Eletrobras

4T24

Relatório de Resultados

Eletrobras

Videoconferência

Em português com tradução simultânea para inglês

Sexta-feira,
14 de março de 2025

11:00 (Brasília)
10:00 (Nova Iorque)
14:00 (Londres)

Dados de acesso para plataforma Zoom:
Clique aqui

Fale com o RI

ri@eletrobras.com

www.eletrobras.com.br/ri

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 7
2. EBITDA 9
3. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA 12
4. INVESTIMENTOS E PROJETOS DE EXPANSÃO 13
5. ENDIVIDAMENTO 18
6. EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO 20
7. FLUXO DE CAIXA 21
8. DESEMPENHO FINANCEIRO 22
8.1. Receitas Operacionais 22
8.2. Custos e Despesas Operacionais 26
8.3. Participações Societárias 32
8.4. Resultado Financeiro 33
8.5. Tributos Correntes e Diferidos 36
9. DESEMPENHO OPERACIONAL 38
9.1. Segmento de Geração 38
9.2. Segmento de Transmissão 41
9.3. ESG 42
10. ANEXOS 43
10.1. Anexo 1 - Demonstrações Contábeis 43
10.2. Anexo 2 - Nota sobre venda das Térmicas 50
10.3. Anexo 3 - Nota sobre a Incorporação de Furnas 50
10.4. Anexo 4 - EBITDA IFRS 51
10.5. Anexo 5 - Receita Regulatória de Transmissão - Parcela de Ajuste (PA) 52
10.6. Anexo 6 - Receita Societária de Geração 53
10.7. Anexo 7 - Receita Societária de Transmissão 54
10.8. Anexo 8 - Financiamentos e empréstimos concedidos (Recebíveis) 54
10.9. Anexo 9 - Conciliação IFRS X Regulatório 55

ELETROBRAS DIVULGA RESULTADOS DO 4º TRIMESTRE DE 2024

Destaques 4T24

- **ROL regulatória:** aumento de 4,2% atingindo R$ 10.704 milhões em relação ao 4T23: (+) crescimento da receita de geração, refletindo aumentos de 6,6% no preço médio e de 6,0% no volume. O aumento do volume foi explicado por maiores venda no ACL e no mercado de curto prazo. (-) redução da RAP de R$ 483 milhões em relação ao 4T23 em função da RTP 2024, sendo R$ 328 milhões referentes à PA Postergação.
- **PMSO ajustado:** R$ 2.040 milhões (aumento de 6,8% vs. 4T23), impactado pelos seguintes ajustes em Pessoal:

  (a) R$ 182 milhões de ajuste em PDV;

  (b) R$ 69 milhões de custos de rescisão;

  (c) R$ 42 milhões para consultorias jurídicas relacionadas à estratégia de redução de contingências.
- **Provisões ajustadas:** provisão líquida de R$ 406 milhões, impactada por:

  (a) menores perdas estimadas com crédito de liquidação duvidosa (PECLD), resultado da redução de R$ 226 milhões com PECLD de consumidores e revendedores somado ao aumento de R$ 66 milhões com perdas estimadas para eventos de outras naturezas;

  (b) a melhora de R$ 161 milhões em resultados de laudos atuariais. Do lado negativo, destaque para algumas reversões que impactaram o resultado no 4T23 e não foram observadas neste trimestre.
- **EBITDA regulatório ajustado**: R$ 5.089 milhões (redução de 6,4% vs 4T23), apesar do aumento da receita de geração, o resultado foi impactado negativamente por:

  (a) maiores custos com energia comprada para revenda;

  (b) menor receita de transmissão;

  (c) maiores custos e despesas com pessoal, material, serviços e outros (PMSO).

  Por outro lado, os resultados positivos nas linhas de provisões e equivalência patrimonial ajudaram a mitigar esses impactos.

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

	4T24
EBITDA Regulatório	**5.444**
PMSO	**292**
PDV	182
Custos com Rescisão	69
Taxa de sucesso de consultorias jurídicas relacionadas à estratégia de redução de contingências	42
Provisão	**-552**
Provisão para Litígios	427
PECLD - Financiamentos e empréstimos	4
Contratos onerosos	-251
Perdas estimadas em investimentos	-217
Perda estimada por irrecuperabilidade de ativos (Impairment)	-540
Provisão para Implantação de Ações - Empréstimo Compulsório	23
Outras receitas e despesas	**-95**
Total de Ajustes no EBITDA	**-355**
EBITDA Regulatório Ajustado	**5.089**

- **Lucro Líquido societário ajustado:** R$ 517 milhões[1] (queda de 92,4% vs 3T24), refletindo o impacto ocorrido no 3T24 do reconhecimento da remensuração dos ativos de transmissão após a RTP 2024 no montante líquido de R$ 5.417 milhões.
- **Investimentos:** R$ 2.775 milhões no 4T24 (-40,1% A/A), a redução foi principalmente devido aos aportes de R$ 1.728 milhões que ocorreram no 4T23 sem contrapartida no 4T24 e aos menores investimentos em implantação e ampliação com a conclusão do projeto de Coxilha Negra. Em 2024, os investimentos totalizaram R$ 7.709 milhões (-14,5% A/A), refletindo a redução da necessidade de aportes nas SPEs devido a melhora da gestão.
- **Remuneração aos acionistas:** R$ 4.000 milhões de proposta de distribuição de dividendos referente aos resultados de 2024, sendo que R$ 2.202 milhões foram pagos como dividendos intercalares em janeiro de 2025. Os dividendos equivalem a 41% do lucro líquido do exercício da controladora reduzido da reserva legal de 5% de 2024 e a 60% do lucro líquido regulatório, sendo assim a maior distribuição de remuneração ao acionista da história. O total da remuneração aos acionistas, incluindo a recompra de ações, é de R$ 4.115 milhões em 2024

[1] A diferença para o número reportado no 3T24 se refere ao ajuste de remensuração regulatória da holding no montante de R$ 758 milhões. Embora a remensuração tenha sido reconhecida naquele período, a correspondente despesa de imposto diferido foi considerada no 4T24.

PRINCIPAIS INDICADORES FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Tabela 2 - Destaques Operacionais

	4T24	4T23	Δ%	3T24	Δ%
Geração e Comercialização					
Capacidade Instalada Geração (MW)	44.246	44.654	-0,9	44.191	0,1
Garantia Física (MWm) (1)	21.915	22.294	-1,7	21.915	0,0
Geração Líquida (TWh)	143,5	146,9	-2,4	113,2	26,8
Energia Vendida ACR (TWh) (2)(5)	9,9	10,8	-8,3	13,7	-27,7
Energia Vendida ACL (TWh) (3)	18,5	14,3	29,4	16,4	12,8
Energia Vendida Cotas (TWh) (4)	8,7	11,6	-25,0	8,7	0,0
Preço Médio ACR (R$/MWh)	216,07	220,23	-1,9	255,88	-15,6
Preço Médio ACL (R$/MWh)	170,48	193,72	-12,0	154,15	10,6
Transmissão					
Linhas de transmissão (km)	74.013	73.789	0,3	73.958	0,1
RAP (R$mm) (6)	17.095	17.765	-3,8	17.015	0,5

(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; (d) saída da UTE Candiota III a partir de jan/24; (e) Inclusão das SPEs que passaram a ser consolidadas: UHEs Teles Pires (out/23), Baguari (out/23), Retiro Baixo (nov/23) e Santo Antonio (nov/23); (f) inclusão das eólicas em expansão Casa Nova B e Coxilha Negra com a totalidade da GF em 2024.(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) O aumento significativo do 3T24 em relação ao 2T24 deu-se por contratos ACR oriundos da Repactuação do Risco Hidrológico de Tucuruí, em montantes elevados apenas em julho e agosto. (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

	4T24	4T23	%	3T24	%	12M24	12M23	%
Indicadores Financeiros								
Receita Bruta	13.914	11.858	17,3	12.960	7,4	47.725	44.475	7,3
Receita Bruta Ajustado	13.914	11.858	17,3	12.960	7,4	47.725	44.495	7,3
Receita Operacional Líquida	12.025	9.922	21,2	11.043	8,9	40.182	37.159	8,1
Receita Oper. Líquida Ajustado	12.025	9.922	21,2	11.043	8,9	40.182	37.146	8,2
Receita Oper. Líquida Regulatória	10.704	10.275	4,2	10.596	1,0	40.735	37.977	7,3
EBITDA	5.027	1.055	376,7	12.159	-58,7	26.237	17.352	51,2
EBITDA Ajustado	4.672	3.805	22,8	11.964	-60,9	25.488	19.262	32,3
EBITDA Regulatório	5.444	2.856	90,6	6.970	-21,9	24.235	20.458	18,5
EBITDA Regulatório Ajustado	5.089	5.434	-6,4	6.775	-24,9	23.487	22.195	5,8
Margem EBITDA	41,8	10,6	31,2pp	110,1	-68,3pp	65,3	46,7	18,6
Margem EBITDA Ajustado	38,9	38,4	0,5pp	108,3	-69,5pp	63,4	51,9	11,6
Retorno sobre o Patrimônio (ROE)	8,5	3,9	4,6pp	8,4	0,1pp	8,5	3,9	4,6
Dívida Bruta Ajustada	74.646	60.118	24,2	68.774	8,5	74.646	60.118	24,2
Dívida Líquida Ajustado	37.671	40.130	-6,1	38.897	-3,2	37.671	40.130	-6,1
Dív. Líq Aj./ EBITDA LTM Ajustado	1,5	2,1	-29,1	1,6	-6,4	1,5	2,1	-29,1
Lucro Líquido	1.112	893	24,5	7.195	-84,5	10.381	4.395	136,2
Lucro Líquido Ajustado	517	1.141	-54,7	6.805	-92,4	8.796	4.715	86,6
Investimentos	2.775	4.632	-40,1	1.713	62,0	7.709	9.018	-14,5

DESTAQUES DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

1. RESULTADO CONSOLIDADO | IFRS E REGULATÓRIO

Tabela 4 - DRE IFRS (R$ mm)

