação ou a serem implantados, sendo 8.668 de melhoria e 526 de reforço.

¹ Referentes a reforços, melhorias e empreendimentos de leilão. Considera os projetos cadastrados no Sistema de Gestão da Transmissão (SIGET) da ANEEL. Os projetos são incluídos quando adicionados ao sistema, e excluídos quando são cancelados ou entram em operação comercial. Os 249 empreendimentos adicionarão 2.313 km de LT e 13.350 MVA em subestações.

² Cada uma das 5 SPEs constituídas detém os contratos assinados nos leilões de transmissão dos últimos anos. A SPE Nova Era Janapu detém o contrato Nº 09/2023-ANEEL do 4º lote do leilão 01-2023; a SPE Nova Era Teresina detém o contrato Nº 04/2024-ANEEL do 1º lote do leilão 01-2024; a SPE Nova Era Ceará detém o contrato Nº 06/2024-ANEEL do 3º lote do leilão 01-2024; a SPE Nova Era Integração detém o contrato Nº 08/2024-ANEEL do 5º lote do leilão 01-2024; e a SPE Nova Era Catarina detém o contrato Nº 12/2024-ANEEL do 9º lote do leilão 01-2024.

Projetos de Expansão - Geração

Dois projetos estão em fase de implantação e, quando concluídos, adicionarão cerca de 330 MW à capacidade instalada da Eletrobras.

Parque Eólico Coxilha Negra (302,4 MW de capacidade, localizado no Rio Grande do Sul)

- O complexo conta com um total de 72 aerogeradores, distribuídos em 3 parques eólicos: Coxilha Negra 2, Coxilha Negra 3 e Coxilha Negra 4.
- **Investimento: R\$ 2,4 bilhões**
 - Concluída a montagem dos 72 aerogeradores.
 - Em 04/04/25, o último aerogerador foi comissionado, iniciando sua operação em teste.
 - Em 05/06/25, dos 72 aerogeradores, 64 estavam em operação comercial e 8 com despachos vigentes para operação em teste.
- **Comissionamento concluído em abril/2025**
 - A operação em teste foi iniciada em fevereiro de 2024, seguida pela operação comercial, iniciada de forma escalonada em julho de 2024. Ao final do 2T25, os 72 aerogeradores estavam em operação.
 - Atualmente, encontram-se em andamento as etapas finais do projeto, que envolvem a resolução de pendências documentais e operacionais do parque eólico e do sistema de transmissão de uso exclusivo, além da desmobilização do canteiro de obras e da recuperação de áreas degradadas. Tais atividades estão previstas contratualmente e não comprometem a operação do empreendimento.

Usina Eólica Casa Nova B (27 MW de capacidade, localizado na Bahia)

- **Investimento estimado: R\$ 151 milhões**
- **Avanço físico de implantação: 86%**
 - Considera as duas fases do projeto: Casa Nova A, que representa 60% do projeto, está 100% concluída; Casa Nova B, que representa os outros 40%, encontra-se 66% concluída.
 - **Obras físicas:** O 2T25 foi essencial para buscar uma definição técnica eficiente sobre determinados equipamentos. Optou-se pelo recondicionamento das pás, cujo processo de contratação já está em andamento, sinalizando um passo importante para a continuidade das obras.
- **Previsão de início da operação:** 3T27, podendo ocorrer antecipadamente caso haja disponibilidade de acesso no sistema de transmissão. Ressalta-se que tal disponibilidade depende exclusivamente de fatores técnicos externos à Companhia por se tratarem de projetos de outros agentes.

6. ENDIVIDAMENTO

A dívida líquida totalizou R\$ 40,13 bilhões no 2T25, aumento de R\$ 0,85 bilhão em relação ao 1T25 e redução de R\$ 2,84 bilhões comparada ao 2T24.

A relação Dívida líquida/EBITDA LTM regulatório ajustado dos últimos 12 meses foi de 1,8x no 2T25, 1,7x no 1T25 e 1,8x no 2T24.

Como resultado da gestão de passivos e do aumento de 450 bps da taxa de juros básica (Selic), o prazo médio da dívida consolidada da Companhia foi alongado em 2,6 meses no 2T25, quando comparado ao 2T24. O custo médio total passou de CDI + 0,48% a.a. para CDI + 0,57% a.a. no mesmo período.

Tabela 16 - Dívida Líquida (R\$ mm)

	30/06/2025	31/03/2025	30/06/2024
(+) Dívida Bruta	70.290	70.890	70.814
(+) Derivativos (hedge cambial) Líquido	752	302	-439
(-) (Caixa e Equivalente de caixa + Títulos e Valores Mobiliários Circulante)	29.387	30.281	26.167
(-) Caixa Restrito para Empréstimos e Financiamentos	899	994	623
(-) Financiamentos a Receber	632	644	624
Dívida Líquida	40.125	39.272	42.961

Gráfico 1 - Empréstimos e Financiamentos a Pagar (R\$ bilhões)

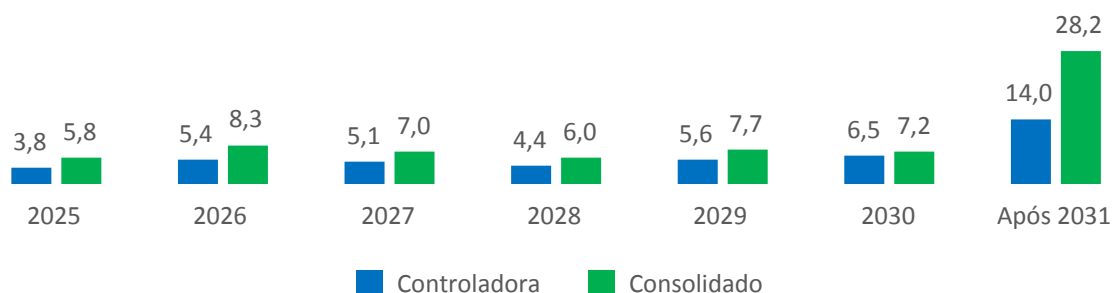


Tabela 17 - Composição da Dívida Bruta

Credor	Indexador	Custo Médio (ao ano)	Saldo Total (R\$ milhões)	Participação sobre Total (%)
Debêntures e Nota comercial	CDI	CDI + 0,09% a 2,20%	24.353	34,6
Debêntures e Nota comercial	IPCA	IPCA + 3,75% a 7,029%	15.631	22,2
BNDES	TJLP, IPCA, Taxa pré-fixada	IPCA + 5,38% a 6,41%; TJLP a TJLP + 3,28%	5.806	8,3
Banco do Brasil	CDI, IPCA, TJLP	TJLP + 1,89% a 2,13%; CDI + 2% até 2,25%; IPCA + 6,56%	4.440	6,3
Caixa Econômica Federal	IPCA	IPCA + 6,56%	1.514	2,2
Bradesco	IPCA, CDI	IPCA + 6,56%; CDI + 2,09% a 2,17%	1.333	1,9
Banco do Nordeste do Brasil	IPCA, TFC	IPCA + 2,33% a 6,56%; 2,94% a 9,5%	1.468	2,1
Itaú	IPCA, CDI	IPCA + 6,56%; CDI + 0,30% a 2,28%	508	0,7
Demais credores	CDI, IPCA, TJLP, Taxa pré-fixada	CDI + 0,19% a 2,20%; IPCA + 6,56%; 2,94% a 10%; TJLP + 5%	3.368	4,8
Moeda Estrangeira - Bônus e demais dívidas	USD	1,40% a 4,63%	11.153	15,9
Moeda Estrangeira - demais dívidas	EUR	2,00% a 4,4212%	716	1,0
TOTAL			70.290	100,0

*Destaca-se que a Companhia realizou operações de hedge cambial para algumas das dívidas em moeda estrangeira, as quais com suas respectivas taxas equivalentes (pós hedge) atreladas ao CDI encontram-se a seguir:

Bonds 2025 - 97,41% do CDI; *Bonds* 2030 - CDI + 1,70% a.a.; *Bonds* 2035 - 122,59% do CDI; Citibank - CDI + 0,19% a 1,70% a.a.; Itaú - CDI + 0,30% a.a.

** Exposição ao BNDES considera apenas contratos da linha BNDES direto.

7. EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO

A Eletrobras tem implementado medidas para reduzir os riscos associados aos processos judiciais relacionados ao empréstimo compulsório sobre energia elétrica (ECE), que envolvem a correção monetária de créditos escriturais. Para isso, a Companhia tem fortalecido sua estratégia de defesa judicial e buscado acordos com deságios e quitação plena das ações.

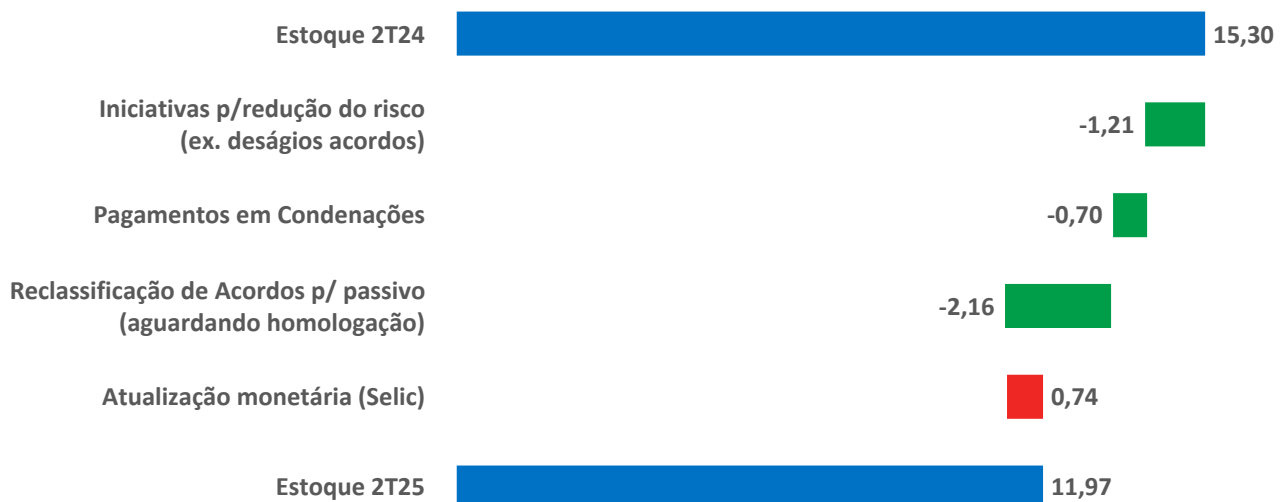
Como resultado das negociações:

- O estoque de provisões foi reduzido em R\$ 1,2 bilhão na comparação com o 1T25 e em R\$ 3,3 bilhões quando comparado com o 2T24, totalizando R\$ 11,97 bilhões no 2T25, devido principalmente aos acordos firmados;
- Reversão líquida de R\$ 279 milhões¹ devido aos acordos celebrados e às decisões favoráveis no 2T25;
- O valor registrado no 2T25 relativo à despesa financeira com atualização monetária foi de R\$ 176 milhões;
- No 2T25, com os acordos assinados, foram liberados R\$ 116 milhões em garantias depositadas judicialmente, que ingressarão na Companhia após as respectivas homologações judiciais, totalizando, desde o 3T22, R\$ 2,4 bilhões de garantias liberadas em favor da Eletrobras.

Desta forma, desde o 3T22, quando as negociações foram iniciadas, o estoque de provisões relacionadas a esse conjunto de ações caiu de R\$ 25,8 bilhões para os atuais R\$ 12 bilhões, uma queda de R\$ 13,8 bilhões, mesmo considerando a atualização monetária acumulada de R\$ 2,7 bilhões no período. Vale destacar que essa queda incluiu R\$ 4 bilhões que impactaram diretamente o resultado, ao serem contabilizados como reversão de provisão, devido a deságio obtidos em acordos celebrados e às decisões favoráveis.

Além disso, os acordos celebrados também permitiram a eliminação de R\$ 9,6 bilhões em riscos judiciais considerados "off balance", sendo R\$ 913 milhões classificados como possíveis e R\$ 8,7 bilhões como remoto. Essas reduções estão alinhadas à estratégia da Companhia de reduzir seus passivos judiciais legados.

Gráfico 2 - Estoque total provisão de empréstimo compulsório (R\$ bilhões)



¹ O valor apresentado considera apenas os créditos escriturais. O resultado total, que abrange outros processos relacionados ao empréstimo compulsório, apresentou uma reversão líquida de R\$ 246 milhões, detalhado na seção de [provisão para litígios](#)

8. FLUXO DE CAIXA

No 2T25, merece destaque o recebimento líquido de R\$ 2,0 bilhões referente a conclusão de compras e vendas de ativos, bem como de aportes, incluindo a venda das térmicas no Amazonas, a aquisição do controle da Eletronet e o aporte na TNE.

Tabela 18 - Fluxo de Caixa (R\$ bilhões)

	2T25	2T24	Δ%
EBITDA Regulatório Ajustado, antes de Part. Societária	5,71	5,39	5,9
Ajuste do EBITDA	0,32	0,11	196,3
Imposto de Renda e Contribuição Social	-0,04	-0,59	-93,5
Capital de Giro	-0,31	-0,71	-56,2
Encargos da Privatização	-1,80	-1,13	59,9
Dividendos Recebidos	0,25	0,80	-68,8
Fluxo de Caixa Operacional	4,12	3,87	6,6
Investimentos *	-1,57	-1,65	-4,9
Fluxo de Caixa Livre	2,55	2,21	15,2
Serviço da Dívida	-1,22	-2,16	-43,2
Litígios	-1,35	-1,16	15,9
Cauções, Depósitos Vinculados e Outros	0,55	-0,20	-374,3
Pagamento de Previdência Complementar	-0,15	-0,10	44,9
Captação líquida de recursos **	-1,38	10,81	-112,7
Recebimento de empréstimos e encargos financeiros	0,00	0,03	-96,2
Alienação de Investimento em Participações Societárias	2,02	-0,01	n.m.
Dividendos e Recompra de Ações	-1,80	-1,29	39,8
Caixa Líquido Livre	-0,78	8,13	-109,6
Variação de Caixa Restrito (curto e longo prazo)	0,36	0,42	-14,1
Variação de Aplicações Financeiras (longo prazo)	0,00	0,02	-102,3
Caixa Líquido	-0,42	8,57	-104,9

*Exclui aportes de geração.

**Captação líquida de recursos: captação de dívida, líquida de despesas com emissão.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

9. DESEMPENHO FINANCEIRO

9.1. Receitas Operacionais

Receita Regulatória de Geração

A receita regulatória recorrente foi de R\$ 6.945 milhões no 2T25, R\$ 15 milhões inferior à receita de geração ajustada IFRS. Essa diferença reflete o tratamento da parte do faturamento com Amazonas Energia, envolvendo valores adimplidos e inadimplidos com a venda de energia para este cliente.

Receita de Geração por Ambiente de Contratação

No 2T25, houve o reconhecimento de um valor negativo, de R\$ 109 milhões, referente a ajustes no valor das transações de venda das térmicas no Amazonas e descruzamento de ativo com a Copel na CGT Eletrosul. Tais efeitos envolvem obrigações e direitos com prazos superiores aos das conclusões das transações, e são tratados como valores não recorrentes ajustados na receita bruta do período.

Desta forma, a receita regulatória ajustada com venda de energia em todos os ambientes de contratação totalizou R\$ 6.946 milhões no 2T25, representando um aumento de R\$ 636 milhões na comparação com o 2T24.

Os destaques positivos foram:

- incremento de R\$ 1.000 milhões da receita no mercado de curto prazo, resultado de um volume de energia liquidado 12,7% superior nesse ambiente aliado a um preço médio de liquidação mais elevado;
- aumento de R\$ 229 milhões da receita no mercado livre;
- aumento de R\$ 198 milhões da receita no mercado regulado, excluindo as térmicas e M&As.

Tais efeitos mais que compensaram as reduções:

- de R\$ 486 milhões na receita das térmicas, refletindo a venda das térmicas do Amazonas à Âmbar, em maio de 2025, resultando em menor contribuição no 2T25;
- de R\$ 288 milhões na receita com venda de energia de Operação e Manutenção (O&M) de usinas cotistas, em linha com o processo de descotização.

Considerando todos os ambientes de contratação, a receita subiu 10,1%, no 2T25 em relação ao 2T24, em função do aumento de 15,5% do preço médio, mais que compensando a queda de 4,7% no volume.

A redução de 879 MWm no volume total foi explicada principalmente pela queda do GSF, de 99,2% no 2T24 para 95,3% no 2T25. Considerando a energia vendida e liquidada em diferentes ambientes de contratação, foi observada redução de 1.694 MWm de energia comercializada sob o regime de cotas, parcialmente compensada pelos aumentos de 381 MWm no mercado livre e de 450 MWm no mercado de curto prazo.

Tabela 19 - Receita Geração por Ambiente de Contratação (R\$ mm)

Receita Geração	Volume (MWmed) (a)			Preço (R\$/MWh) (b)			Receita Regulatória (c) = (a) x (b)		
	2T25	% A/A	% T/T	2T25	% A/A	% T/T	2T25	% A/A	% T/T
(+) Mercado Regulado	3.999	-0,4	-13,8	271	-11,1	-8,8	2.365	-11,4	-20,5
Existentes	3.308	9,9	-7,3	219	4,0	4,4	1.584	14,3	-2,1
M&A's (4)	61	-33,7	-39,5	312	6,1	3,1	41	-29,7	-36,9
Térmicas	631	-30,9	-35,0	537	-12,6	-12,8	740	-39,6	-42,7
(+) Mercado Livre	7.619	5,3	-15,6	154	4,3	2,0	2.557	9,8	-12,9
Existentes	7.619	5,3	-15,6	154	4,3	2,0	2.557	9,8	-12,9
M&A's (4)	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0
(+) O&M (Quotas)	2.248	-43,0	-10,8	104	12,0	8,8	510	-36,1	-1,9
(+) Mercado CP (CCEE) ¹	4.001	12,7	-7,2	173	161,4	173,9	1.514	194,5	156,9
(=) Receita com Venda de Energia	17.867	-4,7	-12,8	178	15,5	12,2	6.946	10,1	-1,1
(+) Outros (2)	—	—	—	—	—	—	-111	n.m.	n.m.
(=) Receita Total	—	—	—	—	—	—	6.836	8,3	-2,7
Recorrente	—	—	—	—	—	—	6.945	10,1	-1,1
Não recorrente	—	—	—	—	—	—	-109	0,0	0,0

Receita Geração	Receita Regulatória (c)			Ajuste Contábil (d) (3)			Receita Contábil (e) = (c) + (d)				
	2T25	2T24	1T25	2T25	2T24	1T25	2T25	2T24	2T25x2T24	1T25	2T25x1T25
Mercado Regulado	2.365	2.670	2.975	15	-482	-56	2.381	2.188	8,8%	2.919	-18,4
Mercado Livre	2.557	2.328	2.937	0	0	0	2.557	2.328	9,8%	2.937	-12,9
O&M (Quotas)	510	798	520	0	0	0	510	798	-36,1%	520	-1,9
Mercado de curto prazo (1)	1.514	514	590	0	0	0	1.514	514	194,5%	590	156,9
Venda de energia	6.946	6.311	7.021	15	-482	-56	6.962	5.829	19,4%	6.965	0,0
Outros (2)	-111	-1	2	0	0	0	-111	-1	n.m.	2	n.m.
Receita Total	6.836	6.310	7.023	15	-482	-56	6.851	5.828	17,6%	6.967	-1,7
Recorrente	6.945	6.310	7.023	15	-482	-56	6.960	5.828	19,4%	6.967	-0,1
Não recorrente	-109	0	0	0	0	0	-109	0	0,0%	0	0,0

⁽¹⁾ Mercado de curto prazo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

⁽²⁾ Principal efeito: reconhecimento de um efeito negativo, de R\$ 109 milhões, referente a ajustes no valor das transações de venda das térmicas do Amazonas e descruzamento de ativo com a Copel na CGT Eletrosul, ligados a obrigações e direitos com prazos superiores aos de conclusões das transações.