	4T24			4T23		3T24		12M24	12M23	
	IFRS	Ajuste	Ajustado	Ajustado	% A/A	Ajustado	% T/T	Ajustado	Ajustado	% A/A
Geração	7.986	0	7.986	7.221	10,6	8.348	-4,3	28.096	26.636	5,5
Transmissão	5.773	0	5.773	4.558	26,6	4.566	26,4	19.293	17.432	10,7
Outros	155	0	155	79	97,3	46	236,7	337	426	-20,9
Receita Bruta	**13.914**	**0**	**13.914**	**11.858**	**17,3**	**12.960**	**7,4**	**47.725**	**44.495**	**7,3**
(-) Deduções da Receita	-1.889	0	-1.889	-1.936	-2,4	-1.918	-1,5	-7.544	-7.348	2,7
Receita Líquida	**12.025**	**0**	**12.025**	**9.922**	**21,2**	**11.043**	**8,9**	**40.182**	**37.146**	**8,2**
Energia revenda, rede, combustível e construção	-5.385	0	-5.385	-3.899	38,1	-4.014	34,2	-15.302	-11.810	29,6
Pessoal, Material, Serviços e Outros	-2.332	292	-2.040	-1.911	6,8	-1.692	20,6	-6.784	-7.354	-7,7
Provisões Operacionais	146	-552	-406	-571	-28,8	-251	61,7	-1.241	-770	61,1
Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	0	0	0	0	0,0	6.130	-100,0	6.130	-12	-50.576
Outras receitas e despesas	95	-95	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
EBITDA, antes de Part. Societárias	**4.549**	**-355**	**4.194**	**3.542**	**18,4**	**11.216**	**-62,6**	**22.985**	**17.200**	**33,6**
Participações Societárias	478	0	478	264	81,5	749	-36,1	2.503	2.062	21,4
EBITDA	**5.027**	**-355**	**4.672**	**3.805**	**22,8**	**11.964**	**-60,9**	**25.488**	**19.262**	**32,3**
D&A	-1.033	0	-1.033	-899	14,9	-990	4,3	-3.988	-3.621	10,1
EBIT	**3.995**	**-355**	**3.639**	**2.906**	**25,2**	**10.974**	**-66,8**	**21.500**	**15.641**	**37,5**
Resultado Financeiro	-2.930	175	-2.755	-2.123	29,8	-2.225	23,8	-10.510	-9.827	6,9
EBT	**1.064**	**-180**	**884**	**784**	**12,9**	**8.749**	**-89,9**	**10.990**	**5.813**	**89,0**
Imposto de Renda e Contribuição Social	48	-415	-367	358	-202,6	-1.944	-81,1	-2.195	-1.099	99,8
Lucro Líquido[1]	**1.112**	**-595**	**517**	**1.141**	**-54,7**	**6.805**	**-92,4**	**8.796**	**4.715**	**86,6**

[1] A diferença para o número reportado no 3T24 se refere ao ajuste de remensuração regulatória da holding no montante de R$ 758 milhões. Embora a remensuração tenha sido reconhecida naquele período, a correspondente despesa de imposto diferido foi considerada no 4T24.

Tabela 5 - DRE Regulatória (R$ mm)

	4T24			4T23		3T24		12M24	12M23	
	Regulatória	Ajuste	Ajustado	Ajustado	% A/A	Ajustado	% T/T	Ajustado	Ajustado	% A/A
Geração	8.018	0	8.018	7.221	11,0	8.001	0,2	28.694	26.636	7,7
Transmissão	4.419	0	4.419	4.911	-10,0	4.467	-1,1	19.250	18.250	5,5
Outros	156	0	156	79	98,5	45	245,4	335	426	-21,4
Receita Bruta	**12.593**	**0**	**12.593**	**12.211**	**3,1**	**12.513**	**0,6**	**48.279**	**45.312**	**6,5**
(-) Deduções da Receita	-1.889	0	-1.889	-1.936	-2,4	-1.918	-1,5	-7.544	-7.348	2,7
Receita Líquida	**10.704**	**0**	**10.704**	**10.275**	**4,2**	**10.596**	**1,0**	**40.735**	**37.964**	**7,3**
Energia revenda, rede, combustível e construção	-3.757	0	-3.757	-2.714	38,4	-3.135	19,8	-11.717	-9.243	26,8
Pessoal, Material, Serviços e Outros	-2.366	292	-2.074	-1.913	8,4	-1.702	21,9	-6.857	-7.346	-6,6
Provisões Operacionais	402	-552	-150	-463	-67,6	405	-137,0	-725	-746	-2,8
Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	0	0	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
Outras receitas e despesas	95	-95	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
EBITDA, antes de Part. Societárias	**5.079**	**-355**	**4.724**	**5.185**	**-8,9**	**6.165**	**-23,4**	**21.436**	**20.630**	**3,9**
Participações Societárias	365	0	365	249	46,5	610	-40,2	2.051	1.565	31,0
EBITDA	**5.444**	**-355**	**5.089**	**5.434**	**-6,4**	**6.775**	**-24,9**	**23.487**	**22.195**	**5,8**
D&A	-1.620	0	-1.620	-1.581	2,5	-1.490	8,7	-6.038	-5.569	8,4
EBIT	**3.824**	**-355**	**3.469**	**3.853**	**-10,0**	**5.285**	**-34,4**	**17.448**	**16.626**	**4,9**
Resultado Financeiro	-3.210	175	-3.035	-2.122	43,0	-2.351	29,1	-11.201	-9.409	19,0
EBT	**614**	**-180**	**434**	**1.731**	**-74,9**	**2.934**	**-85,2**	**6.247**	**7.218**	**-13,4**
Imposto de Renda e Contribuição Social	1.078	-415	663	205	223,3	-1.168	-156,8	-791	-1.272	-37,8
Lucro Líquido, continuadas	**1.692**	**-595**	**1.097**	**1.936**	**-43,3**	**1.766**	**-37,9**	**5.456**	**5.946**	**-8,2**

2. EBITDA

No 4T24, o **EBITDA regulatório ajustado** totalizou R$ 5.089 milhões, redução de R$ 345 milhões em relação ao 4T23. Apesar do aumento da receita de geração, o resultado foi impactado negativamente por:

(a) maiores custos com energia comprada para revenda;

(b) menor receita de transmissão;

(c) maiores custos e despesas com pessoal, material, serviços.

Por outro lado, os resultados positivos nas linhas de provisões e equivalência patrimonial ajudaram a mitigar esses impactos.

Tabela 6 - EBITDA Regulatório Ajustado (R$ mm)

	4T24	4T23	%	3T24	%	12M24	12M23	%
Receita Líquida (1)	10.704	10.275	4,2	10.596	1,0	40.735	37.964	7,3
- Energia revenda, encargos de rede, combustível	-3.757	-2.714	38,4	-3.135	19,8	-11.717	-9.243	26,8
- Pessoal, Material, Serviços e Outros (2)	-2.074	-1.913	8,4	-1.702	21,9	-6.857	-7.346	-6,6
- Provisões Operacionais (1)	-150	-463	-67,6	405	-137,0	-725	-746	-2,8
- Outras receitas e despesas	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
+ Participações Societárias	365	249	46,5	610	-40,2	2.051	1.565	31,0
EBITDA Regulatório Ajustado	**5.089**	**5.434**	**-6,4**	**6.775**	**-24,9**	**23.487**	**22.195**	**5,8**

(1) Reconhece os valores de R$ 482 milhões no 2T24 e R$ 432 milhões no 1T24 referentes à receita proveniente da Amazonas Energia. Em função da inadimplência, esses saldos são inteiramente reconhecidos, também, nas provisões operacionais. No que diz respeito ao 3T24, o faturamento referente à Amazonas Energia continuou sendo reconhecido na receita. Como parte do faturamento de Balbina continuou e continua inadimplente, foi provisionado o valor de R$ 29 milhões no 3T24 e R$ 32 milhões no 4T24. Já o faturamento das térmicas referente ao 3T24 não foi provisionado, enquanto parte do valor inadimplido anterior ao 3T24, de R$ 376 milhões, foi revertido da provisão. No 4T24, o faturamento das térmicas foi reconhecido, sem nenhum provisionamento correspondente.

(2) No 3T24, foram ajustados no EBITDA os gastos não recorrentes de R$ 89 milhões, reconhecidos em outras despesas operacionais referentes a condenações judiciais em causas anteriores a 2022. Com a elaboração das demonstrações contábeis do exercício de 2024, foi identificado que parte das despesas com condenações judiciais reconhecidas no 2T24, no valor de R$ 118 milhões, também estão relacionadas a causas anteriores a 2022. O ajuste deste valor como não recorrente foi feito retroativamente neste trimestre. Com essa reclassificação o valor para os 9M24 desta divulgação apresenta diferença de R$118 milhões para o reportado anteriormente.

A **receita de transmissão** foi de R$ 4.419 milhões no 4T24, redução de R$ 492 milhões frente ao 4T23, explicada, principalmente, pelas reduções da Receita Anual Permitida (RAP) e da parcela de ajustes (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.

A **receita de geração** foi de R$ 8.018 milhões no 4T24, aumento de R$ R$ 796 milhões milhões frente ao 4T23, devido principalmente às maiores receitas no ambiente de comercialização livre (ACL) de R$ 450 milhões e no mercado de curto prazo de R$ 981 milhões, que foram parcialmente compensadas pelas menores receitas no ambiente de comercialização regulado (ACR) de R$ 190 milhões e das usinas cotistas de R$ 296 milhões.

Esse aumento de receita, contudo, foi mais que compensado pelos custos associados à geração, que subiram R$ 1.042 milhões, atingindo R$ 3.757 milhões no 4T24. Destacam-se os gastos com energia comprada para revenda, que aumentaram R$ 1.136 milhões, enquanto os outros dois componentes desses custos, gastos com encargos de uso de rede e com combustível para produção de energia, cairam em R$ 23 milhões e R$ 71 milhões, respectivamente.

Ainda no segmento de geração, destaca-se a evolução dos recebimentos ligados à energia vendida pelas térmicas do Grupo Eletrobras à Amazonas Energia (AmE), após a retomada de seu reconhecimento no 3T24. No 4T24, a receita bruta regulatória com a energia vendida por térmicas e Balbina foi de R$ 1,4 bilhão. Cerca de 60% desse valor foi faturado como Contrato de Energia de Reserva (CER) e recebido por meio de Encargo de Energia de Reserva. Os 40% restantes faturados contra a AmE estão distribuídos em 3 categorias:

(a) contratos em processo de conversão para CER (15% do total);

(b) contratos de venda de térmicas classificadas como produtores independentes (PIEs) e que foram pagos pela AmE (15% do total);

(c) energia vendida pela UHE Balbina (10% do total).

A única parcela inadimplida, de R$ 32 milhões, refere-se a cerca de 25% da energia vendida pela UHE Balbina, o que explica a diferença entre a receita bruta regulatória e societária. No ambiente societário esse faturamento não foi reconhecido como receita, enquanto no regulatório foi contabilizado e integralmente provisionado.

Tabela 7 - Amazonas Energia (R$ mm)

	Regulatório	Societário
Receita Bruta, UHE Balbina	**129**	**97**
Adimplido	97	97
Inadimplido	32	0
Provisão, UHE Balbina	**-32**	**0**

Os **gastos com Pessoal, Material, Serviços e Outros (PMSO)** aumentaram R$ 161 milhões, atingindo R$ 2.074 milhões no 4T24, principalmente devido às maiores despesas com a contratação de serviços jurídicos relacionadas à estratégia da companhia de redução de contingências, que contribui para mitigação estrutural de passivos, e ao aumento em tributos e encargos, reflexo de contribuições feitas ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

Já as provisões caíram de R$ 463 milhões no 4T23 para R$ 150 milhões no 4T24, queda de R$ 313 milhões, com destaque para:

(a) a melhora de R$ 161 milhões em perdas estimadas com crédito de liquidação duvidosa (PECLD), resultado da redução de R$ 266 milhões com PECLD de consumidores e revendedores somado ao aumento de R$ 66 milhões com eventos de outras naturezas;

(b) a melhora de R$ 161 milhões em resultados de laudos atuariais. Do lado negativo, destaque para algumas reversões que impactaram o resultado no 4T23 e não foram observadas neste trimestre.

Por fim, o resultado de equivalência patrimonial referente a participações detidas mostrou melhora de R$ 116 milhões, atingindo R$ 365 milhões no 4T24.

EBITDA IFRS Ajustado

O EBITDA IFRS Ajustado atingiu R$ 4.672 milhões no 4T24, aumento de 22,8% em relação ao 4T23. Ao contrário do resultado regulatório, o incremento da receita de transmissão e da geração, a redução das provisões e a melhora na contribuição das participações societárias mais do que compensaram o aumento dos gastos com energia comprada para revenda e o aumento das despesas de PMSO.

Tabela 8 - EBITDA IFRS Ajustado (R$ mm)

	4T24	4T23	%	3T24	%	12M24	12M23	%
Receita Líquida	12.025	9.922	21,2	11.043	8,9	40.182	37.146	8,2
- Energia revenda, encargos de rede, combustível	-5.385	-3.899	38,1	-4.014	34,2	-15.302	-11.810	29,6
- Remensuração Regulatória - Contratos de Transmissão	0	0	0,0	6.130	-100,0	6.130	-12	N/A
- Pessoal, Material, Serviços e Outros	-2.040	-1.911	6,8	-1.692	20,6	-6.784	-7.354	-7,7
- Provisões Operacionais	-406	-571	-28,8	-251	61,7	-1.241	-770	61,1
- Outras receitas e despesas	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
+ Participações Societárias	478	264	81,5	749	-36,1	2.503	2.062	21,4
EBITDA IFRS Ajustado	**4.672**	**3.805**	**22,8**	**11.964**	**-60,9**	**25.488**	**19.262**	**32,3**

A tabela com a construção do EBITDA de acordo com a Resolução CVM 156 de 2022 encontra-se no Anexo 4 deste documento.

3. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

As empresas Eletrobras venderam 37,1 TWh de energia no 4T24, aumento de 1,1% em relação aos 36,7 TWh negociados no 4T23. 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 9 - Balanço Energético 4T24 (MWmed)

	2024	2025		2026		2027	
Recursos sem impacto no balanço (1)	**1.192**	**0**		**0**		**0**	
Recursos (A)	**14.523**	**15.750**		**16.540**		**17.624**	
Recursos Próprios (2) (3) (4) (5)	**12.894**	**14.159**		**15.406**		**16.572**	
Hidráulico	12.704	13.911		15.158		16.324	
Eólico	189	248		248		248	
Compra de Energia(6)	1.629	1.591		1.134		1.052	
Limite =>		**Inferior**	**Superior**	**Inferior**	**Superior**	**Inferior**	**Superior**
Vendas (B)	**12.882**	**10.438**	**12.938**	**8.519**	**10.519**	**6.570**	**8.070**
ACR – Exceto cotas	3.635	3.438		3.519		3.070	
ACL – Contratos Bilaterais + Mercado de Curto Prazo realizado (range)(6)	9.247	7.000	9.500	5.000	7.000	3.500	5.000
Preços Médios Contratos realizados							
Limite =>		**Inferior**	**Superior**	**Inferior**	**Superior**	**Inferior**	**Superior**
Preço Médio de Contratos de Venda (ACR e ACL - R$/MWh)	180	170	180	180	200	185	215
Saldo (A - B)	**1.641**	**5.312**	**2.812**	**8.021**	**6.021**	**11.054**	**9.554**
Saldo considerando estimativa de hedge (9)	**0**	**2.780**	**280**	**5.262**	**3.262**	**8.083**	**6.583**
Energia Descontratada considerando estimativa de hedge (9)	**0%**	**18%**	**2%**	**32%**	**20%**	**46%**	**37%**

Contratos celebrados até 30/12/2024.

Cabe ressaltar que no balanço estão sendo consideradas as SPEs consolidadas por 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. Esses recursos estão apresentados apenas em 2024, e desconsiderados, por conta de desinvestimentos, para os anos seguintes.
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 de 2025 a 2027 consideram em torno de 200 MWmed de transações intercompany, com efeito nas linhas de compra de energia e vendas no ACL.

Tabela 10 - Cotas de Garantia Física de Usinas Hidrelétricas (MWmed)

	2024	2025	2026	2027
Cotas de Garantia Física	3.939	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 2024 considerou-se o valor estimado de 87,1%. Para os demais anos considerou-se um valor médio histórico de GSF, de 2018 a 2023, de 81,8%. 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.

4. INVESTIMENTOS E PROJETOS DE EXPANSÃO

Tabela 11 - Investimentos Realizados (R$ mm)

	4T24	4T23	%	3T24	%	12M24	12M23	%
Geração Corporativo	**827**	**1.238**	**-33,2**	**534**	**54,8**	**2.595**	**2.727**	**-4,9**
Implantação /Ampliação	283	492	-42,4	216	31,0	1.210	1.183	2,3
Manutenção	543	746	-27,1	318	70,9	1.385	1.545	-10,3
Transmissão Corporativo	**1.442**	**1.372**	**5,0**	**966**	**49,3**	**3.706**	**3.528**	**5,0**
Ampliação	136	80	70,1	93	46,1	255	214	19,1
Reforços e Melhorias	1.266	1.194	6,0	830	52,5	3.304	3.062	7,9
Manutenção	40	98	-59,5	42	-5,8	147	252	-41,6
Infraestrutura e Outros	**507**	**295**	**72,1**	**213**	**137,5**	**922**	**552**	**67,0**
SPEs1	**0**	**1.728**	**-100,0**	**0**	**0,0**	**486**	**2.211**	**-78,0**
Geração - Aportes	0	53	-100,0	0	**0,0**	478	109	**339,2**
Geração - Aquisição	0	1.098	-100,0	0	**0,0**	0	1.496	**-100,0**
Transmissão - Aportes	0	0	0,0	0	**0,0**	8	29	**-72,1**
Transmissão - Aquisição	0	577	-100,0	0	**0,0**	0	577	-100,0
Total	**2.775**	**4.632**	**-40,1**	**1.713**	**62,0**	**7.709**	**9.018**	**-14,5**

[1] No 2T24 e no 12M24, o aporte de capital de R$ 478 milhões em Geração teve como destino a empresa Teles Pires para fins de equacionamento da estrutura de capital.

Transmissão

Os investimentos em transmissão totalizaram R$ 1.442 milhões no 4T24, com destaque para os investimentos em reforços e melhorias (R&M) que atingiram R$ 1.266 milhões, e estão distribuídos da seguinte forma:

Tabela 12 - Investimentos em Transmissão [1]

Transmissão (R$ mm)	4T24
Reforços e Melhorias	**1.266**
Eletrobras Holding	507
Eletronorte	173
Chesf	415
CGT Eletrosul	170
Manutenção	**40**
Eletrobras Holding	11
Eletronorte	25
Chesf	0
CGT Eletrosul	4
Ampliação	**136**
Eletrobras Holding	88
Eletronorte	48
Chesf	0
CGT Eletrosul	0
Total	**1.442**

- **Eletrobras Holding** - R$ 507 milhões, sendo R$ 398 milhões de grande porte e R$ 109 milhões de pequeno porte, com destaque para as Subestações (SEs) Ivaiporã, Itaberá, Grajaú, Vitória, Poços de Caldas, Adrianópolis, Araraquara, Brasília, Viana e Campinas.
- **Eletronorte** - R$ 173 milhões, sendo R$ 114 milhões de grande porte e R$ 59 milhões de pequeno porte, com destaque para as SEs Porto Velho, Imperatriz, Marabá, Vila do Conde e Colinas.
- **Chesf** – R$ 415 milhões, dos quais R$ 207 milhões de grande porte e R$ 208 milhões de pequeno porte, com ênfase nas SEs Delmiro Gouveia, Messias, Jardim e Teresina, Bongi, Poções, Piauí, Jacareacanga e Jardim.
- **CGT Eletrosul** - R$ 170 milhões, sendo R$ 136 milhões de grande porte e R$ 34 milhões de pequeno porte, com destaque para as SEs Gravataí, Curitiba, Areia, Assis e Blumenau.