⁽³⁾ As diferenças entre as receitas societária e regulatória no 2T24, 1T25 e 2T25 referem-se à energia vendida, porém inadimplida pela Amazonas Energia, não sendo reconhecida como faturamento no resultado societário, mas sim no regulatório, onde é integralmente provisionada.

⁽⁴⁾ M&A: envolve a receita de ativos nas quais a participação da Eletrobras sofreu alteração ao longo dos últimos 12 meses.

- **Ambiente de Contratação Regulada (ACR):** a receita regulatória de geração no ACR totalizou R\$ 2.365 milhões no 2T25, uma redução de R\$ 305 milhões em relação à receita de R\$ 2.670 milhões no 2T24, refletindo principalmente queda de 11,1% nos preços médios, explicada por sua vez pela performance das vendas de energia das térmicas. Excluindo térmicas e M&As, a receita no 2T25 foi composta por R\$ 1.584 milhões, impactada principalmente pelo leilão A-1 de dezembro de 2024 (+351 MWm; R\$ 159/MWh), além da atualização pela inflação dos contratos existentes. Por sua vez, as térmicas contribuíram com R\$ 740 milhões, enquanto a UHE Mauá, com R\$ 41 milhões referentes ao período do trimestre em que ainda esteve no portfólio antes de ter sido transferida à Copel com o *closing* do descruzamento de ativos.

- **Ambiente de Contratação Livre (ACL):** a receita regulatória de geração no ACL totalizou R\$ 2.557 milhões no 2T25, aumento de R\$ 229 milhões em relação ao 2T24. O resultado foi impulsionado pelo crescimento de 5,3% do volume vendido, refletindo a estratégia de ampliação da participação no mercado livre, aliado ao aumento de 4,3% no preço médio.
- **O&M:** as receitas de operação e manutenção tiveram uma redução de R\$ 288 milhões, totalizando R\$ 510 milhões no 2T25, reflexo, principalmente, da queda do volume devido ao processo de descotização, atenuado pelos efeitos do reajuste anual da Receita Anual de Geração (RAG¹).
- **Mercado de Curto Prazo (CCEE):** receita de R\$ 1.514 milhões no 2T25, aumento de R\$ 1.000 milhões em relação ao 2T24, explicada pelo aumento de 161% do preço e 13% no volume.

Receita Regulatória de Transmissão

A receita regulatória de transmissão foi de R\$ 4.488 milhões, redução de 12,7% em relação ao 2T24. A queda refletiu a homologação, em julho de 2024, dos processos de revisão tarifária periódica (RTP) de 2023 que foram postergados para 2024, com destaque para a revisão da receita dos contratos de concessão prorrogados por meio da Lei nº 12.783/2013.

Vale destacar que as eliminações, tanto na receita regulatória quanto na societária, referem-se à parcela de encargos de uso do sistema de transmissão pagos pelas geradoras da Eletrobras às transmissoras do próprio grupo, que as recebem na forma de RAP. Para fins de consolidação, esses valores são eliminados, na receita de transmissão e no custo com encargos de uso na geração. A contabilização societária (IFRS) considera a parcela de receita com operação e manutenção (O&M), enquanto na regulatória, a eliminação considera a RAP.

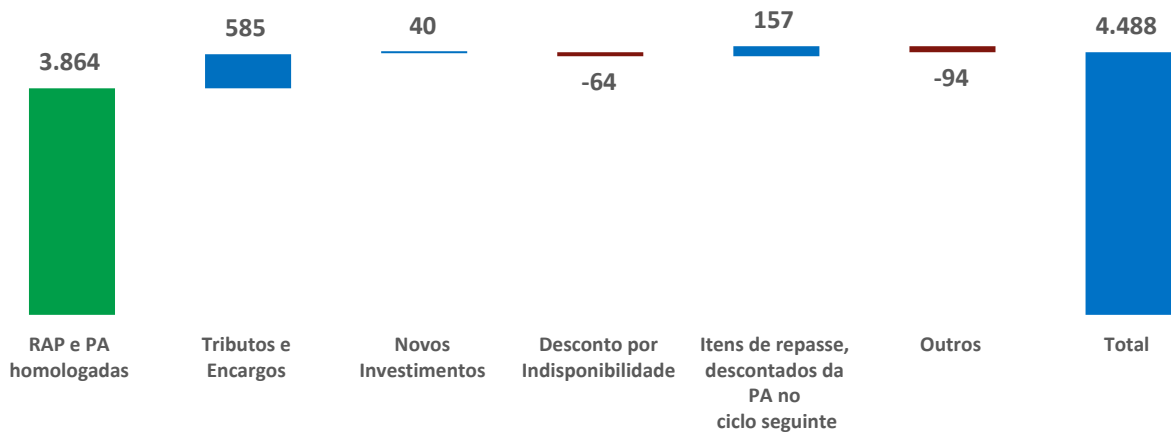
Tabela 20 - Receita IFRS X Regulatória Trimestral (R\$ mm)²

	2T25			2T24			Variação Regulatório (%)
	IFRS	Ajustes	Regulatório	IFRS	Ajustes	Regulatório	
Eletrobras Holding	1.994	-131	1.863	1.727	469	2.196	-15,2
Chesf	1.550	-57	1.493	1.255	330	1.585	-5,8
CGT Eletrosul	589	-95	494	531	8	539	-8,3
Eletronorte	1.064	-177	886	966	51	1.017	-12,8
Eliminações	-118	-131	-249	-83	-115	-199	25,2
TOTAL	5.079	-591	4.488	4.395	744	5.138	-12,7

¹ Conforme as Resoluções Homologatórias nº 3.225/2023 (ciclo 2023-2024) e nº 3.353/2024 (ciclo 2024-2025), impactando Eletronorte, Chesf e Furnas.

² Para mais informações sobre a composição de Eletrobras Holding, consulte o [Anexo 3](#)

Gráfico 3 - Conciliação RAP e Receita de Transmissão 2T25 (R\$ mm)



Definições RAP Homologada x Receita Bruta

Abaixo encontra-se a análise simplificada da receita bruta regulatória do segmento de transmissão. Maiores detalhes e explicações estão disponíveis na planilha de "Suporte à Modelagem de Transmissão", localizada na [Central de Resultados](#) do site de Relações com Investidores da Companhia.

- **Receita Anual Permitida (RAP) e Parcela de Ajuste (PA) Homologada 2T25:** corresponde a ¼ da RAP e da PA, respectivamente, de R\$ 16.983 milhões e R\$ 1.529 milhões, homologadas para o ciclo 2024/2025 pela ReH 3.348/2024 dos contratos de concessão de transmissão das empresas Eletrobras (pós-incorporação de Furnas), Chesf, CGT Eletrosul, Eletronorte, TMT e VSB.
Mais detalhes sobre a PA no [Anexo 8](#).
- **Tributos e Encargos Setoriais (*pass through*):** inclui PIS/COFINS relativos ao faturamento da receita da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e DIT Compartilhada, conforme AVCs emitidos pelo ONS, e recolhimento junto a consumidores conectados diretamente nas instalações de transmissão da Eletrobras de contribuições à Conta de Desenvolvimento Energético e ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.
- **Novos Investimentos:** adicional de RAP das novas instalações (reforços e melhorias de grande porte) na rede básica, autorizados com receitas definidas previamente, que entraram em operação comercial ao longo do trimestre.
- **Desconto por indisponibilidade:** associado ao desconto por Parcela Variável (PV), suspensão de Pagamento Base (PB) por indisponibilidade e por pendências em Termos de Liberação (TL). No 2T25, o desconto de receita por indisponibilidade foi de cerca de -R\$ 63,5 milhões, sendo -R\$ 49,1 milhões por Parcela Variável.
- **Itens nos quais as transmissoras têm apenas papel de arrecadador e que serão descontados em PA no ciclo tarifário subsequente (*pass through*):** associado a itens que transitam na receita no ciclo tarifário corrente, mas posteriormente compensados via Parcela de Ajuste (PA) no ciclo seguinte. Inclui diferenças de apuração da RAP homologada para o faturamento pela ONS relacionado a rateio de antecipação, bem

como ao recebimento, do Fundo CDE, via CCEE, de valores não arrecadados em função de descontos incidentes sobre as tarifas.

- **Outros:** inclui dois grupos de efeitos. (i) “Eliminações”, que são operações que ocorreram entre as empresas do mesmo grupo, ou seja, empresas Eletrobras, sendo que no 2T25, o total das eliminações é de cerca de - R\$ 249 milhões, e (ii) descasamentos em relação à RAP homologada para o ciclo tarifário corrente, como por exemplo: descasamento entre o Reajuste Anual da Transmissão e da Distribuição, AVCs complementares associados à rescisão de Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) por geradores, etc.

Principais eventos do segmento de transmissão no 2T25

- **Alteração do fluxo de recebimento da RAP ligada ao componente financeiro da RBSE**

Mais detalhes sobre as mudanças, inclusive por contrato, no [Anexo 9](#).

No resultado regulatório o efeito será refletido apenas a partir do 3T25, que marca o primeiro trimestre do próximo ciclo tarifário (2025-26).

No resultado societário o efeito já foi refletido no 2T25, através do reconhecimento da despesa de R\$ 3.433 milhões na forma de remensuração regulatória. Esta despesa, bem como o valor positivo de R\$ 882 milhões reconhecido como imposto diferido a ela associado, foram considerados como itens não recorrentes no 2T25, e desta forma, ajustados no EBITDA e no Lucro Líquido.

- **Revisão Tarifária Periódica (RTP) de contratos licitados com revisão em 2025-26**

Mais detalhes sobre as mudanças, inclusive por contrato, no [Anexo 10](#).

- **Reajuste Anual (RA) do Ciclo Tarifário de 2025-26: homologação de RAP e PA**

Mais detalhes sobre as mudanças, inclusive por contrato, no [Anexo 11](#).

9.2. Custos e Despesas Operacionais

Tabela 21 - Custos e Despesas Operacionais (R\$ mm)

	2T25	2T24	%	1T25	%	6M25	6M24	%
Energia comprada para revenda	1.356	797	70,1	1.560	-13,1	2.916	1.534	90,0
Encargos sobre uso de rede elétrica	955	999	-4,4	996	-4,2	1.951	1.970	-1,0
Combustível p/ prod. de energia elétrica	222	464	-52,1	560	-60,3	782	970	-19,4
Construção	1.036	787	31,7	745	38,9	1.781	1.428	24,7
Pessoal, Material, Serviços e Outros	1.631	1.629	0,1	1.658	-1,6	3.289	3.256	1,0
Depreciação e Amortização	1.131	968	16,9	1.112	1,7	2.244	1.965	14,2
Provisões Operacionais	133	-127	-205,1	126	5,4	260	69	276,5
Resultado da alienação de ativos	105	115	-8,5	0	0,0	105	115	-8
Remensurações regulatórias	3.433	0	0,0	952	260,7	4.385	0	0
Custos e Despesas	10.002	5.632	77,6	7.710	29,7	17.712	11.307	56,6
Eventos não recorrentes								
(-) Eventos PMSO não recorrentes	-228	-171	33,6	-191	19,1	-419	-203	106,2
(-) Provisões não recorrentes	43	396	-89,0	-41	-206,6	3	514	-99,5
(-) Resultado de alienação de ativos	-105	-115	-8,5	0	0,0	-105	-115	-8,5
(-) Remensuração regulatória	-3.433	0	0,0	0	0,0	-3.433	0	0,0
Custos e Despesas Ajustados	6.279	5.742	9,4	7.478	-16,0	13.757	11.503	19,6

- **Energia comprada para revenda:** totalizou R\$ 1.356 milhões no 2T25, aumento de R\$ 559 milhões em relação ao 2T24. Esse crescimento reflete a energia comprada para cobrir requisitos de lastro de energia na Eletrobras de forma a reequilibrar os recursos com os compromissos assumidos pelas vendas nesta empresa. Vale destacar que essas operações não geram impacto em resultado.
- **Encargos sobre uso da rede:** somaram R\$ 955 milhões no 2T25, redução de R\$ 44 milhões em comparação ao 2T24, refletindo principalmente o menor valor dos encargos de uso do sistema de transmissão (EUST) vigentes após a definição da ReH ANEEL nº 3.349/2024, em substituição aos valores estabelecidos pela ReH anterior (ReH ANEEL nº 3.216/2023).
- **Combustível para produção de energia elétrica:** atingiram R\$ 222 milhões no 2T25, apresentando um redução de R\$ 242 milhões em relação ao 2T24, devido à venda das térmicas do Amazonas em maio de 2025.
- **Construção:** totalizaram R\$ 1.036 milhões no 2T25, representando crescimento de R\$ 249 milhões em relação ao 2T24, com destaque para os aumentos de R\$ 199 milhões referente as obras de reforços e melhorias e de R\$ 72 milhões com a construção civil referente aos contratos de concessão conquistados em leilões de transmissão nos últimos anos, sendo parcialmente compensados por R\$ 22 milhões de baixas do Ativo Imobilizado em Serviço.
- **Remensuração Regulatória - contratos de transmissão:** despesa de R\$ 3.433 milhões no 2T25, reflexo das mudanças do fluxo de pagamento do componente financeiro da RBSE dos contratos prorrogados pela Lei nº 12.783/2013, para os ciclos 2025-26, 2026-27 e 2027-28, em face da decisão da diretoria da ANEEL na 20ª Reunião Pública Ordinária em 10 de junho de 2025.

- **Resultado de alienação de ativos:** despesa de R\$ 105 milhões no 2T25, reflexo de ajustes sem efeito caixa em função de negociações concluídas no período, com destaque para:
 - - R\$ 286 milhões: conclusão da venda das térmicas do Amazonas para a Âmbar Energia;
 - + R\$ 257 milhões: remensuração da Eletronet;
 - - R\$ 76 milhões: descruzamento de ativos com a Copel, com a aquisição da UHE Colíder em troca de participação na UHE Jayme Canet Junior (Mauá) e transmissora Mata de Santa Genebra.

PMSO - Pessoal, Material, Serviços e Outros

Pessoal: saldo ajustado de R\$ 784 milhões no 2T25, redução de 15% em relação aos R\$ 923 milhões do 2T24, destaque para:

- Economia de R\$ 142 milhões, sendo R\$ 95 milhões com despesas de remuneração e R\$ 47 milhões em encargos trabalhistas, reflexo da redução do quadro de funcionários decorrente dos Planos de Demissão Voluntária (PDVs). Esse efeito foi parcialmente compensado por novas admissões, que elevaram as despesas em R\$ 30 milhões.
- Economia de R\$ 38 milhões, resultado do ganho de eficiência com a reestruturação nas equipes, impulsionada pelos PDVs, novos modelos de contratação e maior compartilhamento de recursos entre as empresas do grupo.

Efeitos não-recorrentes: R\$ 213 milhões, sendo: (a) R\$ 98 milhões com PDVs, (b) R\$ 72 milhões com custos de rescisão contratual, e (c) R\$ 44 milhões com multa de FGTS ligada a rescisões.

Material: saldo ajustado de R\$ 42 milhões no 2T25, registrando um aumento de R\$ 5 milhões em relação aos R\$ 37 milhões do 2T24. A variação refletiu os maiores gastos com manutenção operacional.

Não houve efeitos não-recorrentes no trimestre.

Serviços: saldo ajustado de R\$ 441 milhões no 2T25, representando aumento de 6% frente aos R\$ 415 milhões do 2T24. As principais contribuições para esse acréscimo de R\$ 26 milhões foram:

- Aumento de R\$ 34 milhões devido à centralização e reajuste dos contratos de serviço de limpeza e manutenção;
- Redução de R\$ 8 milhões relacionada à reprogramação de manutenções das máquinas para o segundo semestre de 2025.

Efeitos não-recorrentes: R\$ 15 milhões relacionados aos honorários de êxitos pagos às consultorias jurídicas ligadas a estratégia de redução de contingências.

Outros: saldo ajustado de R\$ 136 milhões no 2T25, aumento de R\$ 53 milhões em relação ao 2T24, com destaque para o aumento de R\$ 28 milhões em custos relacionados ao segmento de geração, incluindo pagamento de seguro de repactuação do risco hidrológico e contribuições associativas.

Não houve efeitos não-recorrentes no trimestre.

Tabela 22 - PMSO 2T25 (R\$ mm)¹

PMSO	2T25						
(R\$ milhões)	Eletrobras Holding	Chesf	Eletronorte	CGT Eletrosul	Total	Eliminação	Consolidado IFRS
Pessoal	403	220	192	85	899	0	899
Plano de Demissão Consensual (PDC) – Provisão	76	4	15	3	98	0	98
Material	17	8	16	2	42	0	42
Serviços	225	95	101	35	456	0	456
Outros	47	27	63	6	143	-7	136
PMSO	768	353	386	131	1.638	-7	1.631
Eventos não recorrentes							
Pessoal: PDV,PDC	-76	-4	-15	-3	-98	0	-98
Pessoal: Custos com rescisão	-63	-21	-23	-9	-115	0	-115
Serviços: Consultorias jurídicas	-11	-2	-2	0	-15	0	-15
Outros: Condenações Judiciais	0	0	0	0	0	0	0
Outros: Baixa de depósitos Judiciais	0	0	0	0	0	0	0
PMSO Ajustado	618	326	346	119	1.410	-7	1.403

Tabela 23 - PMSO 2T24 (R\$ mm)

PMSO	2T24						
(R\$ milhões)	Eletrobras + Furnas	Chesf	Eletronorte	CGT Eletrosul	Total	Eliminação	Consolidado IFRS
Pessoal	378	244	218	83	923	0	923
Plano de Demissão Voluntária (PDV) – Provisão	15	6	-10	0	11	0	11
Material	10	6	22	-1	37	0	37
Serviços	251	87	84	36	457	0	457
Outros	98	76	37	12	223	-22	200
PMSO	752	419	350	130	1.651	-22	1.629
Eventos não recorrentes							
Pessoal: PDV,PDC	-15	-6	10	0	-11	0	-11
Pessoal: PLR Retroativo	0	0	0	0	0	0	0
Pessoal: Alocação em atividades de investimento	0	0	0	0	0	0	0
Serviços: consultorias para Plano de Transformação	-42	0	0	0	-42	0	-42
Outros: Combinação de negócios ¹	-118	0	0	0	-118		-118
PMSO Ajustado	577	413	360	130	1.480	-22	1.458

¹ Para mais informações sobre a composição de Eletrobras Holding, consulte o [Anexo 3](#).