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

Geração

Os investimentos em geração totalizaram R$ 827 milhões no 4T24 sendo os principais valores despendidos em:

Tabela 13 - Investimentos em Geração [1]

Geração (R$ mm)	4T24
Manutenção	**543**
Eletrobras Holding	160
Eletronorte	218
Chesf	155
CGT Eletrosul	11
Ampliação	**283**
Eletrobras Holding	9
Eletronorte	0
Chesf	42
CGT Eletrosul	233
Total	**827**

- **Ampliação**: R$ 232 milhões pela CGT Eletrosul na ampliação do Parque Eólico de Coxilha Negra, com a operação comercial dos aerogeradores no 3T24, e R$ 41 milhões pela Chesf para a usina eólica de Casa Nova B.
- **Manutenção**: R$ 218 milhões pela Eletronorte, com destaque para a UHE Tucuruí e as UTEs Aparecida e Mauá 3; R$ 155 milhões pela Chesf na substituição de equipamentos nas usinas Paulo Afonso IV e Sobradinho, e R$ 126 milhões por Furnas, destacando-se as UHEs de Itumbiara, Corumbá, Mascarenhas de Moraes, Santa Cruz e Manso.

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

Projetos de Expansão - Transmissão

Empreendimentos de Grande Porte

- **Amostragem**: 241 projetos[1], incluindo o projeto de Revitalização do Sistema HVDC de Itaipu. Ao longo do 4T24, houve redução de 21 projetos, sendo 20 energizados e 1 revogado, e a adição de 17 novas autorizações emitidas pelo regulador.
- **Investimento estimado:** R$ 13,2 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 valor desembolsado).
- **RAP adicional associada**: R$ 1,8 bilhão entre 2025-2030.
- **Leilões:** 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 3T24[2].

Empreendimentos de Pequeno Porte

- **Amostragem**: base de dados do Sistema de Gerenciamento dos Planos de Melhorias e Reforços (SGPMR).
- **Empreendimentos**: 10.003 eventos de pequeno porte, em implantação ou a serem implementados, sendo 9.446 de melhoria e 584 de reforço.

Projetos de Expansão - Geração

Dois projetos encontram-se em obras e quando concluídos, adicionarão cerca de 330 MW à capacidade instalada da Eletrobras.

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

- **Investimento estimado: R$ 2,4 bilhões**
  - Conclusão da montagem de 71 dos 72 aerogeradores; 36 estavam operando comercialmente e outros 26 operando em teste.
  - Início de operação em teste em fevereiro de 2024, e início de forma escalonada da operação comercial, a partir de julho de 2024.
  - **Avanço físico de implantação:** 97%.
  - **Previsão de início da operação:** 2T25.

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

- **Investimento estimado: R$ 151 milhões**
  - **Obras físicas**: conclusão da construção civil da Rede de Média Tensão (RMT) e da Entrada de Linha (EL).
  - **RMT:** as conexões da RMT serão concluídas após finalização da montagem dos aerogeradores, prevista para o 4T25. Ao final do 4T24, 18 dos 35 aerogeradores estavam concluídos.

[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 241 empreendimentos adicionarão cerca de 2.400 km de LT e 11.500 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.

- **Outros avanços:** no 4T24 foram entregues equipamentos como *hubs*, geradores, além de outros itens de menor porte como cabos e conectores.
- **Avanço físico de implantação:** 86%, considerando as duas fases do projeto; Casa Nova A - que representa 60% do projeto - está 100% concluída, enquanto Casa Nova B - que representa os outros 40% - encontra-se 66% concluída.
- **Previsão de início da operação:** 1T26

5. ENDIVIDAMENTO

A dívida líquida totalizou R$ 37,7 bilhões no 4T24, redução de R$ 1.226 milhões em relação ao 3T24 e redução de R$ 2,5 bilhões comparada ao 4T23. A relação Dívida líquida/EBITDA regulatório ajustado alcançou 1,6x no 4T24, 1,6x no 3T24 e de 1,8x no 4T23.

Como resultado da gestão de passivos e do aumento de 50 bps da taxa de juros básica (Selic), o prazo médio da dívida da Companhia foi alongado em 10,7 meses e o custo médio total passou de CDI + 1,5% a.a. para CDI + 0,1% a.a. em relação ao 4T23.

Tabela 14 - Dívida Líquida (R$ mm)

	31/12/2024	30/09/2024	31/12/2023
(+) Dívida Bruta	75.621	68.879	59.460
(+) Derivativos (hedge cambial) Líquido	-974	-105	658
(-) (Caixa e Equivalente de caixa + Títulos e Valores Mobiliários Circulante)	35.524	28.378	18.967
(-) Caixa Restrito para Empréstimos e Financiamentos	813	875	314
(-) Financiamentos a Receber	639	624	628
(-) Saldo líquido do Ativo Financeiro de Itaipu	0	0	80
Dívida Líquida	**37.671**	**38.897**	**40.130**

Captações em 2024

Ao longo de 2024, foram realizadas diversas captações pelas empresas do Grupo Eletrobras, que totalizaram R$ 31,9 bilhões:

- Em abril, houve a primeira emissão conjunta e coordenada da Eletrobras, marcando o início da utilização de instrumentos padronizados, resultando em menores prazos para emissão e redução de custos para a Companhia. No total, foram emitidos, aproximadamente, R$ 5,5 bilhões em debêntures, dos quais cerca de R$ 3,4 bilhões foram destinados à amortização de dívidas em 2024. Além disso, ainda em abril, a SPE Transnorte Energia[1], por meio de sua 3ª emissão de debêntures, captou R$ 450 milhões, com taxa CDI + 0,94% e vencimento em 2 anos.
- Em junho, foi concluída a segunda emissão conjunta, composta por: a) R$ 4,9 bilhões em debêntures na Chesf, com custo IPCA + 6,77% a.a. e prazo de 7 anos; e b) R$ 2,0 bilhões em Notas Comerciais e R$ 4,0 bilhões em dívidas bancárias na *Holding*, com custos de, respectivamente, CDI + 0,75% a.a. e variando de CDI + 0,69% a 1,84% a.a., ambas com vencimento em 2 anos.
- Em setembro, os bonds foram emitidos ao custo de 6,50% a.a. e com vencimento em 10 anos. Além disso, a SPE Transnorte Energia[1], por meio de sua 4ª emissão de debêntures, captou R$ 450 milhões, com taxa CDI + 0,49% e vencimento em 24 meses, e firmou uma cédula de crédito bancário com o Banco da Amazônia, no valor de R$ 800 milhões, com taxa IPCA + 4,4477% a.a. e vencimento em dezembro de 2041.
- Paralelamente, foram realizadas, também em setembro, as seguintes captações: a) 4ª emissão de debêntures da Chesf e a 6ª emissão de debêntures da Eletronorte, ambas no valor de R$ 1,9 bilhão, com custo variando de CDI + 0,85% a 1,05% a.a. e prazo de 7 e 10 anos; e b) a 6ª emissão de debêntures da

[1] A SPE Transnorte Energia é responsável pela construção da linha de transmissão de 500 kV entre Manaus e Boa Vista que interligará o estado de Roraima ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Atualmente a Eletronorte possui 50,4% de participação na SPE, sendo que em abr/23, foi firmado um acordo de acionistas, prevendo o aumento progressivo da participação da Eletronorte na SPE nos próximos anos, observadas as anuências que se fizerem necessárias, com uma opção de compra do empreendimento após sua entrada em operação.Vale destacar que a dívida dessa SPE não é consolidada na dívida da Eletrobras.

Eletrobras, no valor de R$ 1,6 bilhão, custo IPCA + 6,88% a.a. e prazo de 10 ano; As debêntures foram liquidadas no início de outubro.

- Em dezembro, a CGT Eletrosul captou R$ 1,0 bilhão por meio de duas dívidas bancárias ao custo, de CDI + 0,19% e CDI + 0,30% a.a., ambas com vencimento em 1 ano. Neste mesmo mês, a Holding realizou a contratação de financiamento de US$ 400 milhões, com garantia da Agência de Crédito à Exportação da Itália – Servizi Assicurativi Del Commercio Estero SPA (SACE), ao custo de SOFR + 1,40% a.a., com *swap* cambial CDI + 1,30%, e prazo de 10 anos.

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

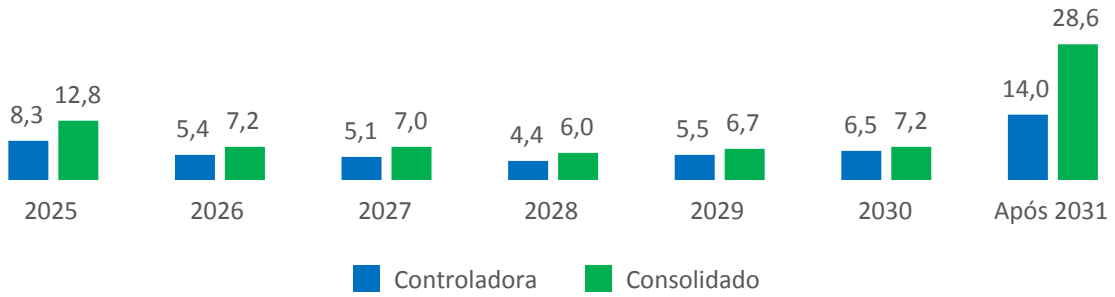


Tabela 15 - Composição da Dívida Bruta

Credor	Indexador	Custo Médio (ao ano)	Saldo Total (R$ milhões)	Participação sobre Total (%)
Debêntures e Nota comercial	CDI	CDI + 0,09% a 2,20%	23.919	31,6
Debêntures e Nota comercial	IPCA	IPCA + 3,75% a 7,029	15.985	21,1
BNDES	TJLP, IPCA	IPCA + 5,38% a 6,41%; TJLP a TJLP + 3,28%	6.741	8,9
Banco do Brasil	CDI, IPCA, TJLP	TJLP + 1,89% a 2,13%, CDI + 2% até 2,25%, IPCA + 6,56%	2.099	2,8
Caixa Econômica Federal	IPCA	IPCA + 6,56%	1.519	2,0
Bradesco	IPCA, CDI	IPCA + 6,56%; CDI + 2,09% a 2,17%	1.369	1,8
Banco do Nordeste do Brasil	IPCA	IPCA + 2,33% a 6,56%, 2,94% a 9,5%	1.506	2,0
Petrobras / Vibra Energia	Selic	Selic	115	0,2
Itaú	IPCA, CDI	IPCA + 6,56%; CDI + 0,30% a 2,28%	609	0,8
Demais credores	CDI, IPCA, TJLP, Taxa pré-fixada	CDI + 0,19% a 2,20%, IPCA + 6,56%; 2,94% a 10%; TJLP + 5%	5.213	6,9
Moeda Estrangeira - Bônus e demais dívidas	USD	1,40% a 4,63%	15.815	20,9
Moeda Estrangeira - demais dívidas	EUR	2,00% a 4,4212%	729	1,0
TOTAL			**75.621**	**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.

6. EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO

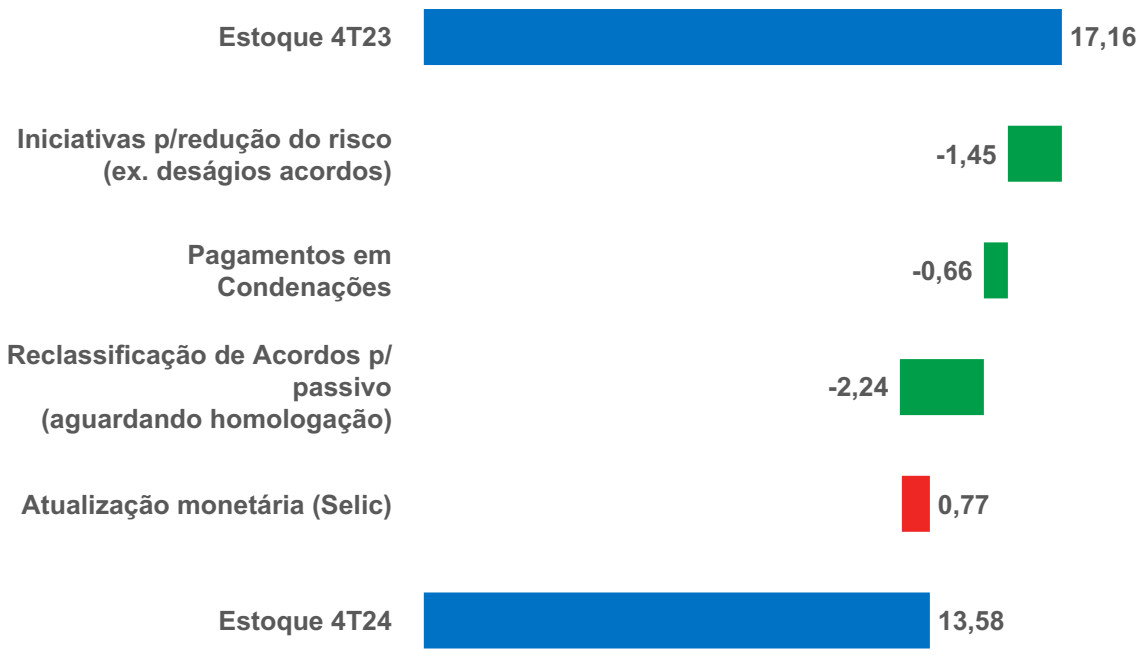
A Eletrobras tem implementado medidas para reduzir os riscos associados aos processos judiciais relacionados ao empréstimo compulsório sobre energia elétrica (ECE), que envolvem a correção monetária de créditos escriturais. Para isso, a empresa tem fortalecido sua estratégia de defesa judicial e buscado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

Como resultado das negociações:

- o estoque de provisões foi reduzido em R$ 779 milhões na comparação com o 3T24 e R$ 3,6 bilhões comparado com o 4T23, totalizando R$ 13,6 bilhões no 4T24, devido principalmente aos acordos firmados;
- reversão líquida de R$ 369 milhões devido aos acordos celebrados e às decisões favoráveis no 4T24;
- como resultado da redução de estoque de provisão, foi registrada uma queda na despesa financeira relativa à atualização monetária, de R$ 236 milhões no 4T23 e R$ 214 milhões no 3T24, para R$ 175 milhões no 4T24;

Desta forma, considerando 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 R$ 13,6 bilhões, uma redução de R$ 12,2 bilhões, mesmo considerando a atualização monetária acumulada de R$ 2,3 bilhões no período. Além disso, os acordos celebrados também permitiram a eliminação de R$ 8,2 bilhões em riscos judiciais considerados "off balance", sendo R$ 779 milhões classificados como possíveis e R$ 7,4 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)



7. FLUXO DE CAIXA

No 4T24, os recursos gerados pelas atividades operacionais alcançaram R$ 6,2 bilhões, aumento de R$ 2,3 bilhão em relação aos R$ 3,9 bilhões registrados no 4T23.

A geração operacional de caixa no 4T24 foi utilizada para:

- realização de investimentos (R$ 2,0 bilhão),
- pagamento do serviço da dívida (R$ 1,6 bilhão),
- pagamento de litígios (R$ 1,2 bilhão),
- dividendos e recompra (R$ 0,2 bilhão).

Tabela 16 - Fluxo de Caixa (R$ bilhões)

	4T24	4T23	Δ%
EBITDA Regulatório Ajustado, antes de Part. Societária	**4,72**	**5,36**	**-11,8**
Ajuste do EBITDA	0,36	-2,75	-112,9
Imposto de Renda e Contribuição Social	-0,14	-1,08	-86,6
Capital de Giro	0,87	1,89	-54,2
Encargos da Privatização	0,00	0,00	-97,5
Dividendos Recebidos	0,45	0,48	-7,5
Fluxo de Caixa Operacional	**6,25**	**3,90**	**60,1**
Investimentos *	-2,00	-3,63	-44,9
Fluxo de Caixa Livre	**4,25**	**0,28**	**1.444,3**
Serviço da Dívida	-1,58	-1,69	-6,7
Litígios	-1,23	-0,95	30,2
Captação líquida de recursos **	5,66	-9,66	-158,5
Recebimento de empréstimos e encargos financeiros	0,01	0,06	-91,1
Alienação de Investimento em Participações Societárias	0,00	0,00	-100,0
Dividendos e Recompra de Ações	-0,18	-0,24	-25,4
Caixa Líquido Livre	**6,92**	**-12,21**	**-156,7**
Variação de Caixa Restrito (curto e longo prazo)	0,22	0,31	-28,8
Variação de Aplicações Financeiras (longo prazo)	0,01	-0,41	-101,8
Caixa Líquido	**7,15**	**-12,31**	**-158,1**

*Exclui aportes de geração.

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

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

8. DESEMPENHO FINANCEIRO

8.1. Receitas Operacionais

Receita Regulatória de Geração

A receita regulatória ajustada foi de R$ 8.018 milhões no 4T24, R$ 32 milhões inferior à receita de geração IFRS ajustada. Essa diferença reflete o tratamento diferente em relação à parte do faturamento com Amazonas Energia, relacionado a valores inadimplidos pela energia vendida pela UHE Balbina.

Receita de Geração por Ambiente de Contratação

Ao excluir da receita regulatória ajustada a parcela com construção e, principalmente, o efeito de eliminações, a receita com venda de energia em todos os ambientes de contratação totalizou R$ 8.236 milhões no 4T24,representando aumento de R$ 945 milhões na comparação anual.

Esse crescimento ocorreu apesar da contribuição negativa de R$ 209 milhões com venda ou compra de participações (M&A), integrais ou parciais, em usinas geradoras, incluindo:

- venda da UTE Candiota, que contribuiu com R$ 159 milhões no 4T23; e
- redução de R$ 50 milhões na contribuição da receita das usinas Baguari e Retiro Baixo. Embora essas usinas tenham sido consolidadas apenas a partir de outubro e novembro de 2023, respectivamente, apresentaram uma redução de receita no ambiente de contratação regulado para o 4T24.

Excluindo o efeito de M&As, os destaques positivos foram os respectivos aumentos de R$ 450 milhões e R$ 981 milhões nos ambientes de contratação livre e no mercado de curto prazo, com maiores volumes vendidos em ambos os ambientes e a melhora de preço no mercado livre. Do lado negativo, observou-se a redução já esperada de R$ 296 milhões na receita com vendas de energia de O&M de usinas cotistas. Por fim, a receita no ambiente regulado apresentou uma leve queda, de R$ 19 milhões.

Esse resultado do 4T24 representou um crescimento de 13% na receita em relação ao 4T23, impulsionado por aumentos de 6,6% no preço médio e de 6,0% no volume. Vale destacar que, no 4T24, não houve incremento de receita por extensões contratuais, como ocorreu com Tucuruí, válida apenas durante um período de 50 dias no 3T24, de 12 de julho a 30 de agosto de 2024.

O aumento de volume de 1.104 MWm é principalmente explicado por acréscimos de 2.027 MWm no mercado livre e 863 MWm no mercado de curto prazo, mais que compensando as reduções de 1.360 MWm de energia vendida na forma de cotas e de 427 MWm com energia contratada no mercado regulado.

A maior exposição ao mercado de curto prazo gerou um benefício adicional atribuído a performance melhor de preço praticado nesse ambiente vis-à-vis o resto do portfólio. O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), aplicado sobre os volumes faturados nesse ambiente de contração, subiu quase 2,8x do 4T23 para o 4T24, de R$ 77,7 /MWh para R$ 215,0 /MWh, considerando a média praticada nos 4 sub-mercados do país, performance superior à queda de 2% no preço médio nos outros 3 ambientes de contratação (de R$ 189,9 / Mwh no 4T23 para R$ 186,2 /MWh no 4T24).