Tabela 24 - PMSO IFRS (R\$ mm)

	2T25			2T24		1T25	
	Total (a)	Não recorrente (b)	Ajustado (c) = (a) + (b)	Ajustado	% Var.	Ajustado	% Var.
Pessoal	899	-115	784	923	-15,1	802	-2,3
PDV	98	-98	0	0	0,0	0	0,0
Material	42	0	42	37	13,0	52	-19,1
Serviços	456	-15	441	415	6,2	396	11,3
Outros	136	0	136	83	64,6	217	-37,1
Total	1.631	-228	1.403	1.458	-3,8	1.467	-4,3

Tabela 25 - PMSO IFRS Detalhado (R\$ mm)

	2T25	2T24	%	1T25	%	6M25	6M24	%
Pessoal	899	923	-2,6	855	5,1	1.755	1.868	-6,1
PDV	98	11	795,5	96	1,1	194	44	344,5
Material	42	37	13,0	52	-19,1	94	83	12,9
Serviços	456	457	-0,3	438	4,2	894	896	-0,2
Outros	136	200	-32,0	217	-37,1	353	365	-3,3
PMSO (a)	1.631	1.629	0,1	1.658	-1,6	3.289	3.256	1,0
Pessoal	-115	0	0,0	-53	116,5	-169	0	0,0
PDV	-98	-11	795,5	-96	1,1	-194	-44	344,5
Material	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
Serviços	-15	-42	-64,0	-42	-63,5	-57	-42	34,8
Outros	0	-118	n.m.	0	0,0	0	-118	n.m.
Não recorrente (b)	-228	-171	33,6	-191	19,1	-419	-203	106,2
Pessoal	784	923	-15,1	802	-2,3	1.586	1.868	-15,1
PDV	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
Material	42	37	13,0	52	-19,1	94	83	12,9
Serviços	441	415	6,2	396	11,3	837	854	-2,0
Outros	136	83	64,6	217	-37,1	353	247	42,7
PMSO ajustado (c) = (a) + (b)	1.403	1.458	-3,8	1.467	-4,3	2.870	3.052	-6,0
PMSO excluindo Térmicas * (c.1)	1.374	1.422	-3,4	1.430	-4,0	2.804	2.984	-6,0
despesas	1.336	1.412	-5,4	1.394	-4,2	2.729	2.951	-7,5
custos de geração **	38	10	287,2	37	3,3	75	33	123,7
Térmicas (c.2)	29	36	-18,7	36	-19,4	66	68	-3,6

* Térmicas: PMSO das térmicas vendidas a Âmbar. No 2T25, considera valores para UHE Santa Cruz para todo o período. Para as demais plantas, cuja venda foi concluída em 15 de maio de 2025, considera valores até essa data.

** Outros custos operacionais: ligados a atividade de geração, incluindo seguro GSF, contribuição associativa e outros.

Tabela 26 - Outros Custos e Despesas (R\$ mm)

	2T25	2T24	%	1T25	%	6M25	6M24	%
Condenações, perdas e custas judiciais	5	128	-95,9	71	-92,6	76	161	-52,9
GSF	17	5	244,0	17	1,4	33	24	38,9
Seguros	24	27	-12,0	23	5,7	47	47	-0,1
Investidas	18	16	10,3	10	77,2	28	33	-15,1
Doações e contribuições	29	10	179,3	21	36,1	50	64	-22,1
Aluguel	19	8	134,9	23	-19,2	41	22	91,0
Recuperação de despesa	-12	-6	93,6	-12	0,0	-24	-46	-47,2
Tributos	6	11	-42,7	31	-80,3	37	37	-0,6
Taxa de Fiscalização Rec. Hídricos - TFRH	11	0	0,0	14	-17,6	25	0	0,0
Outros	20	2	n.m.	20	-2,5	40	23	71,8
Total	136	200	-32,0	217	-37,1	353	365	-3,3

Provisões Operacionais

Tabela 27 - Provisões Operacionais - IFRS (R\$ mm)

	2T25	2T24	%	1T25	%	6M25	6M24	%
Provisões / Reversões Operacionais								
Provisão/Reversão para Litígios	22	89	-75,1	-108	-120,5	-86	228	-137,7
Perdas estimadas em investimentos	21	-14	-250,5	12	71,3	34	-29	-214,9
Mensuração a valor justo de ativo disp. p/ venda	0	167	n.m.	0	0,0	0	167	n.m.
Provisão para Implantação de Ações - Empréstimo Compulsório	-20	-17	19,9	26	-178,0	6	-50	-111,2
PECLD - Financiamentos e empréstimos	-10	0	0,0	0	0,0	-10	-4	123,2
PECLD - Consumidores e revendedores	-79	-43	84,1	-19	324,0	-98	-175	-44,2
PECLD - Outros créditos	-26	-25	3,9	-7	248,0	-33	-115	-71,3
Contratos onerosos	30	45	-34,1	29	1,5	59	83	-29,7
Resultado laudos atuariais	-92	-128	-28,4	-93	-1,6	-185	-256	-27,8
Outras *	20	52	-62,5	33	-41,3	53	83	-35,9
Provisões / Reversões Operacionais	-133	127	-205,1	-126	5,4	-260	-69	276,5
Itens não recorrentes / Ajustes	-43	-396	-89,0	41	-206,6	-3	-514	-99,5
Provisão para Litígios	-22	-89	-75,1	108	-120,5	86	-228	-137,7
Mensuração a valor justo de ativo disp. p/ venda	0	-293	n.m.	0	0,0	0	-293	n.m.
Perdas estimadas em investimentos	-21	14	-250,5	-12	71,3	-34	29	-214,9
Provisão para Implantação de Ações - Empréstimo Compulsório	20	17	19,9	-26	-178,0	-6	50	-111,2
PECLD - Financiamentos e empréstimos	10	0	0,0	0	0,0	10	4	123,2
Contratos onerosos	-30	-45	-34,1	-29	1,5	-59	-83	-29,7
Perda estimada por irrecuperabilidade de ativos (Impairment)	0	0	n.m.	0	0,0	0	6	n.m.
Restituição RGR	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
Provisões/Reversões Ajustadas	-177	-269	-34,3	-86	106,3	-262	-583	-55,0

Os valores positivos na tabela acima significam reversão de provisão.

* Inclui principalmente impairment e restituição de RGR.

- **Provisão para litígios:** reversão de R\$ 22 milhões no 2T25 comparado à reversão de R\$ 89 milhões no 2T24. A variação de R\$ 67 milhões pode ser analisada considerando separadamente a contribuição de empréstimo compulsório e de eventos de outras naturezas, incluindo cível, tributária, trabalhista, regulatória, ambiental, fundiária e outras.
- **Empréstimo Compulsório:** no 2T25 contribuiu com uma reversão líquida de R\$ 246 milhões, comparado à reversão líquida de R\$ 327 milhões no 2T24, representando uma redução de R\$ 81 milhões. Em ambos os períodos o resultado reflete acordos celebrados e decisões favoráveis. A variação entre os períodos decorre da alteração do perfil de carteira de processos, cujos riscos individuais vêm sendo reduzidos ao longo da sua gestão. Vale destacar que a atualização monetária relacionada à provisão de empréstimo compulsório, diferentemente do que ocorre nas demais provisões, foi reconhecida no resultado financeiro.
- **Eventos de outras naturezas:** no 2T25 contribuíram com uma provisão de R\$ 165 milhões, comparado a provisão de R\$ 89 milhões no 2T24, um incremento de R\$ 75 milhões na despesa neste período. Já a atualização monetária contribuiu com uma despesa de R\$ 59 milhões no 2T25, frente a R\$ 148 milhões no 2T24, refletindo o aumento dos índices considerados na atualização, principalmente IPCA e Selic. Sobre o aumento das provisões, destaca-se uma constituição decorrente de celebração de termo de Transação e Compromisso.

- **Mensuração a valor justo de ativo disponível para venda:** Reversão de R\$ 167 milhões referente à Santa Cruz, sem efeito em 2025.
- **Implantação de Ações - Empréstimo Compulsório:** provisão de R\$ 20 milhões no 2T25, frente aos R\$ 17 milhões no 2T24. O resultado reflete o efeito da marcação a mercado sobre o valor da cotação média dos últimos 12 meses das ações preferenciais B emitidas pela Companhia em decorrência de montantes contabilizados no balanço e a elas atrelados. Tais montantes estão relacionados ao compromisso de entrega de ações já convertidas, em decorrência dos recolhimentos de empréstimos compulsórios, via fatura de energia, por contribuintes que ainda não apresentaram solicitações adequadas de implantações de ações.
- **Resultado de laudos atuariais:** provisão de R\$ 92 milhões no 2T25 comparado a uma provisão de R\$ 128 milhões referente ao custo dos juros e custo do serviço corrente definido nos laudos para o exercício de 2024, devido à redução de base passiva.
- **Perdas estimadas em investimento:** reversão de R\$ 21 milhões no 2T25 referente à revisão de vida útil remanescente dos ativos intangíveis na subsidiária Madeira Energia S.A. (MESA), frente à provisão de R\$ 14 milhões no 2T24 relacionada à ajuste no valor de recebíveis, sem contrapartida no 2T25.
- **Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa (PECLD) - consumidores e revendedores:** aumento da provisão de R\$ 43 milhões no 2T24 para R\$ 79 milhões no 2T25, variação não atrelada a nenhuma contraparte específica de forma concentrada.
- **Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa (PECLD) - outros créditos:** provisão estável, de R\$ 25 milhões no 2T24 para R\$ 26 milhões no 2T25.
- **Contratos Onerosos:** Reversão de R\$ 30 milhões no 2T25 frente reversão de R\$ 45 milhões no 2T24, refletindo variação no valor dos contratos.

9.3. Margem de Contribuição da Geração

A margem de contribuição da geração captura o valor agregado do resultado desse segmento, com foco na comercialização de energia e nos custos diretamente a ela associados, desconsiderando assim despesas com pessoal, materiais, serviços e outros.

A contribuição da geração para o resultado cresceu de R\$ 2.892 milhões no 2T24 para R\$ 3.345 milhões no 2T25. Em termos unitários, isto é, medindo-se a margem pelo volume de energia disponível (recurso energético), a melhora foi de R\$79/MWh no 2T24 para R\$98/MWh no 2T25. Essa variação foi impulsionada por preços mais altos no trimestre, parte da estratégia de gestão do portfólio.

Tabela 28 - Geração - Margem de Contribuição Ajustada, Regulatória (R\$ mm)

	2T25	2T24	%	1T25	%	6M25	6M24	%
Receita Bruta	6.945	6.310	10,1	7.023	-1,1	13.968	12.675	10,2
Tributos	-704	-760	-7,4	-748	-5,9	-1.452	-1.496	-2,9
Encargos	-380	-328	15,8	-314	21,2	-694	-664	4,5
Receita Líquida	5.861	5.222	12,2	5.962	-1,7	11.823	10.515	12,4
Energia Comprada para Revenda	-1.447	-972	48,8	-1.743	-17,0	-3.191	-1.885	69,2
Encargos de Uso de Rede	-809	-883	-8,4	-849	-4,7	-1.658	-1.736	-4,5
Custo com Combustíveis (líquido de CCC (1))	-222	-464	-52,1	-560	-60,3	-782	-970	-19,4
Custo com Hedge do RRH (2)	-17	-5	244,0	-17	1,4	-33	-21	57,8
Outros Custos Operacionais (3)	-21	-5	330,1	-20	4,9	-41	-12	237,1
Margem de Contribuição	3.345	2.892	15,6	2.773	20,6	6.118	5.890	3,9
Recursos (MWm) (4)	15.625	16.763	-6,8	18.740	-16,6	17.174	8.382	104,9
Margem Unitária (R\$/MWh)	98	79	24,1	69	43,1	82	161	-49,0

(1) CCC: Conta de Consumo de Combustíveis, responsável pela gestão dos pagamentos feitos por distribuidores e transmissores para subsidiar os custos de operação de geradores que atuam nos Sistemas Isolados.

(2) RRH: Repactuação do Risco Hidrológico

(3) Outros Custos Operacionais: contribuições associativas (CCEE e ONS) e outros custos.

(4) Inclui recursos próprios e compras estruturais, que consideram contratos com mais de 12 meses de fornecimento.

A seguir, destaca-se uma divisão gerencial do segmento de energia em quatro áreas de atuação, de modo que a performance possa ser mais facilmente compreendida.

(a) O resultado das usinas térmicas, cuja contribuição tende a diminuir progressivamente com o avanço do processo de desinvestimento.

(b) A contribuição da energia faturada sob o regime de cotas não adiciona risco de mercado à operação, sendo definida de forma previsível pelo regulador, remunerando apenas o atributo da disponibilidade, e tenderá a zero à medida que avança o processo de descotização das usinas renovadas na ocasião da privatização.

(c) A energia vendida no ambiente regulado (ACR), embora conte com alguma camada de risco de mercado, apresenta um fluxo bastante previsível, com preço e volume definidos durante o prazo dos contratos.

(d) Por fim, o recurso energético que sobra, após descontados os volumes em cotas e em ACR, e adicionado o volume comprado de energia, está disponível para que seja alocado no ambiente de contratação livre (ACL) ou liquidado no mercado de curto prazo (MCP). É importante destacar que esta última parcela do recurso energético é a mais exposta aos riscos de mercado e, consequentemente, a que recebe a maior atenção da gestão ativa do portfólio.

A margem de contribuição da energia comercializada no ACL e liquidada no MCP avançou de R\$56/MWh no 2T24 para R\$79/MWh no 2T25, considerando o recurso disponível para alocação em ambos os ambientes.

Tal volume manteve-se praticamente estável, com o montante liberado pela descotização sendo igualmente compensado por um GSF mais baixo no período: 95,3% no 2T25 frente 99,2% no 2T24.

A contribuição em volume financeiro avançou de R\$ 1.124 milhões no 2T24 para R\$ 1.615 milhões no 2T25, com o incremento de receita mais que compensando o aumento dos gastos referentes à compra de energia, resultado da estratégia de comercialização de energia no 2T25.

Tabela 29 - Geração - Margem de Contribuição Ajustada, Regulatória - por ambiente de contratação (R\$ mm)

	2T25					2T24		1T25	
	Total (a)=(b)+(c) +(d)+(e)	Térmicas (b)	Cota (c)	ACR (d)	ACL + MCP (e)	ACL + MCP	% A/A	ACL + MCP	% T/T
Receita Bruta	6.836	650	509	1.626	4.051	2.842	42,5	3.529	14,8
(-) Ajuste	109	89	0	19	0	0	0,0	0	0,0
Receita Bruta Ajustada	6.945	740	509	1.645	4.051	2.842	42,5	3.529	14,8
(-) Tributos	-704	-56	-53	-170	-424	-318	33,3	-418	1,6
(-) Encargos Setoriais	-380	0	-31	-100	-249	-176	41,1	-193	28,9
(-) Energia comprada para revenda	-1.447	-144	0	0	-1.303	-746	74,7	-1.427	-8,7
(-) Encargo de Uso do Sistema	-809	-65	-117	-183	-445	-474	-6,1	-467	-4,7
(-) Custo com Combustível (1)	-222	-222	0	0	0	0	0,0	0	-175,0
(-) Custo com Hedge de GSF (2)	-17	0	0	-17	0	0	0,0	0	0,0
(-) Outros Custos Operacionais (3)	-21	0	-2	-6	-14	-3	403,9	-12	11,6
Margem de Contribuição (f)	3.345	253	306	1.170	1.615	1.124	43,7	1.012	59,6

Recurso Próprio (MWm)	14.800	15.953	-7,2	17.905	-17,3
(-) Cotas	-2.248	-3.464	-35,1	-2.520	-10,8
(-) ACR (inclui térmica)	-3.995	-4.064	-1,7	-4.680	-14,6
(+) Compras Estruturais	825	810	1,8	835	-1,2
Recurso (MWm) (4)	9.382	9.234	1,6	11.540	-18,7
Recurso (MWh mil) (4) (g)	20.489	20.168	1,6	24.927	-17,8
R\$/MWh (f)/(g)	79	56	41,4	41	94,2

(1) Líquido de CCC: Conta de Consumo de Combustíveis, responsável pela gestão dos pagamentos feitos por distribuidores e transmissores para subsidiar os custos de operação de geradores que atuam nos Sistemas Isolados.

(2) RRRH: Repactuação do Risco Hidrológico

(3) Outros Custos Operacionais: contribuições associativas (CCEE e ONS) e outros custos.

(4) Inclui recursos próprios e compras estruturais, que consideram contratos com mais de 12 meses de fornecimento.

9.4. Participações Societárias

O resultado das participações societárias apresentou os seguintes destaques:

- **Eletronuclear:** dois fatores explicaram o resultado de -R\$ 147 milhões:
(a) redução na receita em função de parada programada para manutenção da usina de Angra 1, e (b) provisão relacionada a valores sobre ressarcimento excedente sobre o Fundo de Descomissionamento.
A parada se estendeu de 04/04/25 até 11/07/25. Angra 1 já retomou as operações. Além da manutenção, a parada foi para substituir o combustível e realizar a modernização de equipamentos como parte do Programa *Long Term Operation* (LTO) que, prevê diversas intervenções até 2028 em contrapartida à extensão de vida útil por 20 anos (até Dez/2044), conforme autorização da CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear) de novembro de 2024.
- **ISA Energia:** queda no resultado de R\$ 25 milhões devido ao impacto da remensuração regulatória pela redução do fluxo de recebimentos relacionados ao componente financeiro da RBSE do contrato prorrogado pela Lei nº 12.783/2013.
- **Transnorte Energia:** queda no resultado devido à revisão de CAPEX para fins de retorno sobre o ativo contratual.
- **Norte Energia:** a variação negativa se deveu principalmente pelo aumento da despesa com juros, despesa tributária diferida e depreciação.