Tabela 17 - Receita Geração por Ambiente de Contratação (R$ mm)

Receita Geração	Volume (MWmed) (a)			Preço (R$/MWh) (b)			Receita Regulatória (c) = (a) x (b)		
	4T24	% A/A	% T/T	4T24	% A/A	% T/T	4T24	% A/A	% T/T
(+) Mercado Regulado	4.320	-9,0	-31,1	309	3,2	4,3	2.946	-6,1	-28,1
Existentes	3.101	-7,1	-2,9	215	0,9	7,8	1.474	-6,2	4,7
M&A's (4)	155	-67,4	15,6	301	1,3	10,4	103	-67,0	27,6
Extensão Tucuruí	0	0,0	-100,0	0	0,0	0,0	0	0,0	-100,0
Térmicas	1.065	13,8	-0,4	582	-4,0	7,3	1.369	9,3	6,8
(+) Mercado Livre	8.485	31,4	14,7	170	-11,3	8,2	3.178	16,5	24,1
Existentes	8.485	31,4	14,7	170	-11,3	8,2	3.178	16,5	24,1
M&A's (4)	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0
(+) O&M (Quotas)	3.901	-25,8	-1,0	86	-3,5	2,5	745	-28,4	1,5
(+) Mercado CP (CCEE)1	2.840	43,7	60,8	218	145,9	22,3	1.368	253,4	96,7
(=) Ex outros	19.547	6,0	0,9	191	6,6	0,9	8.236	13,0	1,8
(+) Outros (2)	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	-218	215,5	153,4
(=) Total	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	8.018	11,0	0,2
Recorrente	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	8.018	11,0	0,2
Não recorrente	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	-100,0

Receita Geração	Receita Regulatória (c)			Ajuste Contábil (d) (3)			Receita Contábil (e) = (c) + (d)				
	4T24	4T23	3T24	4T24	4T23	3T24	4T24	4T23	4T24x4T23	3T24	4T24x3T24
Mercado Regulado	2.946	3.136	4.097	-32	0	347	2.914	3.136	-7,1%	4.444	-34,4
Mercado Livre	3.178	2.727	2.560	0	0	0	3.178	2.727	16,5%	2.560	24,1
O&M (Quotas)	745	1.040	734	0	0	0	745	1.040	-28,4%	734	1,5
Mercado de curto prazo (1)	1.368	387	696	0	0	0	1.368	387	253,4%	696	96,7
Venda de energia	8.236	7.291	8.087	-32	0	347	8.204	7.291	12,5%	8.434	-2,7
Outros (2)	-218	-69	-86	0	0	0	-218	-69	215,5%	-86	153,4
Total	**8.018**	**7.221**	**8.001**	**-32**	**0**	**347**	**7.986**	**7.221**	**10,6%**	**8.348**	**-4,3**
Recorrente	8.018	7.221	8.001	-32	0	347	7.986	7.221	10,6%	8.348	-4,3
Não recorrente	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0	-100,0

(1) Mercado de curto prazo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)
(2) Receitas de Construção, Efeito Financeiro de Itaipu e Eliminação (ajustes contábeis - vendas internas). No 4T23, foi explicado por eliminação de venda intragrupo: R$ 67 milhões de receita da Eletronorte com venda de energia no mercado livre para Candiota, em volume equivalente a 48% da energia comercializada por Candiota no mercado ACR. Do 4T23 para 4T24, enquanto Candiota saiu da amostra por ter sido vendida, a energia comercializada pela Eletronorte, desconsiderando a consolidação de Teles Pires, apresentou queda de 69 MWm. No 4T24, foi explicado por eliminação de venda intragrupo: venda de energia incentivada de SAESA para Eletrobras, buscando otimização do portfolio.
(3) No 3T24, a diferença de R$ 347 milhões entre a receita regulatória e a societária é explicada pela diferença de tratamento do faturamento de energia vendida para Amazonas Energia, e representa: (a) o reconhecimento na receita regulatória de R$ 58 milhões referente ao faturamento da UHE Balbina do 3T24, sendo que na receita societária foram reconhecidos apenas R$ 29 milhões adimplidos; e (b) R$ 376 milhões reconhecidos na receita societária, referente a faturamento anterior a 3T24 antes não reconhecidos. Já no 4T24, os R$ 32 milhões referem-se à energia vendida pela UHE Balbina, porém, inadimplida pela Amazonas Energia. Desta forma, não é reconhecida como receita 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 Regulado (ACR):** receita regulatória de geração totalizou R$ 2.946 milhões no 4T24, redução de R$ 190 milhões em relação ao 4T23. Excluindo o efeito da venda da UTE Candiota, que contribuiu com R$ 159 milhões de receita no 4T23, a receita caiu R$ 31 milhões, sendo que o aumento de 3,6% do preço médio foi mais que compensado pela redução de 4,4% no volume.
- **Ambiente de Contratação Livre (ACL):** receita regulatória de geração totalizou R$ 3.178 milhões no 4T24, aumento de R$ 450 milhões em relação ao 4T23, devido ao aumento de 31,4% do volume, que foi parcialmente compensada pela queda de 11,3% do preço médio.

- **O&M:** as receitas de operação e manutenção somaram R$ 745 milhões, redução de R$ 296 milhões em relação ao 4T23, refletindo principalmente o processo de descotização, atenuado pelos efeitos do reajuste anual da Receita Anual de Geração - RAG[1].

- **Mercado de Curto Prazo (CCEE):** receita de R$ 1.368 milhões no 4T24, aumento de R$ 981 milhões em relação ao 4T23, explicada tanto pelo crescimento de 145,9% da receita média (R$/MWh), quanto pelo aumento do volume liquidado em 43,7%.

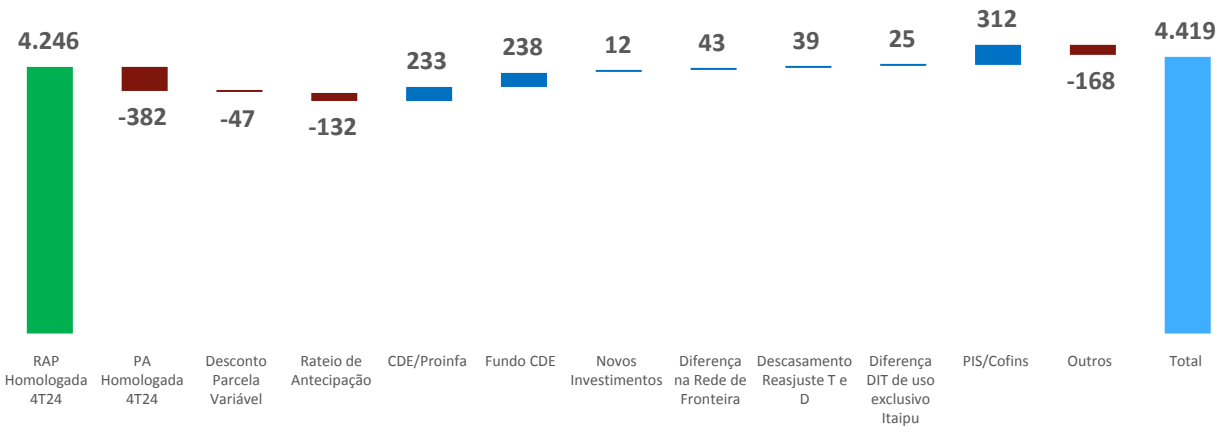
Receita Regulatória de Transmissão

A receita regulatória de transmissão foi de R$ 4.419 milhões, redução de 10,0% em relação ao 4T23. A queda reflete 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.

Tabela 18 - Receita IFRS X Regulatório Trimestral (R$ mm)[2]

	4T24			4T23			Variação Regulatório
	IFRS	Ajustes	Regulatório	IFRS	Ajustes	Regulatório	(%)
Eletrobras Holding	2.366	-600	1.766	1.802	216	2.018	-12
Chesf	1.677	-221	1.456	1.265	257	1.523	-4
CGT Eletrosul	665	-183	482	527	-18	509	-5
Eletronorte	1.209	-350	859	1.030	-102	928	-7
Eliminações	-144	0	-144	-66	0	-66	118
TOTAL	**5.773**	**-1.354**	**4.419**	**4.558**	**353**	**4.911**	**-10**

Gráfico 3 - Conciliação RAP e Receita de Transmissão 4T24 (R$ mm)



Definições RAP Homologada x Receita Bruta

- **Receita Anual Permitida (RAP) e Parcela de Ajuste (PA) Homologada 4T24:** 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

[1] Conforme as Resoluções Homologatórias nº 3.068/2022 (ciclo 2022-2023) e nº 3.225/2023 (ciclo 2023-2024), impactando Eletronorte, Chesf e Furnas.

[2] Para mais informações sobre a Composição de Eletrobras Holding, consulte o Anexo 3

Furnas), Chesf, CGT Eletrosul, Eletronorte, TMT e VSB;
Mais detalhes sobre a PA no Anexo 5.

- **Desconto da Parcela Variável (PV):** associado à indisponibilidade das instalações de transmissão, conforme regulamentação pelo Módulo 4 das Regras dos Serviços de Transmissão (disponível no site da ANEEL:https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/regras-de-transmissao);
- **Rateio de Antecipação:** relativo à diferença oriunda do déficit ou superávit de arrecadação que ocorre na apuração realizada pelo ONS, considerado no Aviso de Crédito (AVC) emitido pelo ONS, sendo compensado por meio da Parcela de Ajuste (PA);
- **CDE/Proinfa:** correspondem a arrecadações de encargos setoriais (*pass through*), junto a consumidores conectados diretamente nas instalações de transmissão da Eletrobras, referentes à conta de desenvolvimento energético e ao programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, considerados nos AVCs emitidos pelo ONS;
- **Fundo CDE:** corresponde a recebimento via CCEE de valores não arrecadados em função dos descontos incidentes sobre as tarifas, os quais são compensados anualmente por meio de Parcela de Ajuste. Esses valores já contemplam parcela de PIS/COFINS;
- **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;
- **Descasamento entre Reajuste Anual da Transmissão e da Distribuição:** associado ao descasamento entre os valores homologados para Demais Instalações de Transmissão (DIT) de uso exclusivo no Reajuste Anual da RAP das transmissoras (ReH 3.348/2024) com os valores da receita homologados nos Reajustes Anuais das distribuidoras;
- **Diferença da Rede de Fronteira:** relativo à diferença entre os valores homologados para RAP associada à Rede Básica de Fronteira e DIT de uso compartilhado no Reajuste Anual da RAP das transmissoras do ciclo 2024/2025 e os valores de faturamento considerados nos Avisos de Crédito (AVC) emitidos pelo ONS. Os ajustes serão considerados na Parcela de Ajuste do ciclo seguinte;
- **Diferença das Demais Instalações de Transmissão (DIT) de uso exclusivo Itaipu:** referente à diferença entre a RAP homologada associada à DIT de uso exclusivo de Itaipu e o valor mensal arrecadado conforme potência e tarifa homologadas pela ANEEL. Para cada ano civil subsequente, a ANEEL publica em resolução homologatória específica os montantes de potência contratada referentes à Itaipu, enquanto a tarifa mensal de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional é publicada para o ciclo tarifário. Com isso, há um ajuste referente às variações de potência contratada decorrentes do descasamento entre ano civil e ciclo tarifário, que é considerado na Parcela de Ajuste do ciclo seguinte;
- **PIS/COFINS:** relativos ao faturamento da receita da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e DIT Compartilhada, conforme AVCs emitidos pelo ONS.