Efeitos não-recorrente: ajuste de R\$ 116 milhões, proporcional à participação da Eletrobras na ISA Energia, referente ao efeito líquido de PIS/COFINS e de imposto de renda, reflexo das mudanças do fluxo de pagamento do componente financeiro da RBSE.

Tabela 30 - Participações Societárias (R\$ mm)

	2T25	2T24	%	1T25	%	6M25	6M24	%
Destaques Coligadas (a)	-45	529	-108,6	277	-116,3	231	922	-74,9
Eletronuclear	-147	200	-173,7	64	-331,8	-84	303	-127,7
ISA Energia	25	188	-86,9	135	-81,7	159	418	-61,9
Outras Equivalências	78	141	-45,0	78	-1,1	156	201	-22,4
Destaques SPEs (b)	-148	100	-248,4	47	-415,2	-101	167	-160,3
IE Madeira	31	52	-40,0	84	-62,9	115	117	-1,4
Belo Monte Transmissora de Energia S.A. - BMTE	27	52	-48,2	56	-51,6	83	107	-22,6
Transnorte Energia	-128	19	-788,0	50	-353,5	-77	35	-321,0
Chapecoense	55	32	72,5	43	29,0	98	82	20,0
ESBR Jirau	22	5	338,1	39	-44,3	61	41	49,3
IE Garanhuns	23	20	17,3	15	59,4	38	40	-4,6
Norte Energia	-179	-80	123,6	-240	-25,4	-419	-254	64,9
Outras Participações * (c)	67	71	-6,5	44	51,1	111	187	-40,7
Total (a) + (b) + (c)	-126	700	-118,0	368	-134,3	242	1.276	-81,1
Eventos não recorrentes								
(-) Remensuração Regulatória, ISA Energia	116	0	0,0	0	0,0	116	0	0,0
Participações Societárias Ajustadas	-10	700	-101,4	368	-102,7	358	1.276	-71,9

* Inclui movimentações do valor reconhecido no balanço patrimonial de coligadas mensuradas a valor justo / custo.

9.5. Resultado Financeiro

Tabela 31 - Resultado Financeiro (R\$ mm)

	2T25	2T24	%	1T25	%	6M25	6M24	%
Receitas Financeiras	1.069	691	54,6	1.073	-0,4	2.142	1.366	56,8
Receitas de juros, multas, comissões e taxas	-13	39	-133,9	37	-136,3	23	72	-67,3
Receita de aplicações financeiras	1.101	546	101,5	1.057	4,2	2.159	1.120	92,7
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	36	32	13,3	32	11,1	68	79	-13,1
Outras receitas financeiras	24	128	-81,2	29	-17,4	53	202	-73,6
(-) Tributos sobre receitas financeiras	-79	-55	45,3	-82	-3,6	-162	-106	52,3
Despesas Financeiras	-2.380	-2.498	-4,7	-2.464	-3,4	-4.844	-4.968	-2,5
Encargos de dívidas	-1.528	-1.500	1,9	-1.640	-6,8	-3.168	-3.125	1,4
Encargos de obrigações com CDE	-661	-613	7,9	-662	-0,1	-1.323	-1.223	8,2
Encargos de revitalização de bacias hidrográficas	-79	-83	-5,3	-79	-0,2	-157	-168	-6,4
Desconto financeiro por antecipação - ENBpar	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
Outras despesas financeiras	-111	-302	-63,2	-84	32,3	-195	-453	-56,9
Itens Financeiros Líquidos	-1.244	-1.115	11,5	-2.103	-40,8	-3.347	-2.308	45,0
Variações monetárias	-264	-190	38,8	-285	-7,4	-548	-537	2,2
Variações cambiais	-12	5	-344,7	5	-344,7	-7	2	-393,5
Variação do valor justo de dívida protegida (hedge) líquida do derivativo	-587	-372	57,9	-966	-39,2	-1.554	-563	176,0
Atualizações monetárias - CDE	-316	-367	-14,1	-733	-56,9	-1.048	-861	21,8
Atualizações monetárias - bacias hidrográficas	-52	-67	-22,4	-113	-54,2	-165	-154	7,6
Variação de instrumento financeiro derivativo não ligado a proteção de dívida	-14	-124	-88,9	-10	32,8	-24	-196	-87,7
Resultado Financeiro	-2.555	-2.922	-12,6	-3.494	-26,9	-6.049	-5.910	2,4
Ajustes								
Atualização monet. emp. compulsórios	178	172	3,4	175	1,6	353	379	-6,9
Resultado Financeiro Ajustado	-2.377	-2.750	-13,6	-3.319	-28,4	-5.696	-5.531	3,0

¹ Essas obrigações foram estabelecidas pela Lei 14.182/21 (Desestatização da Eletrobras), como uma das condições para a obtenção das novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica por mais 30 anos. Os encargos foram calculados a partir dos dados publicados na Resolução CNPE 015/2021: (a) do valor presente da obrigação; (b) do fluxo futuro de pagamentos; e (c) do prazo de pagamentos. Ver mais detalhes na Tabela 28.

No 2T25, o resultado financeiro ajustado foi negativo em R\$ 2.377 milhões, frente a um resultado negativo de R\$ 2.750 milhões no 2T24. As principais variações no 2T25 foram:

- **Receitas Financeiras:** aumento da receita financeira de R\$ 691 milhões no 2T24 para R\$ 1.069 milhões no 2T25, explicado principalmente pela elevação do caixa médio e do CDI no período.
- **Encargos de dívida:** aumento da despesa de R\$ 1.500 milhões no 2T24 para R\$ 1.528 milhões no 2T25. Com relação a despesa com juros sobre empréstimos e financiamentos, houve um aumento de R\$ 1.366 milhões no 2T24 para R\$ 1.455 milhões no 2T25, devido principalmente às elevações da taxa Selic e do saldo de dívida no período, em razão das captações ocorridas durante o ano de 2024, incluindo debêntures e financiamentos com instituições financeiras. O saldo médio de dívida bruta da Eletrobras passou de aproximadamente R\$ 65 bilhões no 2T24 para R\$ 71 bilhões no 2T25, enquanto a Selic média aumentou em 4,5 pontos percentuais, de 10,4% ao ano no 2T24 para 14,9% ao ano no 2T25. O crescimento dessa despesa foi em parte compensado pela redução dos encargos de *leasing*, de R\$ 133 milhões no 2T24 para

R\$ 70 milhões, no 2T25, em razão do fim dos contratos de compra de energia, tratados como arrendamento, de usinas térmicas localizadas no estado do Amazonas em maio/25.

- **Variação da atualização monetária (Selic):** aumento da despesa de R\$ 74 milhões no 2T24 para R\$ 264 milhões no 2T25, que teve como principal motivo o menor reconhecimento de atualização sobre imposto de renda, contribuindo com R\$ 79 milhões para o aumento da despesa. Por sua vez, a despesa relacionada a atualização do empréstimo compulsório da Eletrobras permaneceu estável, atingindo R\$ 178 milhões no 2T25, uma vez que a redução do estoque de R\$ 15 bilhões em junho de 2024 para R\$ 12 bilhões em junho de 2025 foi compensada pelo aumento da Selic no período, conforme citado anteriormente.
- **Encargos de obrigação com CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) e atualizações monetárias CDE (despesas financeiras de IPCA + encargos sobre o saldo devedor de obrigações junto à CDE, sendo o encargo de 7,6% ao ano):** as despesas somaram R\$ 977 milhões no 2T25, em linha com o 2T24.
- **Encargos de revitalização de bacias hidrográficas (encargo de 5,67%),** com despesa de R\$ 79 milhões no 2T25, e **atualizações monetárias - bacias hidrográficas,** com despesa de R\$ 52 milhões.

Tabela 32 - Encargos com CDE e Projetos – Lei 14.182/2021 (R\$ mm)

	2T25			
	Holding	Chesf	Eletronorte	Total
Encargos de dívidas - Obrigações com a CDE	-190	-276	-195	-661
Encargos de dívidas - Revitalização das bacias hidrográficas	-21	-31	-26	-79
Atualização monetária passiva - Obrigações com a CDE	-91	-132	-93	-316
Atualização monetária passiva - Revitalização das bacias hidrográficas	-13	-20	-18	-52
Total de encargos com a CDE e Projetos - Lei 14.182/2021	-315	-460	-332	-1.107

- **Variação do valor justo de dívida protegida (hedge) líquida do derivativo:** despesa de R\$ 587 milhões no 2T25, superior a despesa de R\$ 372 milhões no 2T24. Esse aumento foi explicado, principalmente, pela inclusão de novas operações firmadas ao final de 2024, ambas atreladas ao dólar x CDI: o *Bond* 2035 (US\$ 750 milhões, em out/24) e o financiamento SACE (US\$ 400 milhões, em dez/24). Tal efeito foi parcialmente compensado pela liquidação do *Bond* 2025 em fev/25 e por novas operações de crédito e *swaps* na CGT Eletrosul, atreladas ao dólar x CDI e euro x CDI.
- **Variação de instrumento financeiro derivativo não ligado à proteção de dívida:** No 2T25, houve um efeito negativo de R\$ 14 milhões relacionado à variação de instrumento financeiro derivativo não vinculado à proteção de dívida, frente à despesa de R\$ 124 milhões no 2T24. Isso se deveu essencialmente ao encerramento, em dezembro de 2024, do contrato entre a Eletronorte e a Albras que continha um derivativo embutido vinculado ao dólar, à taxa Selic e aos preços de alumínio na LME.
- **Outras despesas financeiras:** somaram R\$ 111 milhões no 2T25, comparadas as despesas de R\$ 302 milhões no 2T24, uma redução de R\$ 191 milhões explicada principalmente pela ocorrência no 2T24 de despesa de R\$ 163 milhões relacionada a PIS/Cofins incidentes sobre juros sobre capital próprio (JCP) pago por Furnas, sem contrapartida no 2T25.
- **Outras receitas financeiras:** redução de R\$ 104 milhões, de R\$ 128 milhões no 2T24 para R\$ 24 milhões no 2T25, devido principalmente ao valor de R\$ 106 milhões ocorrido no 2T24 sem equivalência no 2T25, relacionado a juros sobre dividendos devidos.

9.6. Tributos Correntes e Diferidos

O imposto de renda e contribuição social ajustado apresentou valor de -R\$ 173 milhões no 2T25, frente a um valor de +R\$ 421 milhões no 2T24.

Vale destacar que tivemos o reconhecimento de dois efeitos de IR Diferido no 2T25: (a) sobre a remensuração regulatória, de R\$ 882 milhões, e (b) relacionado a mudança da alíquota efetiva da Eletronorte, no valor de R\$ 393 milhões.

O primeiro efeito reflete a aplicação das alíquotas efetivas de cada empresa sobre o valor da remensuração regulatória de seus respectivos contratos. O segundo decorre da revisão dos ativos e passivos diferidos da Eletronorte, em função de sua nova alíquota de IRPJ de 6,25%, aplicada após a alienação de suas usinas térmicas em maio de 2025, quando passou a atuar exclusivamente com ativos incentivados.

Tabela 33 - Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ mm)

	2T25	2T24	%	1T25	%	6M25	6M24	%
Imposto de renda e contribuição social correntes	-254	20	n.m.	-79	219,5	-333	-494	-32,6
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.356	1.183	14,6	14	n.m.	1.370	1.392	-1,6
Imposto de renda e contribuição social total	1.102	1.203	-8,4	-65	n.m.	1.037	898	15,5
Ajustes								
Constituição/Reversão de IR Diferido s/ Prejuízo Fiscal ¹	0	-782	n.m.	0	0	0	-782	n.m.
Ajuste IR Diferido sobre Remensuração Regul.: RBSE Financeiro ²	-882	0	n.m.	0	0	-882	0	0,0
Ajuste IR Diferido sobre diferença alíquota Eletronorte	-393	0	n.m.	0	0,00	-393	0	0,0
Imposto de renda e contribuição social ajustada	-173	421	-141,1	-65	166,5	-238	116	-304,9

¹ Holding e CGT Eletrosul no 2T24. Na Holding, houve reconhecimento de R\$ 1.074 milhões referentes a créditos tributários originados por prejuízos fiscais acumulados pela Eletrobras, após reestimação de lucros tributários em função da incorporação de Furnas. Na CGT Eletrosul, houve a reversão de R\$ 292,4 milhões, com base em alteração de expectativa de conclusão de operações necessárias para o aproveitamento do crédito tributário gerado pela alienação da UTE Candiota.

² IR Diferido reconhecido no 2T25 sobre a Remensuração Regulatória, reflexo das mudanças do fluxo de pagamento do componente financeiro da RBSE dos contratos prorrogados pela Lei nº 12.783/2013, para os ciclos 2025-26, 2026-27 e 2027-28, em face da decisão da diretoria da ANEEL na 20ª Reunião Pública Ordinária em 10 de junho de 2025.

10. DESEMPENHO OPERACIONAL

10.1. Segmento de Geração

Ativos de Geração

No 2T25 a Companhia possuía 82 usinas, sendo 47 hidrelétricas, 1 térmica, 33 eólicas e 1 solar, considerando os empreendimentos corporativos, propriedade compartilhada e participações via SPes. Em comparação com o 1T25, a redução em 6 ativos ocorreu devido à transferência da participação das usinas térmicas na Eletronorte. Além disso, houve a aquisição da usina UHE Colíder e transferência da UHE Gov. Jayme Canet da CGT Eletrosul.

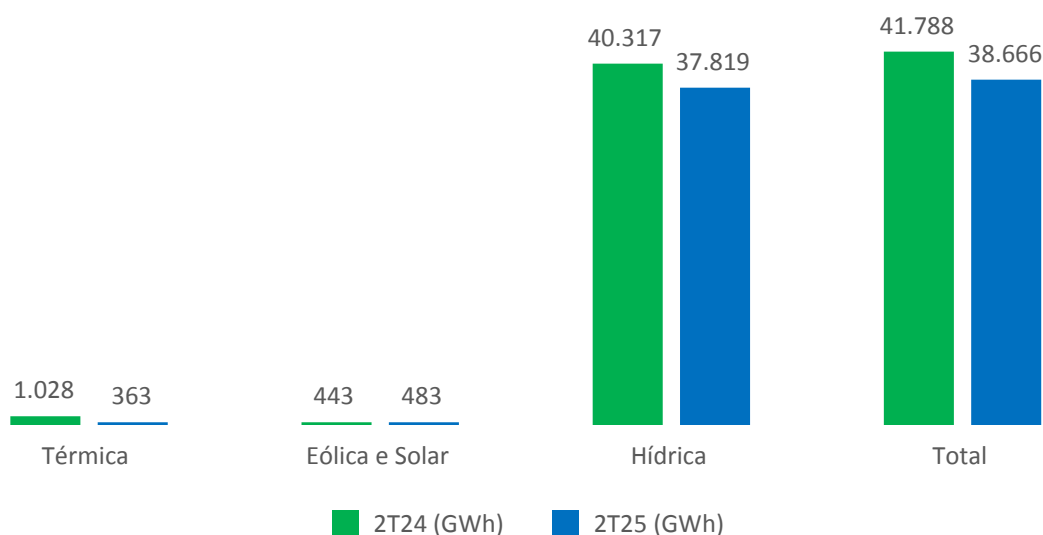
Já a capacidade instalada do portfólio atingiu 44.368,08 MW no 2T25, sendo 99% proveniente de fontes limpas com baixa emissão de gases de efeito estufa e representando 17% do total instalado no Brasil.

Tabela 34 - Ativos de Geração

Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MWmed)	Energia Gerada Acc. (GWh)
Hídrica (47 usinas)	43.072,68	21.027,70	82.428,31
Térmica (1 usinas)	500,00	401,20	1.336,02
Eólica (33 usinas)	794,47	226,39	811,29
Solar (1 usina)	0,93	0,00	0,51
Total (82 usinas)	44.368,08	21.655,29	84.576,13

No 2T25, a quantidade de energia gerada total da Eletrobras caiu 7,5% em relação ao 2T24.

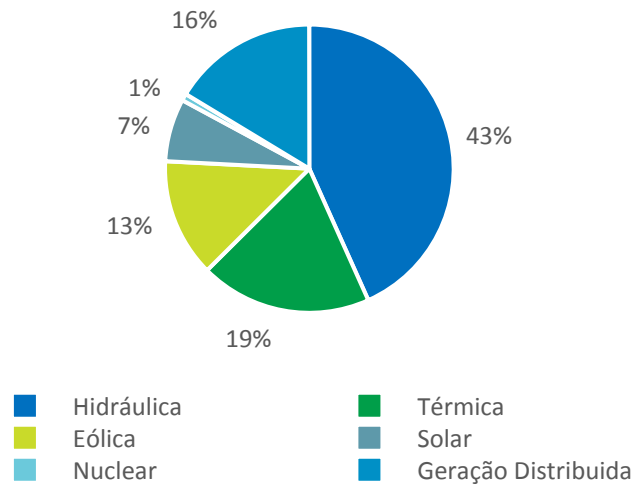
Gráfico 4 - Geração Líquida de Energia Eletrobras (GWh)



Dados do Sistema – Capacidade Instalada e Geração

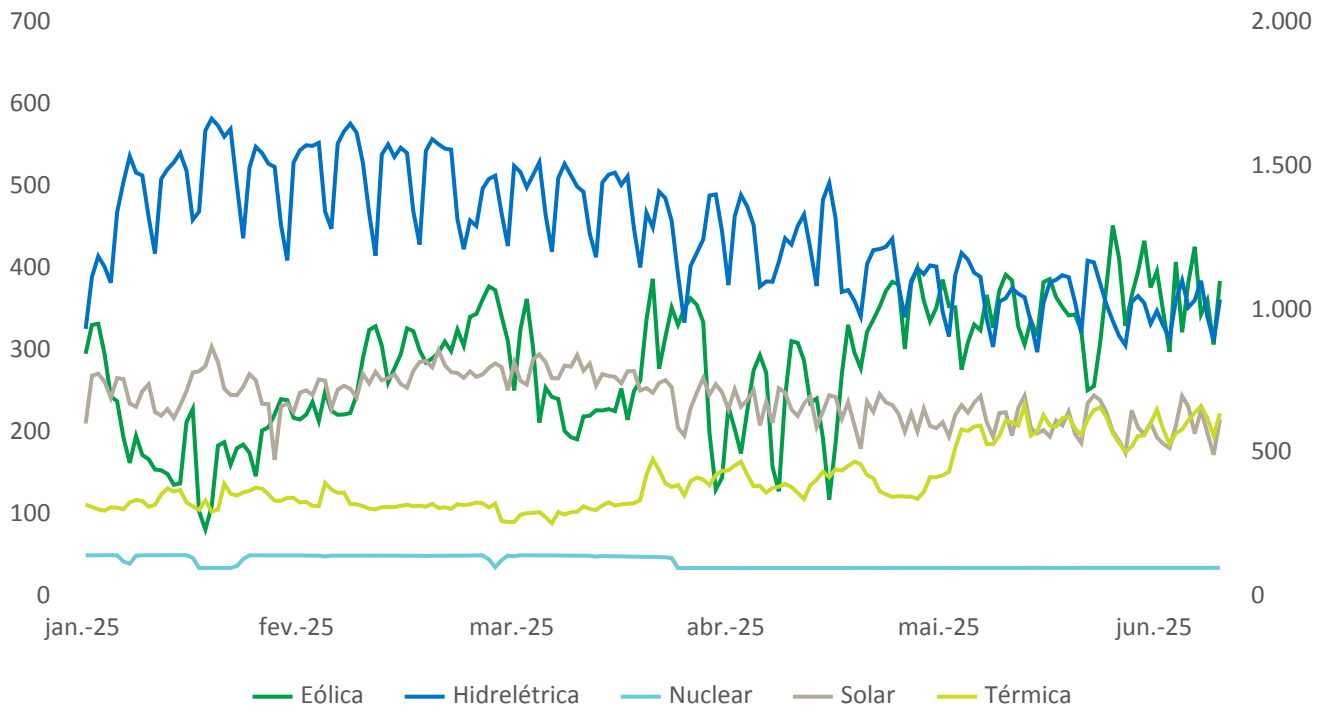
No 2T25, a capacidade instalada Brasil totalizou 254.044,30 MW.

Gráfico 5 - Capacidade instalada Brasil - por fonte



Fonte: Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA

Gráfico 6 - Energia Gerada SIN – Sistema Interligado Nacional (GWh)



Fonte: Resultados da Operação 01/01 a 31/03/2025 – ONS

Dados do Sistema – Mercado de Energia

Tabela 35 - PLD

		2T25	2T24	Δ%	1T25	Δ%
Mercado	GSF (%)	95,34	99,22	-3,9	107,56	-11,4
	PLD SE (R\$/MWh)	226,68	62,83	260,8	162,06	39,9
	PLD S (R\$/MWh)	235,91	62,83	275,5	164,08	43,8
	PLD NE (R\$/MWh)	161,75	62,83	157,5	58,92	174,5
	PLD N (R\$/MWh)	163,42	62,83	160,1	58,92	177,3

Gráfico 7 - GSF (%)

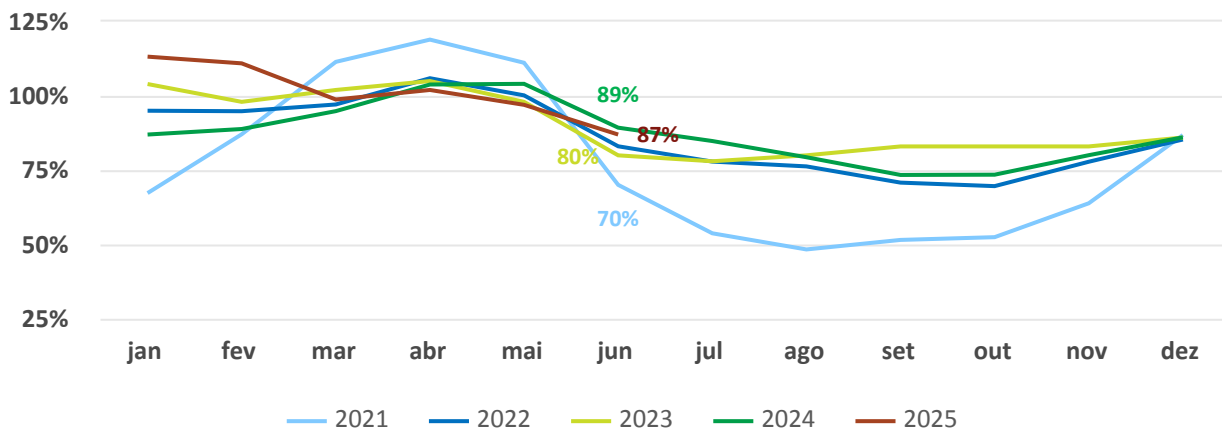


Gráfico 8 - Média Histórica da Energia Natural Afluente (ENA) – SIN (%)

O 2T25 foi marcado por aumento da ENA no mês de junho, com as chuvas concentradas na região Sul.

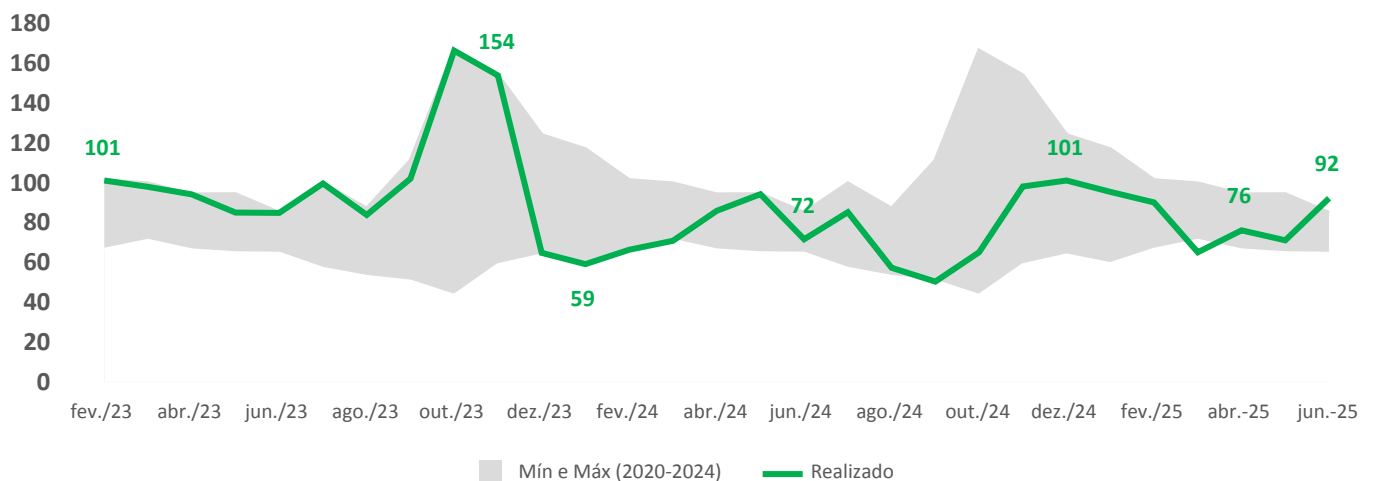
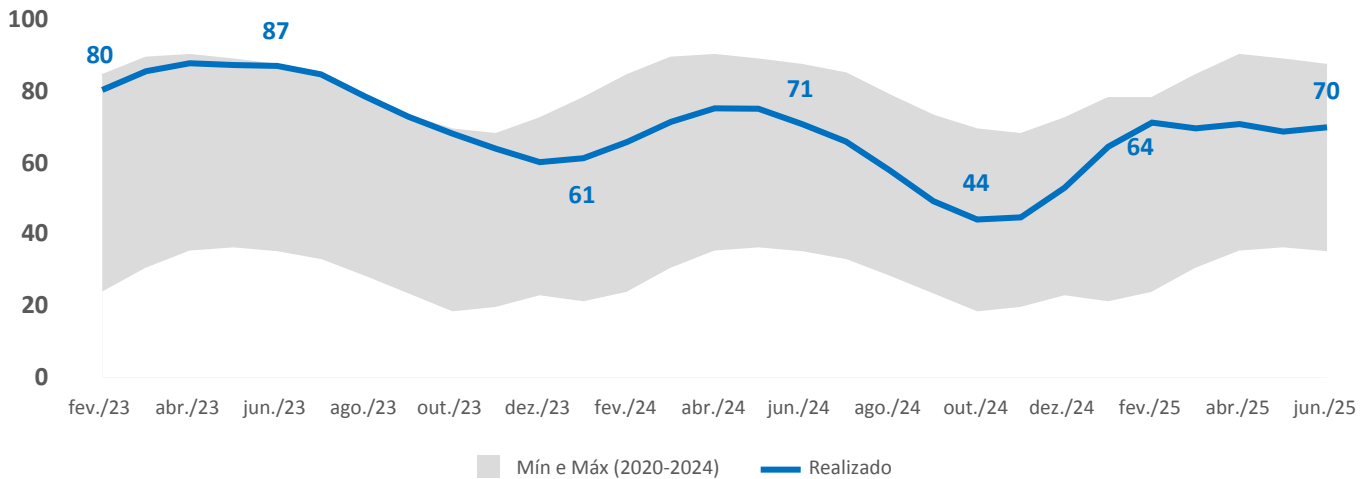


Gráfico 9 - Energia Armazenada no Reservatórios – SIN (%)

O SIN encerrou o 2T25 com Energia Armazenada em 70%, cerca de 1% abaixo do observado no 2T24.



10.2. Segmento de Transmissão

A Companhia encerrou o 2T25 com 73,8 mil km de linhas, sendo 67,4 mil km de linhas próprias e 6,3 mil km em parceria. No 2T24, havia 73,8 mil km de linhas, sendo 66,5 mil km de linhas próprias e 7,3 mil km em parceria.

O número de subestações no 2T25 foi de 411, considerando 295 próprias e 116 de terceiros.

Tabela 36 - Linhas de Transmissão (Km)¹

Empresa	Próprias (1)	Em Parceria (2)	Total
Chesf	22.191	1.832	24.023
Eletronorte	10.982	1.073	12.055
CGT Eletrosul	12.134	5	12.139
Eletrobras Holding	22.129	3.429	25.558
Total	67.436	6.338	73.774

(1) Inclui TMT (100%) e VSB (100%).

(2) Parcerias consideram extensões proporcionais ao capital investido pelas Empresas Eletrobras no empreendimento.

¹ Para mais informações sobre a Composição de Eletrobras Holding, consulte o [Anexo 3](#)

10.3. ESG

Tabela 37 - Indicadores ESG 2T25

Pilar	Indicador	2T24	2T25	Variação
Planeta	Emissões de Gases de Efeito Estufa acumulada no ano (1)	1.873.121	885.107	-53%
	(Escopos 1, 2 e 3) (tCO ₂ e)			
Pessoas	Taxa de Frequência de Acidentes - empregados próprios (com afastamento)	0,48	0,48	—%
	Mulheres no quadro de pessoal (%)	20%	20%	0,0 p.p.
	Cargos de liderança ocupados por mulheres (%) (2)	26%	25%	-1,0 p.p.
Governança	Apuração de denúncias atendidas no prazo (%)	98,0%	100,0%	2,0 p.p.

Os valores apresentados são preliminares e não assegurados, podendo ser ajustados conforme os processos de apuração, verificação e atualização dos dados.

¹ A redução das emissões está associada, principalmente, à retirada da geração termelétrica a carvão, da matriz elétrica da Companhia

² A redução foi devida à saídas no PDV.

11. ANEXOS

11.1. Anexo 1 - Demonstrações Contábeis

Tabela 37 - Balanço Patrimonial (R\$ Mil)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2025	31/12/2024	30/06/2025	31/12/2024
ATIVO				
CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa	11.616.284	16.387.945	22.529.651	26.572.522
Caixa restrito	282.037	449.865	450.603	508.734
Títulos e valores mobiliários	2.687.356	6.421.621	6.856.889	8.951.838
Clientes	1.602.279	1.686.293	5.234.155	5.911.477
Ativo contratual transmissão	3.814.397	4.634.940	8.242.777	10.539.570
Financiamentos, empréstimos e debêntures	706.240	971.555	463.157	475.458
Remuneração de participações societárias	1.378.237	2.286.078	441.456	721.683
Impostos e Contribuições	1.531.480	1.734.020	2.291.209	2.831.413
Imposto de renda e contribuição social	0	0	0	0
Direito de ressarcimento	725.813	865.299	754.685	893.254
Almoxarifado	63.379	50.576	393.237	441.471
Instrumentos financeiros derivativos	0	500.998	37.418	692.660
Outros	854.350	729.718	1.576.159	1.408.919
	25.261.852	36.718.908	49.271.396	59.948.999
Ativos mantidos para venda	713.777	1.353.723	713.777	4.502.102
	25.975.629	38.072.631	49.985.173	64.451.101
NÃO CIRCULANTE				
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO				
Caixa restrito	1.516.383	1.430.650	3.132.170	3.170.749
Remuneração de participações societárias	181.049	181.049	0	0
Direito de ressarcimento	352.803	692.126	367.239	720.081
Financiamentos, empréstimos e debêntures	1.293.095	1.894.322	168.444	163.140
Clientes	153.516	171.017	545.512	602.411
Títulos e valores mobiliários	429.397	421.933	439.322	433.341
Impostos e Contribuições	2.357.241	2.356.369	2.748.143	2.715.445
Imposto de renda e contribuição social diferido	0	0	5.722.119	5.673.011
Cauções e depósitos vinculados	4.090.617	3.693.298	5.739.815	5.190.344
Ativo contratual transmissão	20.580.061	21.223.812	55.827.309	56.848.086
Instrumentos financeiros derivativos	381.029	1.269.677	757.277	1.544.095
Outros	1.868.139	2.000.734	1.163.786	1.645.570
	33.203.330	35.334.987	76.611.136	78.706.273
INVESTIMENTOS				
Avaliados por equivalência patrimonial	112.588.827	112.300.525	30.926.638	30.727.405

CONTROLADORA			CONSOLIDADO	
	30/06/2025	31/12/2024	30/06/2025	31/12/2024
Mantidos a valor justo	976.987	839.546	976.987	861.234
Outros Investimentos	19.387	19.387	97.987	97.987
	113.585.201	113.159.458	32.001.612	31.686.626
IMOBILIZADO	7.387.064	6.137.175	39.106.244	36.854.055
INTANGÍVEL	20.538.860	20.779.526	77.255.959	78.173.273
	174.714.455	175.411.146	224.974.951	225.420.227
TOTAL DO ATIVO	200.690.084	213.483.777	274.960.124	289.871.328
CONTROLADORA			CONSOLIDADO	
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	30/6/2025	31/12/2024	30/6/2025	31/12/2024
CIRCULANTE				
Empréstimos, financiamentos e debêntures	7.128.604	8.329.966	10.944.211	12.809.872
Empréstimo compulsório - Acordos	1.511.547	1.105.534	1.511.547	1.105.534
Empréstimo compulsório	1.222.900	1.326.925	1.222.900	1.326.925
Fornecedores	962.898	1.145.660	2.184.699	2.756.328
Impostos e Contribuições	259.791	378.569	899.111	1.146.169
Imposto de renda e contribuição social	0	0	0	0
Contratos onerosos	0	0	120.720	62.711
Remuneração aos acionistas	32.793	2.486.778	35.707	2.490.668
Obrigações com pessoal	376.481	483.779	779.165	1.065.114
Obrigações de ressarcimento	0	0	47.959	55.517
Benefício pós-emprego	941	993	300.365	289.840
Provisões para litígios	719.478	1.719.453	811.458	1.791.088
Encargos setoriais	90.107	105.352	891.955	820.067
Obrigações da Lei 14.182/2021	996.590	814.819	3.578.059	2.916.199
Devoluções RGR	595.147	492.276	595.147	492.276
Arrendamentos	19.994	8.429	49.776	26.861
Instrumentos financeiros derivativos	967.944	824.125	1.411.580	1.175.652
Outros	245.224	458.746	1.428.033	1.105.093
	15.130.439	19.681.404	26.812.392	31.435.914
Passivos associados a ativos mantidos para venda	0	0	0	194.454
	15.130.439	19.681.404	26.812.392	31.630.368
NÃO CIRCULANTE				
Empréstimos, financiamentos e debêntures	37.688.776	40.926.187	59.345.657	62.810.702
Remuneração aos acionistas	0	0	585	0
Fornecedores	0	0	123.651	7.959

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2025	31/12/2024	30/06/2025	31/12/2024
Provisões para litígios	14.882.449	15.658.437	20.610.023	21.583.395
Benefício pós-emprego	412.648	418.586	3.397.715	3.416.381
Obrigações da Lei 14.182/2021	10.854.810	11.111.765	38.128.295	39.105.924
Devoluções RGR	219.987	439.974	219.987	439.974
Contratos onerosos	0	0	505.083	621.725
Obrigações de ressarcimento	0	0	15.286	15.286
Arrendamentos	87.336	79.994	395.965	155.722
Concessões a pagar - Uso do bem Público	38.268	38.175	561.504	543.867
Adiantamentos para futuro aumento de capital	115.932	108.938	115.932	108.938
Instrumentos financeiros derivativos	114.645	2.283	114.645	2.283
Encargos setoriais	766.877	744.833	993.434	942.348
Impostos e Contribuições	96.537	103.682	294.073	372.488
Imposto de renda e contribuição social diferidos	946.469	1.566.835	3.112.418	4.287.021
Outros	627.994	739.459	1.458.657	1.827.171
	66.852.728	71.939.148	129.392.910	136.241.184
PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Capital social	70.135.202	70.099.826	70.135.202	70.099.826
Gastos com emissão de ações	-108.186	-108.186	-108.186	-108.186
Reservas de capital e Instrumentos Patrimoniais Outorgados	13.912.770	13.910.768	13.912.770	13.910.768
Ações em tesouraria	-2.222.635	-2.223.011	-2.222.635	-2.223.011
Reservas de lucros	43.905.041	43.905.041	43.905.041	43.905.041
Dividendo adicional proposto	0	1.535.196	0	1.535.196
Lucros acumulados	-1.677.488	0	-1.677.488	0
Outros resultados abrangentes acumulados	-5.237.787	-5.256.409	-5.237.787	-5.256.409
Valores reconhecidos em ORA classificados como mantidos para venda	0	0	0	0
Participação de acionistas controladores	118.706.917	121.863.225	118.706.917	121.863.225
Participação de acionistas não controladores	0	0	47.905	136.551
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	118.706.917	121.863.225	118.754.822	121.999.776
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	200.690.084	213.483.777	274.960.124	289.871.328