8.2. Custos e Despesas Operacionais

Tabela 19 - Custos e Despesas Operacionais (R$ mm)

	4T24	4T23	%	3T24	%	12M24	12M23	%
Energia comprada para revenda	2.082	942	121,1	1.452	43,3	5.068	3.028	67,4
Encargos sobre uso de rede elétrica	968	984	-1,6	1.016	-4,7	3.955	3.482	13,6
Combustível p/ prod. de energia elétrica	531	602	-11,8	491	8,1	1.992	2.043	-2,5
Construção	1.804	1.371	31,5	1.055	71,0	4.287	3.291	30,3
Pessoal, Material, Serviços e Outros	2.332	1.426	63,6	2.005	16,3	7.593	8.183	-7,2
Depreciação e Amortização	1.033	899	14,9	990	4,3	3.988	3.621	10,1
Provisões Operacionais	-146	3.597	-104,1	-229	-36,2	-180	2.481	-107,3
Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	0	0	0,0	-6.130	-100,0	-6.130	12	N/A
Custos e Despesas	**8.604**	**9.822**	**-12,4**	**650**	**1.223,3**	**20.572**	**26.142**	**-21,3**
Eventos não recorrentes								
(-) Eventos PMSO não recorrentes	-292	485	-160,3	-313	-6,6	-809	-829	-2,4
(-) Provisões não recorrentes	552	-3.027	-118,2	480	15,1	1.421	-1.711	-183,0
(-) Acréscimo de ICMS Cal retroativo	0	0	0,0	0	0,0	0	-34	-100,0
(-) Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
Custos e Despesas Ajustados	**8.864**	**7.280**	**21,8**	**817**	**984,8**	**21.184**	**23.568**	**-10,1**

- **Energia comprada para revenda:** A energia comprada para revenda totalizou R$ 2.082 milhões no 4T24, representando aumento de R$ 1.140 milhões em relação ao 4T23. As principais contribuições para esse incremento são: (a) R$ 713 milhões, resultado da liquidação de energia no Mercado de Curto Prazo (MCP) por usinas que apresentaram menor geração, sendo totalmente compensado pelo aumento da receita bruta neste ambiente de contratação no valor de R$ 981 milhões; (b) R$ 278 milhões, pelo aumento de volume de compra de energia para atender vendas no mercado livre (ACL) e como forma de proteção contra exposições negativas no MCP oriundas de um desempenho abaixo do esperado da geração de energia, combinada a um eventual preço mais elevado, que se materializou pontualmente no trimestre; e (c) R$ 97 milhões, explicado por um PPA (*Power Purchase Agreement*) de compra de energia incentivada obtido via leilão em 2020 com entrega e venda no ACL a partir de 2024.

- **Encargos de uso da rede:** Os encargos de uso da rede somaram R$ 968 milhões no 4T24, redução de R$ 16 milhões em comparação ao 4T23, refletindo principalmente o menor valor dos encargos de uso do sistema de transmissão (EUST) vigentes após a definição da Resolução Homologatória Aneel 3.349/2024, em substituição aos valores até então válidos que haviam sido estabelecidos pela ReH anterior, a Resolução Homologatória Aneel 3.216/2023.

- **Combustível para produção de energia elétrica:** Os custos associados ao uso de combustível para produção de energia elétrica atingiram R$ 531 milhões no 4T24, apresentando uma redução de R$ 71 milhões em relação ao 4T23. A queda reflete principalmente o efeito da venda da UTE Candiota, que contribuiu com gastos de R$ 168 milhões no 4T23, sendo parcialmente compensada pelo aumento de R$ 78 milhões na Eletrobras Holding devido ao maior consumo de combustível pela UTE Santa Cruz. Na

Eletronorte, o aumento de R$ 55 milhões em função do crescimento do consumo e do reajuste anual do preço de gás, que foi parcialmente compensado pela recuperação de despesa via Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), no valor de R$ 49 milhões.

- **Construção:** Os custos relacionados à construção totalizaram R$ 1.804 milhões no 4T24, representando crescimento de R$ 433 milhões em relação ao 4T23, com destaque para o aumento de R$ 249 milhões referente ao convênio para revitalização do sistema HVDC, associado à usina de Itaipu e aumento de R$ 118 milhões com a construção civil referente aos contratos de concessão conquistados em leilões de transmissão nos últimos anos.

PMSO - Pessoal, Material, Serviços e Outros

Pessoal: saldo ajustado de R$ 915 milhões no 4T24, redução de 13% em relação aos R$ 1.051 milhões do 4T23, sendo os principais efeitos:

- Economia de R$ 176 milhões com despesas de remuneração e encargos em função principalmente da redução do quadro de funcionários devido aos Planos de Demissão Voluntária (PDVs), sendo parcialmente compensada por novas admissões que adicionaram R$ 70 milhões;
- Aumento de R$ 54 milhões, devido ao reconhecimento de um volume menor de horas trabalhadas como investimentos no 4T24;
- Redução de R$ 21 milhões relacionada a despesas com Participação nos Lucros e Resultados (PLR) e Incentivo de Curto Prazo (ICP);
- Saída de 192 colaboradores com a venda de Candiota, trazendo economias de R$ 10 milhões no 4T24.

Efeitos não-recorrentes: PDV totalizando R$ 182 milhões no período.

Material: saldo ajustado de R$ 73 milhões no 4T24, registrando uma redução de R$ 27 milhões em relação aos R$ 99 milhões do 4T23. Essa queda ocorreu em diversas linhas, como resultado principalmente de otimização do gerenciamento de estoques e uso de materiais.

Não houve efeitos não-recorrentes no trimestre.

Serviços: saldo ajustado de R$ 731 milhões no 4T24, representando um aumento de 27% frente aos R$ 576 milhões do 4T23. Os principais destaques do trimestre foram:

- Aumento de R$ 94 milhões em despesas com consultoria, serviços legais e financeiros, sendo que parte dessa variação é explicada por contratações relacionadas à estratégia da companhia de redução de contingências;
- Aumento de R$ 51 milhões relacionado a duas reclassificações: (a) no 4T23 houve R$ 38 milhões reclassificados de serviços para investimentos; e (b) no 4T24 houve R$ 13 milhões reclassificados de outros custos e despesas, para serviços.

Efeitos não-recorrentes: R$ 42 milhões relacionados à consultorias jurídicas relacionadas a estratégia de redução de contingências.

Outros: saldo ajustado de R$ 321 milhões no 4T24, aumento de 75% frente aos R$ 184 milhões no 4T23 devido, principalmente, aos seguintes efeitos:

- Aumento de R$ 148 milhões em tributos e encargos, devido, principalmente, à uma reclassificação do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) para P&D de R$ 74 milhões no 4T23;
- Aumento de R$ 24 milhões em marketing relacionados às anuidades, contribuições e projetos institucionais;
- Redução de R$ 57 milhões com multas, condenações, custos judiciais e demais perdas;

Não houve efeitos não-recorrentes no trimestre.

Tabela 20 - PMSO 4T24 (R$ mm)[1]

PMSO	4T24							
(R$ milhões)	Eletrobras Holding	Chesf	Eletronorte	CGT Eletrosul	Eletropar	Total	Eliminação	Consolidado IFRS
Pessoal	330	293	256	104	0	**984**	0	**984**
Plano de Demissão Consensual (PDC) – Provisão	9	88	60	25	0	**182**	0	**182**
Material	25	11	31	6	0	**73**	0	**73**
Serviços	428	155	135	54	1	**773**	0	**773**
Outros	163	23	104	-9	-2	**279**	42	**321**
PMSO	**954**	**571**	**587**	**180**	**-1**	**2.290**	**42**	**2.332**
Eventos não recorrentes								
Pessoal: PDV,PDC	-9	-88	-60	-25	0	**-182**	0	**-182**
Pessoal: Custos com rescisão	-5	-22	-31	-11	0	**-69**	0	**-69**
Serviços: Consultorias jurídicas	-42	0	0	0	0	**-42**	0	**-42**
Outros: Condenações Judiciais	0	0	0	0	0	**0**	0	**0**
Outros: Baixa de depósitos Judiciais	0	0	0	0	0	**0**	0	**0**
PMSO Ajustado	**898**	**461**	**496**	**144**	**-1**	**1.998**	**42**	**2.040**

Tabela 21 - PMSO 4T23 (R$ mm)

PMSO	4T23							
(R$ milhões)	Eletrobras + Furnas	Chesf	Eletronorte	CGT Eletrosul	Eletropar	Total	Eliminação	Consolidado IFRS
Pessoal	544	314	274	106	0	**1.239**	0	**1.239**
Plano de Demissão Voluntária (PDV) – Provisão	20	-3	5	4	0	**25**	0	**25**
Material	22	17	46	14	0	**99**	0	**99**
Serviços	384	105	116	50	1	**656**	0	**656**
Outros	80	-144	-567	28	2	**-602**	8	**-594**
PMSO	**1.050**	**288**	**-126**	**202**	**3**	**1.417**	**8**	**1.426**
Eventos não recorrentes								
Pessoal: PDV,PDC	-20	3	-5	-4	0	**-25**	0	**-25**
Pessoal: PLR Retroativo	0	0	0	0	0	**-208**	0	**-208**
Pessoal: Alocação em atividades de investimento	21	0	0	0	0	**21**	0	**21**
Serviços: consultorias associadas ao Plano de Transformação	-80	0	0	0	0	**-80**	0	**-80**
Outros: Combinação de negócios[1]	0	0	777	0	0	**777**		**777**
PMSO Ajustado	**971**	**292**	**646**	**198**	**3**	**1.902**	**8**	**1.910**

Resultado da reclassificação referente à cessão da participação de 49% da Eletronorte na EAPSA (UHE Dardanelos).