Tabela 38 - Demonstração de Resultados (R\$ Mil)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2025	30/06/2024	30/06/2025	30/06/2024
OPERAÇÕES CONTINUADAS				
Receita operacional líquida	7.191.028	29.553	20.613.133	17.113.553
Custos operacionais	-4.162.849	-67	-10.923.292	-9.149.743
RESULTADO BRUTO	3.028.179	29.486	9.689.841	7.963.810
Despesas operacionais	-788.941	-219.590	-2.403.980	-2.157.670
Remensurações regulatórias - Contratos de transmissão	-1.681.819	0	-4.385.033	0
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	557.419	-190.104	2.900.828	5.806.140
RESULTADO FINANCEIRO	-3.012.628	-1.703.591	-6.048.785	-5.909.589
Receitas de juros, multas, comissões e taxas	138.344	491.206	23.432	71.699
Receita de aplicações financeiras	1.193.925	379.511	2.158.536	1.120.166
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	2.318	0	68.224	78.502
Outras receitas financeiras	45.507	156.519	53.298	201.860
(-) Tributos sobre receitas financeiras	-89.143	-67.431	-161.536	-106.030
Receitas financeiras	1.290.951	959.805	2.141.954	1.366.197
Encargos de dívidas	-1.884.688	-1.486.043	-3.168.301	-3.124.510
Encargos de obrigações com CDE	-380.441	0	-1.322.857	-1.222.589
Encargos de revitalização de bacias hidrográficas	-41.802	0	-157.249	-168.008
Outras despesas financeiras	-132.642	-257.049	-195.448	-452.965
Despesas financeiras	-2.439.573	-1.743.092	-4.843.855	-4.968.072
Atualizações monetárias – CDE	-301.498	0	-1.048.360	-860.650
Atualizações monetárias – bacias hidrográficas	-42.670	0	-165.447	-153.765
Atualizações monetárias	-369.535	-514.453	-548.448	-536.765
Variações cambiais	-9.485	28.478	-6.976	2.377
Variação do valor justo de dívida protegida (hedge) líquida do derivativo	-1.140.819	-434.329	-1.553.607	-562.974

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2025	30/06/2024	30/06/2025	30/06/2024
Variação de instrumento financeiro derivativo não ligado a proteção de dívida	0	0	-24.046	-195.937
Itens financeiros, líquidos	-1.864.007	-920.304	-3.346.884	-2.307.714
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	-2.455.210	-1.893.695	-3.147.957	-103.449
Resultado das participações societárias	32.631	2.884.708	241.625	1.276.208
Outras receitas e despesas	85.933	3.139	190.179	2.573
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DOS TRIBUTOS	-2.336.646	994.152	-2.716.153	1.175.332
Imposto de renda e contribuição social correntes	0	0	-332.852	-494.202
Imposto de renda e contribuição social diferidos	659.157	1.074.204	1.370.283	1.392.081
LUCRO LÍQUIDO DAS OPERAÇÕES CONTINUADAS	-1.677.488	2.068.356	-1.678.722	2.073.211
Parcela atribuída aos controladores	-1.677.488	2.068.356	-1.677.488	2.068.356
Parcela atribuída aos não controladores	0	0	-1.234	4.855
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DA OPERAÇÃO DESCONTINUADA	0	0	0	0
Parcela atribuída aos controladores	0	0	0	0
Parcela atribuída aos não controladores	0	0	0	0
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	-1.677.489	2.068.356	-1.678.722	2.073.211
Parcela atribuída aos controladores	-1.677.488	2.068.355	-1.677.488	2.068.356
Parcela atribuída aos não controladores	0	0	-1.234	4.855
RESULTADO POR AÇÃO				
Resultado por ação - básico (ON)	-0,74	0,89	-0,74	0,89
Resultado por ação - básico (PN)	-0,81	0,97	-0,81	0,97

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2025	30/06/2024	30/06/2025	30/06/2024
Resultado por ação - diluído (ON)	-0,73	0,87	-0,73	0,87
Resultado por ação - diluído (PN)	-0,80	0,96	-0,80	0,96

Tabela 39 - Demonstração do Fluxo de Caixa (R\$ Mil)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2025	30/06/2024	30/06/2025	30/06/2024
ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Resultado do período antes do imposto de renda e da contribuição social	-2.336.645	994.152	-2.716.153	1.175.332
<u>Ajustes para reconciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações:</u>				
Depreciação e amortização	447.787	8.358	2.243.600	1.964.812
Variações cambiais e monetárias líquidas	723.188	485.975	1.769.231	1.548.803
Receita Financeira	0	0	0	0
Encargos financeiros	974.662	615.326	2.466.439	3.323.242
Resultado da equivalência patrimonial	-32.631	-2.884.708	-241.625	-1.276.208
Outras receitas e despesas	-183.318	-13.745	-84.719	-13.179
Receitas da transmissão	-3.872.041	0	-10.264.270	-8.953.525
Custo de construção - transmissão	756.978	0	1.780.935	1.428.308
Remensurações regulatórias - Contratos de transmissão	1.681.819	0	4.385.033	0
Provisões (reversões) operacionais	-50.303	-332.024	259.625	194.785
Baixas de imobilizado e intangível	436	0	-152.745	180.772
Resultado da dívida protegida (hedge) e derivativos	1.140.819	434.329	1.577.653	758.911
Outras	173.960	156.250	107.968	183.874
	1.761.356	-1.530.239	3.847.125	-659.405
(Acréscimos)/decréscimos nos ativos operacionais				
Clientes	54.672	0	662.011	164.463
Direito de ressarcimento	549.691	505.224	555.702	529.940
Outros	1.268.465	-162.706	2.049.160	29.509
	1.872.828	342.518	3.266.873	723.912
<u>Acréscimos/(decréscimos) nos passivos operacionais</u>				
Fornecedores	-183.189	-70.930	-523.399	-1.299.361
Adiantamentos	0	0	0	0
Obrigações com pessoal	-107.298	-45.912	-285.949	-648.136
Encargos setoriais	-2.465	0	117.841	33.044
Outros	-34.416	-81.152	-1.035.375	-847.157
	-327.368	-197.994	-1.726.882	-2.761.610
Pagamento de encargos financeiros	-2.181.963	-1.945.272	-3.137.666	-3.690.811
Pagamento de encargos financeiros - supramercado	0	0	0	0
Recebimento da receita anual permitida - RAP	3.654.516	0	9.196.807	10.361.815
Recebimento de encargos financeiros de controladas	0	0	0	0

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2025	30/06/2024	30/06/2025	30/06/2024
Recebimento de remuneração de investimentos em participações societárias	1.242.572	2.781.535	527.296	944.197
Pagamento de litígios	-1.750.604	-1.098.135	-1.874.922	-1.404.087
Cauções e depósitos vinculados	-430.710	-71.056	38.763	-405.044
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	-14.280	-31.217	-173.967	-914.106
Pagamento de previdência complementar	-12.354	-10.756	-166.504	-227.846
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais das operações descontinuadas	0	0	0	0
Caixa líquido proveniente das (usado nas) atividades operacionais	1.477.348	-766.464	7.080.770	3.142.347
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Empréstimos e financiamentos obtidos e debêntures obtidas	0	9.008.795	500.000	16.923.438
Pagamento de empréstimos e financiamentos e debêntures - principal	-4.350.801	-4.625.409	-6.332.830	-6.744.199
Pagamento de remuneração aos acionistas	-3.989.181	-1.287.130	-3.996.565	-1.291.679
Pagamento aos acionistas dissidentes - incorporação de ações	0	0	0	0
Recompra de ações	0	0	0	0
Pagamento de obrigações com CDE e revitalização de bacias - principal	-841.594	0	-2.691.384	-1.974.965
Pagamento de arrendamentos - principal	-17.223	-8.413	-25.868	-30.891
Caixa Restrito	0	0	0	0
Outros	-136.635	0	-136.635	0
Caixa líquido proveniente das atividades de financiamento	-9.335.434	3.087.843	-12.683.282	6.881.704
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	0	-8.051	0	-8.051
Recebimento de empréstimos e financiamentos	274.435	678.486	2.210	5.882
Recebimento de encargos financeiros	110.311	497.343	263	27.560
Aquisição de ativo imobilizado	-60.946	-4.281	-727.574	-1.514.290
Aquisição de ativo intangível	-19.894	-26.462	-105.746	-136.253
Caixa restrito	82.095	0	96.710	-216.121
Resgates / (aplicações) financeiras (TVM)	3.497.483	-180.189	1.801.323	-2.106.401
Recebimento de encargos (TVM)	229.318	107.222	280.876	281.420
Aquisição de debêntures	0	0	0	0
Infraestrutura da transmissão - ativo contratual	-756.978	0	-1.780.935	-1.450.565

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2025	30/06/2024	30/06/2025	30/06/2024
Aquisição/aporte de capital em participações societárias	-459.213	-8.821	-591.559	-8.819
Alienação de investimentos em participações societárias	189.814	0	2.584.072	0
Caixa líquido na incorporação de controladas	0	0	0	0
Caixa líquido na aquisição de controle de investidas	0	0	0	0
Outros	0	0	0	-1.006
Caixa líquido proveniente das atividades de investimento das operações descontinuadas	0	0	0	0
Caixa líquido proveniente das (usado nas) atividades de investimento	3.086.425	1.055.247	1.559.641	-5.126.644
Acréscimo no caixa e equivalentes de caixa	-4.771.661	3.376.626	-4.042.871	4.897.407
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	16.387.945	5.698.457	26.572.522	13.046.371
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	11.616.284	9.075.083	22.529.651	17.943.778
	-4.771.661	3.376.626	-4.042.871	4.897.407

11.2. Anexo 2 - Nota sobre venda das Térmicas

No dia 10 de junho de 2024, a Eletrobras assinou um contrato com a Âmbar Energia/Grupo J&F para vender seu portfólio termoeletrônico por R\$ 4,7 bilhões, incluindo R\$ 1,2 bilhão em *earn-out*. A J&F também assumiu imediatamente e integralmente o risco de crédito dos contratos de energia desse portfólio.

Em 12 de junho de 2024, foi publicada a Medida Provisória nº 1.232, que altera as regras dos sistemas isolados. O texto permite que, se a ANEEL reconhecer a perda das condições de serviço, um plano de transferência societário poderá ser aprovado como alternativa à extinção da concessão. A MP também muda as regras dos contratos de compra e venda de energia (CCVEEs) reembolsáveis pela Conta Consumo de Combustível (CCC).

Como consequência, a Eletronorte firmou Contratos de Energia de Reserva (CERs) com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), vinculados às certas usinas da Companhia¹. Além disso, foram assinados com a Amazonas Distribuidora de Energia S/A os Distratos dos CCVEEs dessas usinas e o Termo de Desistência e Renúncia a direitos contra a União sobre compras de energia antes da troca dos contratos por CERs.

Os documentos foram aprovados sub judice, conforme o Despacho ANEEL nº 3.025, de 7 de outubro de 2024, e a celebração dos novos CERs, diretamente com a CCEE, permitiu o recebimento dos pagamentos, incluindo os recebimentos retroativos até o dia 13 de Junho de 2024, data de início de suprimento da energia prevista nos CERs.

Ainda, em 14 de maio de 2025, foi concluído o fechamento da venda das térmicas do Amazonas para o grupo J&F, que inclui os ativos termoeletrônicos da Eletronorte, contrapartes dos novos CERs. Considerando a transferência do ativos, os CERs foram posteriormente aditivados, a fim de refletir a nova titularidade ao grupo J&F.

O fechamento da venda da UTE Santa Cruz (500MW), último ativo remanescente do portfólio alienado, aguarda a conclusão das respectivas aprovações regulatórias.

11.3. Anexo 3 - Nota sobre a Incorporação de Furnas e da Eletropar

Nas tabelas contendo informações sobre as principais subsidiárias operacionais do Grupo Eletrobras, os comentários sobre o resultado referentes à "*holding* Eletrobras" consideram, a partir do 3T24:

- a) os ativos de Furnas recém incorporados;
- b) as entidades geradoras Baguari Energia, Retiro Baixo Energética, Brasil Ventos e Madeira Energia (MESA); e
- c) as entidades transmissoras Triângulo Mineiro Transmissora, Vale do São Bartolomeu Transmissora e Nova Era Janapú.

Estas sete entidades antes eram consolidadas em Furnas.

Adicionalmente, a partir do dia 29 de abril de 2025, a Eletrobras passou a consolidar a Eletronet, após a aquisição de participação de 51% na empresa, totalizando 100%. Posteriormente, em 26 de junho de 2025, incorporou a Eletropar, que foi extinta. Os comentários sobre o resultado referentes à "*holding* Eletrobras" também passam a considerar a partir desta data os resultados da Eletronet.

Para as comparações entre o 2T25 e o 2T24, considerou-se para o 2T24, por simplificação, a soma da *holding* Eletrobras, da Eletropar e de Furnas consolidada, incluindo as 7 SPEs, visto que as eliminações são irrelevantes tanto no resultado operacional (receita e EBITDA) como no resultado financeiro.

¹ Aparecida, Jaraquí, Tambaquí, Cristiano Rocha, Manauara e Ponta Negra.

11.4. Anexo 4 - DRE Regulatória vs. IFRS

Considerando a DRE regulatória frente ao societário, as diferenças de tratamento contábil em ambos os regimes geraram um efeito positivo de R\$ 4.640 milhões no EBITDA antes das participações societárias e R\$ 2.573 milhões no lucro líquido.

Gráfico 10 - EBITDA Regulatório x IFRS (R\$ mm)

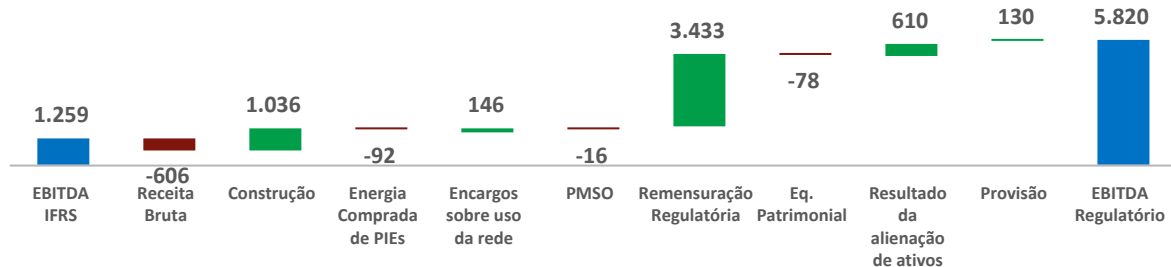
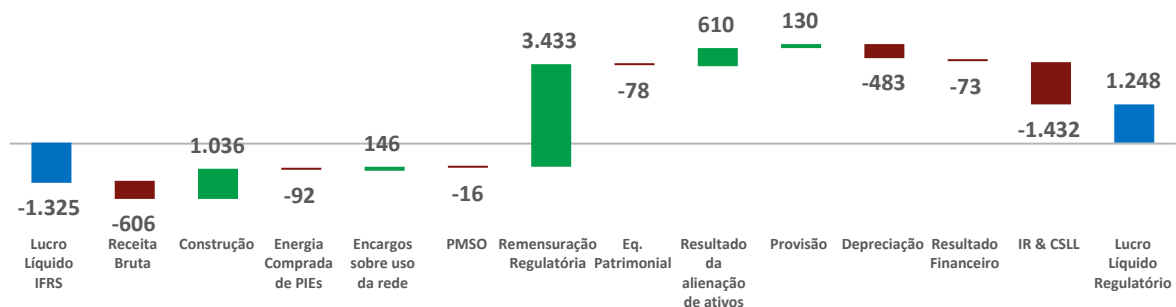


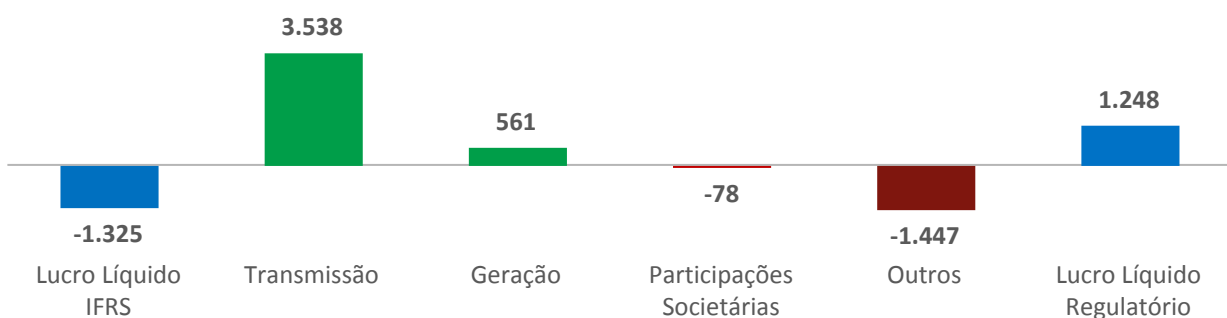
Gráfico 11 - Lucro Líquido Regulatório x IFRS (R\$ mm)



A diferença entre o lucro líquido regulatório e IFRS pode também ser analisada reorganizando-se as linhas da DRE. É possível agrupá-las de acordo com a natureza operacional dos eventos. Esse exercício consiste em segmentá-las entre (a) transmissão, (b) geração, (c) participações societárias e (d) outros, que inclui provisões, resultado financeiro e impostos.

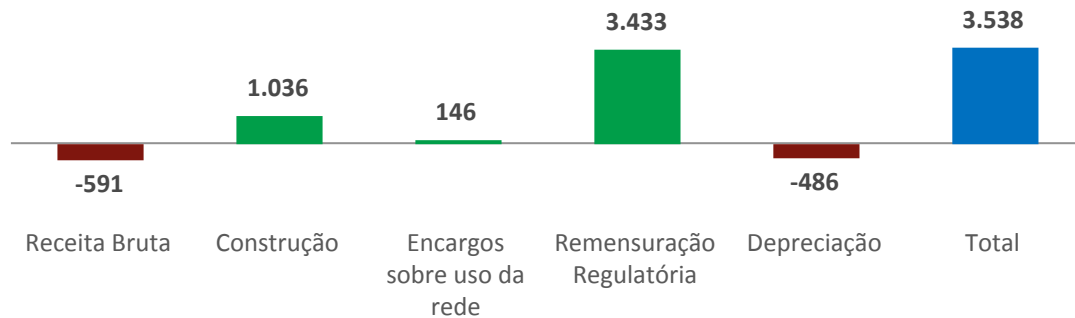
Como resultado, a maior parte da diferença no lucro líquido regulatório X IFRS passa a ser essencialmente explicada pelo tratamento contábil particular aplicado à transmissão em cada uma das visões, e que gera um efeito positivo em R\$ 3.538 milhões no lucro líquido regulatório considerando as operações deste segmento em empresas consolidadas.

Gráfico 12 - Lucro Líquido Regulatório x IFRS por Segmento (R\$ mm)



Transmissão: efeito positivo de R\$ 3.538 milhões

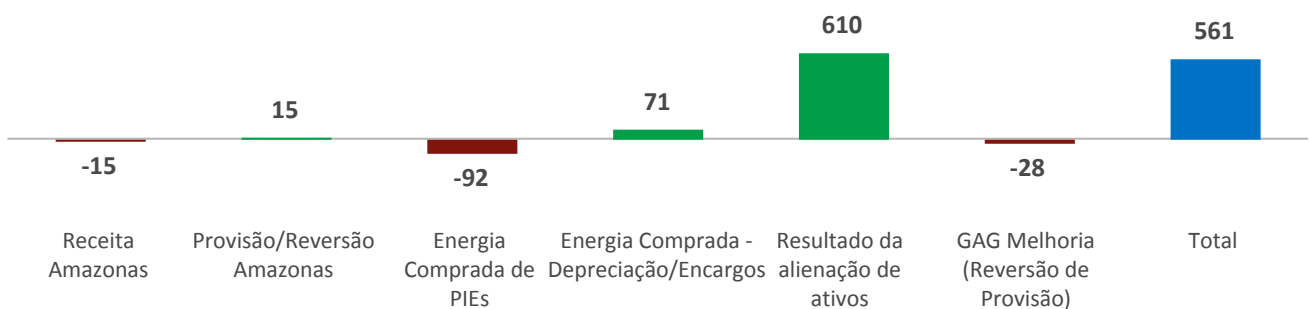
Gráfico 13 - Efeitos de Transmissão (R\$ mm)



- R\$ 591 milhões na receita bruta, incluindo dois efeitos:
 - (a) no regulatório, a receita é reconhecida pelo regime de caixa, a partir do faturamento das concessionárias de transmissão, enquanto no societário a receita considera o valor do ativo contratual, que é um efeito não-caixa;
 - (b) a diferença na forma como o valor de encargo de uso de rede pago pelas geradoras da Eletrobras às transmissoras do próprio grupo é eliminado da receita de transmissão, acompanhando o regime caixa no regulatório. Já no societário, considera-se uma das parcelas não-caixa da receita de transmissão: a receita de operação e manutenção.
- R\$ 1.036 milhões, referente ao custo de construção, reconhecido apenas na visão societária;
- R\$ 146 milhões, como contrapartida da eliminação na receita de transmissão citada no item (b) acima, registrado no custo com encargo de uso de rede da geração, no mesmo montante, mas com sinal invertido;
- R\$ 3.433 milhões, em remensuração regulatória, reflexo das mudanças do fluxo de pagamento do componente financeiro da RBSE dos contratos prorrogados pela Lei nº 12.783/2013, para os ciclos 2025-26, 2026-27 e 2027-28, em face da decisão da diretoria da ANEEL na 20ª Reunião Pública Ordinária em 10 de junho de 2025.
- R\$ 483 milhões, referente à maior depreciação no regulatório, refletindo a depreciação de linhas de transmissão e subestações, enquanto no societário esse efeito não ocorre sobre o ativo contratual.

Geração: efeito positivo de R\$ 561 milhões

Gráfico 14 - Efeitos de Geração (R\$ mm)



- No 2T25, a diferença negativa de R\$ 15 milhões na receita é explicada pela inadimplência em parte da energia vendida para Amazonas Energia, sendo compensada por provisão de igual valor no regulatório.

No regulatório, o faturamento é reconhecido na receita e inteiramente provisionado, enquanto no societário, não é reconhecido.

- Energia comprada de Produtores Independentes (PIEs): no regulatório, é reconhecida uma despesa com energia comprada para revenda no valor de R\$ 92 milhões, enquanto no societário, o contrato de compra é tratado como arrendamento, e assim, é reconhecido apenas a depreciação do ativo de direito de uso e a despesa com encargos do passivo de arrendamento no resultado financeiro, nos valores de R\$ 4 milhões e R\$ 67 milhões, respectivamente. O efeito líquido total é negativo em R\$ 21 milhões no regulatório.
- Resultado de alienação de ativos: a diferença de R\$ 610 milhões é explicada pela não ocorrência no regulatório da baixa do saldo contábil ligado aos contratos de arrendamento reconhecidos em função da energia comprada de PIEs na região Norte, revendida à Amazonas Energia. Tais compromissos, no societário, geram um ativo de direito de uso, sem contrapartida no balanço regulatório, e que foi baixado após a venda das térmicas do Amazonas.
- GAG Melhoria: no societário, essa obrigação é revertida na linha de provisão, respeitando a curva de descotização das usinas, no valor de R\$ 28 milhões. No regulatório, não é reconhecido.

Equivalência Patrimonial: efeito negativo de R\$ 78 milhões

- Reflexo, principalmente, do resultado de participações no segmento de transmissão.

Outras Linhas: efeito negativo de R\$ 1.447 milhões

- Diferenças no reconhecimento em diversas linhas de provisão, resultado financeiro e imposto.
- Destaca-se a diferença na linha de imposto que, com valor de R\$ 1.432 milhões, explica praticamente toda a diferença, refletindo a diferença entre as bases tributárias regulatória e societária.

11.5. Anexo 5 - EBITDA IFRS

Tabela 41 - EBITDA IFRS Ajustado (R\$ Mil)

	2T25	2T24	%	1T25	%	6M25	6M24	%
Resultado do Exercício	-1.325	1.743	-176,0	-354	274,7	-1.679	2.073	-181,0
+ Resultado da Operação Descontinuada	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
Resultado do Exercício, operação Continuada	-1.325	1.743	-176,0	-354	274,7	-1.679	2.073	-181,0
+ Provisão Imposto de Renda e Contribuição Social	-1.102	-1.203	-8,4	65	n.m.	-1.037	-898	15,5
+ Resultado Financeiro	2.555	2.922	-12,6	3.494	-26,9	6.049	5.910	2,4
+ Amortização e Depreciação	1.131	968	16,9	1.112	1,7	2.244	1.965	14,2
EBITDA	1.259	4.430	-71,6	4.318	-70,8	5.576	9.050	-38,4
Ajustes Receitas	109	0	0,0	0	0,0	109	0	0,0
Ajustes Custos e Despesas	3.661	171	n.m.	191	n.m.	3.853	203	n.m.
Ajustes Provisões	-43	-396	-89,0	41	-206,6	-3	-514	-99,5
Ajustes Resultado da Alienação de Ativos	105	115	-8,5	0	0,0	105	115	-8,5
Ajustes Outras Receitas e Despesas	-57	2	n.m.	-133	-57,4	-190	-3	n.m.
Ajustes Participações Societárias	116	0	0,0	0	0,0	116	0	0,0
EBITDA IFRS Ajustado	5.151	4.322	19,2	4.416	16,6	9.567	8.852	8,1

11.6. Anexo 6 - Receita Societária de Geração

A tabela a seguir mostra a abertura de Receita de Geração Societária em linha com as demonstrações contábeis. A receita com suprimento é obtida com clientes que não sejam consumidores finais, como por exemplo distribuidores, comercializadores e geradores - contratos no ACR e ACL. Já a receita com fornecimento é obtida diretamente com consumidores finais, como por exemplo indústria e comércio, apenas contratos no ACL.

Tabela 42 - Receita Bruta 2T25 (R\$ mm)

	2T25						
	Eletrobras Holding	Chesf	Eletronorte	CGT Eletrosul	Total	Eliminação	Consolidado do IFRS
Suprimento	2.573	255	1.411	200	4.439	-64	4.374
Fornecimento	245	55	78	55	433	0	433
CCEE	283	406	819	26	1.534	0	1.534
Receita de operação e manutenção	176	330	4	0	509	0	509
Receitas de Geração	3.277	1.045	2.313	281	6.915	-64	6.851
<i>Itens não recorrentes – Ajustes</i>	0	0	0	0	0	0	0
Receita Geração Ajustada	3.277	1.045	2.313	281	6.915	-64	6.851

Tabela 43 - Receita Bruta 2T24 (R\$ mm)

	2T24						
	Eletrobras + Furnas e Outros	Chesf	Eletronorte	CGT Eletrosul	Total	Eliminação	Consolidado IFRS
Suprimento	2.031	116	1.386	193	3.726	-2	3.724
Fornecimento	307	77	398	9	792	0	792
CCEE	48	207	258	1	514	0	514
Receita de operação e manutenção	264	528	7	0	798	0	798
Receitas de Geração	2.650	927	2.049	204	5.830	-2	5.828
<i>Itens não recorrentes – Ajustes</i>	0	0	0	0	0	0	0
Receita Geração Ajustada	2.650	927	2.049	204	5.830	-2	5.828

11.7. Anexo 7 - Receita Societária de Transmissão

A receita societária de transmissão foi de R\$ 5.079 milhões no 2T25, acréscimo de 16% em relação ao 2T24, com destaque para os aumentos de R\$ 342 milhões na receita de Construção, R\$ 334 milhões na receita Contratual e R\$ 7 milhões na receita de O&M. A receita de O&M está associada à operação e manutenção dos ativos em operação; a de construção, aos investimentos realizados (apropriados e alocados) nos projetos em andamento; e a contratual (financeira), à aplicação dos índices inflacionários aos saldos dos ativos de contrato de cada concessão.

Tabela 44 - Receita Operacional de Transmissão (R\$ mm)

	2T25	2T24	%	1T25	%	6M25	6M24	%
Receitas de Transmissão	5.079	4.395	15,6	5.186	-2,1	10.264	8.954	14,6
Receita de operação e manutenção	2.065	2.058	0,3	2.016	2,4	4.081	3.957	3,1
Receita de Construção	1.063	721	47,5	746	42,5	1.809	1.306	38,5
Receita Contratual – Transmissão	1.951	1.616	20,7	2.424	-19,5	4.374	3.690	18,5
<i>Itens não recorrentes – Ajustes</i>	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
Receita Operacional de Transmissão Ajustada	5.079	4.395	15,6	5.186	-2,1	10.264	8.954	14,6

11.8. Anexo 8 - Receita Regulatória de Transmissão - Parcela de Ajuste (PA)

A Parcela de Ajuste (PA) do ciclo tarifário atual é o mecanismo utilizado pelo regulador, previsto em contrato, para compensar o déficit ou superávit de receita ocorrido no ciclo tarifário anterior, ou seja, corresponde ao ajuste entre os valores recebidos e os permitidos no ciclo tarifário anterior, compensado em 12 parcelas mensais iguais no ciclo atual. Pode ser positivo ou negativo, conforme tenha sido o saldo de cada agente.

A tabela a seguir apresenta as aberturas das PA para os ciclos 2024/2025 e 2025/2026 estabelecidas por meio das Resoluções Homologatórias 3.348/2024 e 3.481/2025, no âmbito dos Reajustes Anuais das RAP. Adicionalmente, são apresentadas para os ciclos tarifários seguintes (2026/2027 e 2027/2028) as PAs Revisão estabelecidas pela ANEEL no âmbito dos processos de revisão periódica da RAP dos contratos de concessão renovados e licitados já homologadas pela ANEEL até o ciclo 2025/2026.

Tabela 45 - Parcela de Ajuste (PA) (R\$ mm)

Contratos de Concessão Prorrogados por meio da Lei 12.783/2012 Data base jun/24	PA Ciclo 24/25	PA Ciclo 25/26	PA Ciclo 26/27	PA Ciclo 27/28	TOTAL
PA Revisão Periódica da RAP - 2023 (I) (1)	-811	509	509	509	718
PA Postergação RTP 2023 (2)	-1.316				-1.316
RBSE - Componente Econômico	-1.655				-1.655
RBSE - O&M - PRT 579/2012	18				18
Reforços e Melhorias com RAP Prévia	-176				-176
Reforços e Melhorias sem RAP Prévia (3)	496				496
PA Retroatividade da Receita Revisada de Reforços e Melhorias (4)	349	373	373	373	1.468
Reforços e Melhorias com RAP Prévia	50	57	57	57	222
Reforços e Melhorias sem RAP Prévia	299	316	316	316	1.246
PA Outros Ajustes - RTP 2023 (5)	26				26
PA Anuidade Melhorias (6)	131	136	136	136	540
PA Reajuste Anual da RAP - ciclos 24/25 e 25/26 (II)	-627	-887			-1.487
PA Apuração (7)	-623	-871			-1.494
PA Autorizações de Reforços de Pequeno Porte sem RAP (8)	5	4			10
PA Qualidade DIT (9)	0	-1			-1
PA Outros Ajustes	0	-1			-1
PA TOTAL - Contratos de Concessão Prorrogados (I + II)	-1.438	-377	509	509	-796

Contratos de Concessão Licitados					
PA Revisão Periódica da RAP (III) (10)	19	17	12	8	56
PA Reajuste Anual da RAP - ciclos 24/25 e 25/26 (IV)	-110	-107			-217
PA Apuração (7)	-112	-108			-220
PA Autorizações de Reforços de Pequeno Porte sem RAP prévia (8)	2	1			3
PA Qualidade DIT (9)	0	-0			0
PA Outros Ajustes	0	-0			0
PA TOTAL - Contratos de Concessão Licitados (III + IV)	-91	-90	12	8	-160

PA TOTAL - Reajuste Anual (Prorrogadas + Licitadas)	-1.529	-467	522	517	-956
--	---------------	-------------	------------	------------	-------------

- (1) PA ciclo 24/25 (antes dos Recursos Administrativos) - Parcela de Ajuste estabelecida na Resolução Homologatória 3.344/2024, que define o resultado da Revisão Periódica da RAP dos Contratos de Concessão 057/2001, 058/2001, 061/2001 e 062/2001 prorrogados por meio da Lei 12.783/2013, resultado da Consulta Pública (CP) ANEEL 12/2024. PA ciclos 25/26, 26/27 e 27/28 - Parcela de Ajuste estabelecida no Despacho 1.228/2025, publicado em 24.04.2025, em que a Agência decide dar provimento parcial aos Recursos Administrativos interpostos em face da Resolução Homologatória nº 3.344/2024, que define o resultado da Revisão Periódica da RAP dos Contratos de Concessão 057/2001, 058/2001, 061/2001 e 062/2001 prorrogados por meio da Lei 12.783/2013, resultado da Consulta Pública (CP) ANEEL 12/2024. Ressalta-se que os efeitos do Despacho 1.228/2025 serão refletidos de forma efetiva ao longo do ciclo 2025-2026 da RAP.
- (2) PA Postergação: relativa às diferenças financeiras decorrentes da postergação da revisão periódica da RAP dos contratos de concessão prorrogados de 01/07/2023 para 01/07/2024, conforme Despacho nº 402/2023. PA a ser compensada em parcela única. Valores definidos na ReH 3.344/2024.
- (3) Inclui anuidades (adiantamentos financeiros) para execução de Melhorias de Pequeno Porte referente ao ciclo 2023-2024. Valor do ciclo 24/25 estabelecido na ReH 3.344/2024.
- (4) PA Retroatividade: relativa à retroatividade das parcelas adicionais de RAP dos reforços e melhorias que estão passando pela primeira revisão periódica (base incremental), no período compreendido entre a sua data de entrada em operação comercial até 30.06.2023, conforme previsto no Submódulo 9.7 do PRORET, já descontadas das anuidades para adiantamento de parte dos valores de receita associados à execução das melhorias de pequeno porte sem receita previa. PA a ser compensada em parcelas iguais até a revisão subsequente em julho/2028. Valores do ciclo 24/25 definidos na ReH 3.344/24 (antes dos recursos) e dos ciclos 25/26, 26/27 e 27/28 estabelecidos no Despacho 1.228/2025 (pós-recursos).
- (5) PA Outros Ajustes - RTP 2023: refere-se aos demais ajustes conforme Notas Técnicas nº 58/2024 e nº 103/2024-STR/ANEEL, que subsidiaram a CP 12/2024. PA a ser compensada em parcela única. Valores do ciclo 24/25 definidos na ReH 3.344/2024 (antes dos recursos).
- (6) PA Anuidade Melhorias: Financeiro anual para execução de melhorias de pequeno porte a ser considerado a partir do ciclo 2024-2025 até o ciclo 2027-2028. Valores do ciclo 24/25 definidos na ReH 3.344/2024 e dos ciclos 25/26, 26/27 e 27/28 definidos no Despacho 1.228/2025 (pós-recursos).
- (7) PA Apuração: compensa as diferenças oriundas do déficit ou superávit de arrecadação que ocorre na contabilização realizada pelo ONS. Valores dos ciclos 24/25 e 25/26 conforme ReH 3.348/2024 e ReH 3.481/2025, respectivamente.
- (8) PA Autorizações de Reforços de Pequeno Porte sem RAP: considera a parcela da RAP relativa ao período que abrange a data da entrada em operação comercial da obra conforme Termo de Liberação emitido pelo ONS, até 30 junho do ano i (junho do ciclo i-1), para os casos de reforços de pequeno porte autorizados com RAP estabelecida no âmbito do Reajuste Anual da RAP. Valores dos ciclos 24/25 e 25/26 conforme ReH 3.348/2024 e ReH 3.481/2025, respectivamente.
- (9) PA Qualidade DIT: refere-se ao valor a ser descontado das transmissoras devido à violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão em DIT, conforme disposto no PRODIST (Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional). Valores dos ciclos 24/25 e 25/26 conforme ReH 3.348/2024 e ReH 3.481/2025, respectivamente.
- (10) Considera apenas a PA da Revisão homologada pela ANEEL para os contratos de concessão Licitados que passaram por revisão até o ano de 2025. Valores do ciclo 24/25 conforme ReH 3.348/2024 e valores dos ciclos 25/26, 26/27 e 27/28 conforme ReH 3.481/2025.

11.9. Anexo 9 - Componente Financeiro da RBSE (PRT 120/2016)

Através da publicação das resoluções homologatórias nº 3.462/2025, 3.463/2025, 3.465/2025 e 3.468/2025, a ANEEL aprovou novo fluxo de receitas associado ao componente financeiro da RBSE.

Tal resultado decorre da publicação do Despacho ANEEL nº 1.746/2025 que julgou recursos administrativos interpostos pela Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE), pela Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR) e pela Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres (ABRACE). Por tratar-se de julgamento de recurso, tal decisão representa, no campo administrativo, o fim das discussões a respeito desse tema.

Conforme trecho a seguir do Despacho nº 1.746/2025, a decisão preservou grande parte da metodologia de formação do valor a ser recebido pelas transmissoras, ajustando predominantemente os efeitos da concatenação de fluxos de pagamento. No caso, o pagamento do componente financeiro da RBSE passará a ser composto por 2 fluxos, respeitando o prazo de pagamento em 8 anos, definido na Portaria MME nº 120/2016, e as diferentes datas de início do efetivo pagamento das parcelas denominadas incontroversas (jul/2017) e controversas (jul/2020).

“(i) não conhecer dos pedidos de reconsideração ... para capitalização de juros no fluxo de caixa com discretização mensal; (ii) não conhecer dos pedidos de reconsideração ... para modificação da aplicação da metodologia de cálculo do fluxo de caixa, realizado de forma antecipada na fase de capitalização e postecipada na fase de amortização, dada preclusão administrativa e a inexistência de erro material; (iii) conhecer e, no mérito, dar provimento aos Pedidos de Reconsideração ... para modificação da base da aplicação do custo de capital próprio das transmissoras, de modo que o ke seja incorporado até o ano de 2017, início do efetivo pagamento, de forma a manter o fluxo de pagamento da receita incontroversa até o ano de 2025 e, um segundo fluxo deve ser realizado para a receita controversa em 2020, com atualização pelo ke até esta data, que constitui seu efetivo pagamento, finalizando em 2028; (iv) corrigir, de ofício, a utilização do custo médio ponderado de capital (WACC), atualizado nas datas das revisões tarifárias para o componente financeiro da Rede Básica do Sistema Existente (RBSE)”

Como resultado, a parcela homologada de receita anual desse componente para as empresas Eletrobras passou a ser de R\$ 5.504.404 mil, a preços de jun/2025, representando uma redução de cerca de 20% em relação aos valores homologados anteriormente. Esse valor será recebido entre jul/2025 e jun/2028, conforme tabela a seguir:

Tabela 46 - Componente financeiro da RBSE revisado (R\$ mm)

Concessionária	Contrato	2025/26	2026/27	2027/28
Chesf	061/2001	1.676	1.676	1.676
Eletronorte	058/2001	782	782	782
CGT Eletrosul	057/2001	366	366	366
Eletrobras Holding	062/2001	2.680	2.680	2.680
Total		5.504	5.504	5.504

Fonte: ANEEL
Referência de preços: junho/2025

11.10. Anexo 10 - RTP da RAP 2025 dos Contratos de Concessão Licitados

O resultado da Revisão Tarifária Periódica (RTP) da Receita Anual Permitida (RAP) dos Contratos de Concessão de Transmissão Licitados de 2025 foi estabelecido por meio Resolução Homologatória nº 3.475/2025, publicada em 24.06.2025, resultado da Consulta Pública 17/2025. A revisão ensejou o índice de reposicionamento (IRR) de +3,62%, com acréscimo de RAP de aproximadamente R\$ 8,5 milhões. Foi também definida Parcela de Ajuste (PA) Retroatividade Anual, no valor de + R\$ 1,9 milhão, a preços de jun/25, a ser paga nos próximos 5 ciclos tarifários. A seguir é apresentada a abertura do resultado da Revisão Periódica de 2025 para as empresas Eletrobras, por concessionária, contrato e parcela da RAP.

Tabela 47 - RAP antes e depois da RTP dos contratos licitados, RAP Total (leilão + reforço e melhoria) (R\$)

Concessionária	Contrato	RAP Vigente Jun/2024	RAP Revisada Jun/2025	Impacto	Variação (%)
Chesf	017/2009	44.506.119	49.317.946	4.811.826	-10,8
Chesf	018/2009	11.082.066	11.250.262	168.196	-1,5
Eletronorte	021/2009	103.046.656	105.227.111	2.180.456	-2,1
Eletronorte	022/2009	57.159.138	58.167.068	1.007.930	-1,8
Eletrobras Holding	028/2009	17.248.809	17.511.092	262.283	-1,5
Total		233.042.788	241.473.479	8.430.690	-3,6

Tabela 48 - RAP antes e depois da RTP dos contratos licitados, RAP do leilão (R\$)

Concessionária	Contrato	RAP Vigente Jun/2024	RAP Revisada Jun/2025	Impacto	Variação (%)
Chesf	017/2009	36.139.620	36.660.971	521.352	-1,4
Chesf	018/2009	11.082.066	11.250.262	168.196	-1,5
Eletronorte	021/2009	97.090.991	98.526.921	1.435.930	-1,5
Eletronorte	022/2009	55.456.669	56.254.960	798.290	-1,4
Eletrobras Holding	028/2009	17.248.809	17.511.092	262.283	-1,5
Total		217.018.155	220.204.206	3.186.051	-1,5

Tabela 49 - RAP antes e depois da RTP dos contratos licitados, RAP Reforço e Melhoria (R\$)

Concessionária	Contrato	RAP Vigente Jun/2024	RAP Revisada Jun/2025	Impacto	Variação (%)
Chesf	017/2009	8.366.500	12.656.974	4.290.474	-51,3
Chesf	018/2009	0	0	0	n.m.
Eletronorte	021/2009	5.955.665	6.700.190	744.526	-12,5
Eletronorte	022/2009	1.702.469	1.912.108	209.639	-12,3
Eletrobras Holding	028/2009	0	0	0	n.m.
Total		16.024.633	21.269.273	5.244.639	-32,7

Tabela 50 - PA Retroatividade, resultado da RTP dos contratos licitados (R\$)

Concessionária	Contrato	PA Total Anual Jun/2025
Chesf	017/2009	1.912.361
Chesf	018/2009	0
Eletronorte	021/2009	-16.971
Eletronorte	022/2009	-3.556
Eletrobras Holding	028/2009	0
Total		1.891.834

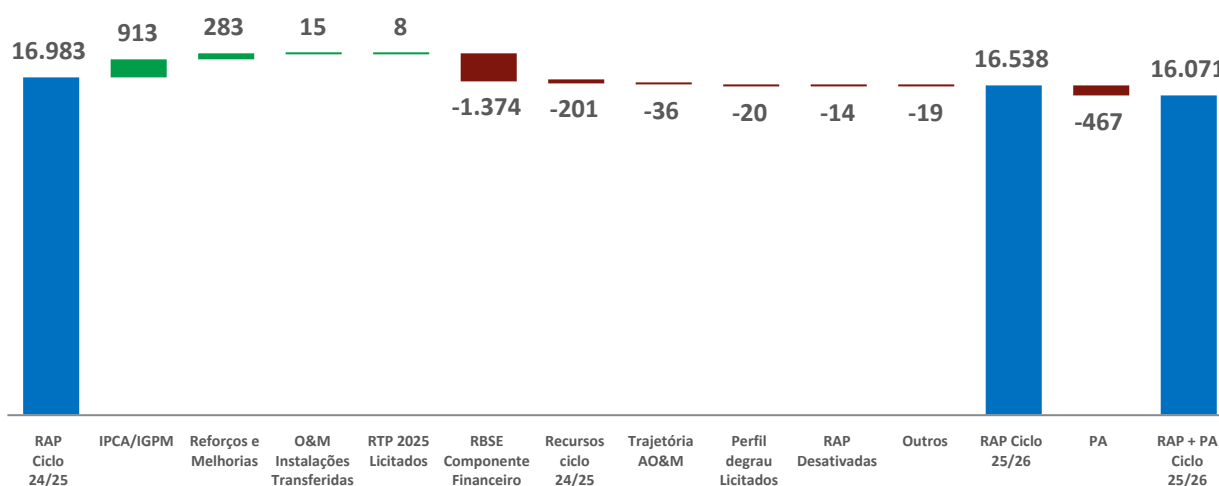
11.11. Anexo 11 - Reajuste Anual da RAP ciclo 2025/2026

Adicionalmente, foi definida Parcela de Ajuste – PA Retroatividade Anual, no valor de + R\$ 1,9 milhão, a preços de jun/25, a ser paga nos próximos 5 ciclos tarifários.

O resultado do Reajuste Anual da Receita Anual Permitida (RAP) dos Contratos de Concessão de Transmissão para o ciclo 2025/2026 foi estabelecido por meio Resolução Homologatória nº 3.481/2025, publicada em 17.07.2025.

O reajuste implicou em redução da RAP em 2,6% em relação a RAP homologada para o ciclo 2024/2025 motivada principalmente pelo reposicionamento do componente financeiro da RBSE (conforme detalhado no [Anexo 9](#)) e pelos ajustes de ofício aplicados pela ANEEL na análise dos recursos da RTP 2023 (conforme detalhado no Anexo 10 do Release de Resultados do 1T25).

Gráfico 15 - Reajuste Anual da Receita de Transmissão



- **IPCA/IGPM:** Correção monetária do ciclo 2025-2026, pelos índices IPCA de 5,32% (contratos prorrogados e maior parte dos licitados) ou IGP-M de 7,02% (alguns contratos licitados).
- **Reforços & Melhorias:** Adicional de RAP de Reforços e Melhorias que entraram em operação comercial ao longo do ciclo 2024-2025.
- **O&M Instalações Transferidas:** RAP adicional referente aos O&M de instalações de transmissão transferidas ao longo do ciclo 2024-2025.
- **RTP 2025 Licitados:** Resultado da RTP 2025 dos contratos de concessão licitados (conforme detalhado no [Anexo 10](#)).
- **RBSE Componente Financeiro:** Resultado¹ da decisão de diretoria da ANEEL referente ao acatamento parcial dos pedidos de reconsideração dos grandes consumidores e autoprodutores de energia, com relação ao Componente Financeiro da RAP RBSE (PRT 120/2016), sendo segregado os saldos controverso e incontroverso no recebimento da remuneração de capital.
- **Recursos Ciclo 2024/2025:** Resultado dos Recursos Administrativos associados ao Reajuste Anual da RAP ciclo 2024/2025, que contempla também os resultados dos recursos associados à Revisão Periódica das

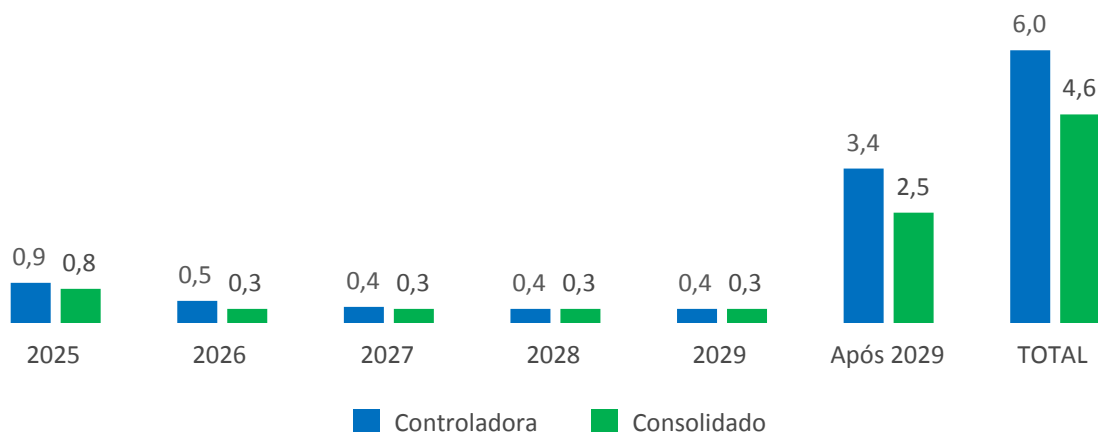
¹ Resultado na RAP RBSE Componente Financeiro, efeito das Resoluções Homologatórias 3.462/2025, 3463/2025, 3465/2025 e 3468/2025 que alteram as Resoluções Homologatórias nº 3011/2022, 2935/2021, 2848/2021 e 2849/2021, em decorrência da análise pela ANEEL dos pedidos de reconsideração interpostos pela ABIAPE, ESBRE e ABRACE contra as citadas resoluções.

RAP de 2024 dos contratos licitados e de 2023 dos contratos prorrogados (conforme detalhado, respectivamente, nos Anexos 9 e 10 do Release de Resultados do 1T25).

- **Trajectoria AO&M:** Redução da RAP AO&M (PRT 579/2012) em decorrência da Trajetória dos Custos Operacionais Eficientes, definida no âmbito da RTP 2023 dos contratos de concessão prorrogados, que vigorará até o ciclo 2027-2028.
- **Perfil Degrau Licitados:** Redução da RAP devido ao “perfil degrau”, dos contratos licitados que preveem a redução de RAP a partir do 16º ano de operação comercial.
- **RAP Desativadas:** Redução de RAP referente às desativações de instalações de transmissão ocorridas ao longo do ciclo 2024-2025.
- **Parcela de Ajuste:** Contempla: (i) PA Apuração 5 (-R\$ 979 milhões) com efeitos não recorrentes; (ii) PA Revisão - Retroatividade da receita revisada de Reforços e Melhorias da RTP 2023 dos CC prorrogados (+R\$ 373 milhões) com efeitos recorrentes até ciclo 27/28; (iii) PA Revisão associada aos CC licitados (R\$ +17 milhões); (iv) PA Anuidade Melhorias (+R\$ 136 milhões); (v) PA Outros Ajustes (-R\$ 18 milhões); (vi) PA associada à retroatividade da RAP dos reforços de pequeno porte contemplados no âmbito do Reajuste Anual (+R\$ 5 milhões); e (vii) PA Qualidade DIT (-R\$ 1 milhão). Ressalta-se que a PA Apuração foi, predominante, formada pelos efeitos dos recursos da RTP 2023 e pelas parcelas *pass through* do rateio de antecipação e fundo CDE recebidas mensalmente.

11.12. Anexo 12 - Financiamentos e empréstimos concedidos (Recebíveis)

Gráfico 16 - Recebíveis (R\$ bilhões)



Não inclui PECLD de R\$ 3.989 milhões e encargo circulante.

11.13. Anexo 13 - Conciliação Resultado Regulatório x IFRS

Tabela 50 - Conciliação IFRS X Regulatória (R\$ Mil)

	Resultado CVM - Societário	Resultado Regulatório	Diferenças	Resultado CVM - Societário	Resultado Regulatório	Diferenças		
30/06/2025				30/06/2024				
RECEITAS OPERACIONAIS								
Geração								
Suprimento	9.716.506	9.757.199		-40.693	7.407.769		8.321.429	-913.660
Fornecimento	927.549	927.549		0	1.552.924		1.552.924	0
CCEE	2.146.052	2.146.052		0	1.215.327		1.215.327	0
Receita de operação e manutenção	1.028.535	1.028.535		0	1.585.362		1.585.362	0
Transmissão								
Receita de operação e manutenção	4.080.926	3.787.716		293.210	3.956.675		3.722.513	234.162
Receita de construção	1.808.870	0		1.808.870	1.306.404		0	1.306.404
Receita contratual - Transmissão	4.374.474	0		4.374.474	3.690.446		0	3.690.446
Disponibilidade Do Sistema De Transmissão (Rap)	0	5.122.962		-5.122.962	0		6.406.959	-6.406.959
Outras receitas	220.746	220.746	0	135.985	134.162	1.823		
Deduções								
(-) Encargos setoriais	-1.364.726	-1.364.726	0	-1.290.915	-1.290.915	0		
(-) ICMS	-152.694	-152.694	0	-469.065	-469.065	0		
(-) PASEP e COFINS	-2.170.644	-2.170.644	0	-1.975.502	-1.975.502	0		
(-) Outras Deduções	-2.461	-2.461	0	-1.857	-1.857	0		
Receita operacional líquida	20.613.133	19.300.234	1.312.899	17.113.553	19.201.337	-2.087.784		
CUSTOS OPERACIONAIS								
Pessoal, Material e Serviços	-1.320.172	-1.320.172	0	-1.378.676	-1.378.219	-457		
Energia comprada para revenda	-2.915.546	-3.190.541	274.995	-1.534.189	-1.885.260	351.071		
Encargos sobre uso da rede elétrica	-1.951.072	-1.657.862	-293.210	-1.970.405	-1.736.243	-234.162		
Combustível para produção de energia elétrica	-781.976	-781.976	0	-969.786	-969.786	0		
Construção	-1.780.935	0	-1.780.935	-1.428.308	0	-1.428.308		
Depreciação	-947.842	-1.906.946	959.104	-857.205	-1.812.498	955.293		

	Resultado CVM - Societário	Resultado Regulatório	Diferenças	Resultado CVM - Societário	Resultado Regulatório	Diferenças
30/06/2025				30/06/2024		
Amortização	-1.126.315	-1.129.694	3.379	-980.936	-993.169	12.233
Provisões operacionais	0	0	0	0	0	0
Outros Custos	-99.434	-99.435	1	-30.238	-30.369	131
Custos operacionais	-10.923.292	-10.086.626	-836.666	-9.149.743	-8.805.544	-344.199
RESULTADO BRUTO	9.689.841	9.213.608	476.233	7.963.810	10.395.793	-2.431.983
DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal, Material e Serviços	-1.422.149	-1.429.216	7.067	-1.468.621	-1.493.523	24.902
Programa de Demissão Voluntária	-193.908	-193.908	0	-43.625	-43.625	0
Remuneração e ressarcimento	0	0	0	0	0	0
Depreciação	-106.627	-106.627	0	-104.613	-101.025	-3.588
Amortização	-62.816	-62.816	0	-22.058	-22.058	0
Doações e contribuições	-40.086	-40.086	0	-60.042	-60.042	0
Provisões/Reversões operacionais	-259.625	86.091	-345.716	-68.963	-466.303	397.340
Resultado da alienação de ativos	-105.460	504.251	-609.711	-115.215	-115.215	0
Outras despesas	-213.309	-228.952	15.643	-274.533	-279.880	5.347
Despesas operacionais	-2.403.980	-1.471.263	-932.718	-2.157.670	-2.581.671	424.001
Remensurações regulatórias - Contratos de transmissão	-4.385.033	0	-4.385.033	0	0	0
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	2.900.828	7.742.346	-4.841.518	5.806.140	7.814.122	-2.007.982
RESULTADO FINANCEIRO	-6.048.785	-6.283.908	235.123	-5.909.589	-6.193.939	284.350
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	-3.147.957	1.458.438	-4.606.395	-103.449	1.620.183	-1.723.632
Resultado das participações societárias	241.625	166.439	75.186	1.276.208	1.075.502	200.706
Outras receitas e despesas	190.179	190.179	0	2.573	2.573	0

	Resultado CVM - Societário	Resultado Regulatório	Diferenças	Resultado CVM - Societário	Resultado Regulatório	Diferenças
	30/06/2025			30/06/2024		
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DOS TRIBUTOS	-2.716.153	1.815.056	-4.531.209	1.175.332	2.698.258	-1.522.926
Imposto de renda e contribuição social correntes	-332.852	-332.852	0	-494.202	-494.202	0
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.370.283	-98.423	1.468.706	1.392.081	990.016	402.065
LUCRO LÍQUIDO DAS OPERAÇÕES CONTINUADAS	-1.678.722	1.383.780	-3.062.502	2.073.211	3.194.072	-1.120.861
Parcela atribuída aos controladores	-1.677.488	1.385.014	-3.062.502	2.068.356	3.189.997	-1.121.641
Parcela atribuída aos não controladores	-1.234	-1.234	0	4.855	4.075	780
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DA OPERAÇÃO DESCONTINUADA	0	0	0	0	0	0
Parcela atribuída aos controladores	0	0	0	0	0	0
Parcela atribuída aos não controladores	0	0	0	0	0	0
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	-1.678.722	1.383.780	-3.062.502	2.073.211	3.194.072	-1.120.861
Parcela atribuída aos controladores	-1.677.488	1.385.014	-3.062.502	2.068.356	3.189.997	-1.121.641
Parcela atribuída aos não controladores	-1.234	-1.234	0	4.855	4.075	780



Relações com Investidores

ri@eletrobras.com

www.eletrobras.com



ISE B3

ICO2 B3



Pacto Global
Rede Brasileira

IDIVERSA B3