Tabela 22 - PMSO IFRS (R$ mm)

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

	4T24			4T23		3T24		12M24			12M23	
	Total (a)	Não recorrente (b)	Ajustado (c) = (a) + (b)	Ajustado	% Var.	Ajustado	% Var.	Total (a)	Não recorrente (b)	Ajustado (c) = (a) + (b)	Ajustado	% Var.
Pessoal	984	-69	915	1.051	-13,0	902	1,4	3.754	-69	3.685	4.240	-13,1
PDV	182	-182	0	0	0,0	0	0,0	227	-227	0	0	0,0
Material	73	0	73	99	-27,0	64	12,8	220	0	220	251	-12,4
Serviços	773	-42	731	576	26,9	569	28,6	2.238	-84	2.153	2.173	-0,9
Outros [1] [2]	321	0	321	184	75,1	157	105,0	1.154	-429	725	691	5,0
Total	**2.332**	**-292**	**2.040**	**1.911**	**6,8**	**1.692**	**20,6**	**7.593**	**-809**	**6.784**	**7.354**	**-7,7**

[1] Inclui, no 3T24 e 12M24, tanto no saldo total quanto no ajustado, o valor de R$ 75 milhões de prêmio pago pelo seguro de GSF referente às extensões aos contratos dos 12º e 13º Leilões de Energia Existente, como resultado da extensão de prazo de outorga celebrado no Ambiente de Contratação Regulada, no âmbito da repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, conforme Despacho ANEEL No 1.395, de 20 de maio de 2019. Receita no período de 12/07/24 e 30/08/24.

[2] No 3T24, foram ajustados no EBITDA os gastos não recorrentes de R$ 89 milhões, reconhecidos em outras despesas operacionais referentes a condenações judiciais em causas anteriores a 2022. Com a elaboração das demonstrações contábeis do exercício de 2024, foi identificado que parte das despesas com condenações judiciais reconhecidas no 2T24, no valor de R$ 118 milhões, também estão relacionadas a causas anteriores a 2022. O ajuste deste valor como não recorrente foi feito retroativamente neste trimestre. Com essa reclassificação o valor para os 9M24 desta divulgação apresenta diferença de R$118 milhões para o reportado anteriormente.

Tabela 23 - Outros Custos e Despesas (R$ mm)

	4T24	4T23	%	3T24	%	12M24	12M23	%
Baixa depósitos judiciais	0	0	0	221	-100	221	866	-74
Ganho na alienação de participações societárias	0	-777	-100	0	0	0	-777	-100
Condenações, perdas e custas judiciais	86	114	-25	57	51	306	401	-24
GSF	20	5	318	92	-78	120	19	540
Seguros	27	22	24	76	-65	102	88	16
Investidas	40	31	30	10	290	72	44	62
Doações e contribuições	66	34	92	17	294	147	118	24
Aluguel	35	22	60	17	105	78	86	-8
Recuperação de despesa	-3	-86	-96	-24	-86	-74	-208	-64
Tributos	29	20	46	-1	0	64	116	-45
Outros	22	22	-2	3	631	116	33	248
Total	**321**	**-594**	**-154**	**468**	**-31**	**1.154**	**786**	**47**

Provisões Operacionais

Tabela 24 - Provisões Operacionais (R$ mm)

	4T24	4T23	%	3T24	%	12M24	12M23	%
Provisões / Reversões Operacionais								
Provisão/Reversão para Litígios	-486	-380	27,9	418	-216,1	160	1.246	-87,1
Perdas estimadas em investimentos	217	-31	-805,2	11	1.801,9	199	107	86,4
Mensuração a valor justo de ativo disp. p/ venda	-57	-797	-92,8	-30	87,9	-47	-704	-93,4
Provisão para Implantação de Ações - Empréstimo Compulsório	-23	22	-204,7	3	-774,9	-70	39	-280,1
PECLD - Financiamentos e empréstimos	-4	-9	-50,1	-6	-26,7	-15	-22	-32,7
PECLD - Consumidores e revendedores	-157	-383	-59,1	-59	163,6	-391	-467	-16,1
PECLD - Outros créditos	-44	22	-303,5	-10	350,6	-169	40	-523,3
Contratos onerosos	251	-862	-129,1	52	378,1	387	-862	-144,9
Resultado laudos atuariais	-106	-268	-60,3	-128	-17,0	-490	-560	-12,5
Outras *	556	-912	-160,9	-23	-2.476,6	616	-1.298	-147,4
Provisões / Reversões Operacionais	**146**	**-3.597**	**-104,1**	**229**	**-36,2**	**180**	**-2.481**	**-107,3**
Itens não recorrentes / Ajustes	**-552**	**3.027**	**-118,2**	**-480**	**15,1**	**-1.421**	**1.711**	**-183,0**
Provisão para Litígios	427	380	12,5	-418	-202,2	-219	-1.246	-82,4
Mensuração a valor justo de ativo disp. p/ venda	0	742	-100,0	0	0,0	-167	704	-123,7
Perdas estimadas em investimentos	-217	31	-805,2	-11	1.801,9	-199	-107	86,4
Provisão para Implantacão de Ações - Empréstimo Compulsório	23	-22	-204,7	-3	-774,9	70	-39	-280,1
PECLD - Financiamentos e empréstimos	4	9	-50,1	6	-26,7	15	22	-32,7
Contratos onerosos	-251	862	-129,1	-52	378,1	-387	862	-144,9
Perda estimada por irrecuparabilidade de ativos (Impairment)	-540	956	-156,4	0	634.654,1	-534	956	-155,8
Restituição RGR	0	69	-100,0	0	0,0	0	558	-100,0
Provisões/Reversões Ajustadas	**-406**	**-571**	**-28,8**	**-251**	**61,7**	**-1.241**	**-770**	**61,1**

Os valores positivos na tabela acima significam reversão de provisão.
* Inclui principalmente *impairment* e restituição de RGR.

- **Contratos onerosos:** reversão de R$ 251 milhões no 4T24, explicada pelas reversões de R$ 113 milhões na CGT Eletrosul e R$ 109 milhões na Chesf, enquanto a provisão de R$ 862 milhões no 4T23 foi explicada por constituições nessas duas empresas, de R$ 357 milhões e R$ 389 milhões, respectivamente, em função, principalmente, de contrato oneroso com UHE Jirau.

- **Provisão para litígios:** provisão de R$ 486 milhões no 4T24 comparado à de R$ 380 milhões no 4T23. Sua constituição no 4T24 foi explicada pelos seguintes movimentos:
  - reversão de R$ 200 milhões em decorrência de acordos firmados, e consequente baixa parcial em ações judiciais;
  - reversão de R$ 369 milhões por acordos firmados referente ao empréstimo compulsório;
  - reclassificação de R$ 58,5 milhões no 4T24 referente ao pagamento de causas judiciais anteriores a 2022, reconhecidos originalmente na linha de outras despesas no 4T23 e tratados na ocasião como não recorrentes.

- **Resultado de laudos atuarias:** provisão de R$ 106 milhões referentes ao custo dos juros e custo do serviço corrente definido nos laudos para o exercício de 2024 que passaram a ser lançados mensalmente, em comparação aos lançamentos anteriormente feitos ao final do ano.

- **Mensuração a valor justo de ativo mantido para venda:** constituição de provisão de R$ 57 milhões na *Holding*, devido à desvalorização da participação societária na SPE Mata de Santa Genebra. A alta variação

deveu-se ao aumento de R$ 632 milhões no 4T23, na antiga Furnas, decorrente da diferença entre o valor contábil e o valor avaliado da UTE Santa Cruz, que foi reclassificada como "Ativo mantido para venda".

- **Perdas estimadas em investimento:** destaque para a constituição de provisão de R$ 68 milhões no 4T24, referente à alienação de participação na ISA Energia Brasil e às perdas em *impairment* de SPEs, além de reversões de R$ 153 milhões na Eletronorte devido à reversão de *impairment* da Nova Energia, e de R$ 88 milhões na Chesf.
- **Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa (PECLD) - consumidores e revendedores:** destaque para R$ 66 milhões relacionados ao não recebimento de EUST (Encargo de Uso do Sistema de Transmissão).
- **Perda estimada por irrecuperabilidade de ativos (*Impairment*):** o valor de R$ 540 milhões reconhecido no 4T24 como impairment é explicado principalmente pela reversão de R$ 675 milhões, com destaques para as reversões de R$ 396 milhões na CGT Eletrosul e R$ 262 milhões na Eletronorte reconhecidos após a realização do teste de *impairment*. A tabela 25 reflete o resultado do teste para o exercício de 2024.

Tabela 25 - Resultado do Teste de Impairment (R$ mm)

	Saldo em 31/12/2023	Movimentações	Saldo 31/12/2024
Braço hidráulico - Eletrobras	75	-75	0
Braço hidráulico - Eletronorte	262	-262	0
Braço hidráulico - Chesf	23	-23	0
Braço hidráulico - CGT Eletrosul	106	-106	0
Casa Nova	87	141	228
Casa Nova B a G	179	0	179
Coxilha Negra	592	-116	476
Ibirapuitã	68	-37	31
Entorno 2	56	-56	0
Outros	262	0	262
Total	**1.709**	**-534**	**1.176**

8.3. Participações Societárias

O resultado das participações societárias tem como destaque as contribuições da ISA Energia Brasil de R$ 252 milhões.

Tabela 26 - Participações Societárias (R$ mm)

	4T24	4T23	%	3T24	%	12M24	12M23	%
Destaques Coligadas (a)	**-44**	**108**	**-140,5**	**619**	**-107,1**	**1.471**	**1.456**	**1,1**
Eletrobras Termonuclear S.A.	23	-386	-106,0	236	-90,2	562	27	1.982,2
ISA Energia Brasil	252	345	-27,1	231	8,9	875	947	-7,7
Outras Equivalências	-318	149	-313,7	152	-309,5	35	482	-92,8
Destaques SPEs (b)	726	21	3.333,8	13	5.486,5	873	238	266,7
IE Madeira	68	42	63,3	49	39,3	234	202	16,1
BMTE	135	51	165,4	50	169,8	292	209	39,8
Chapecoense	65	39	66,1	47	38,6	194	183	6,0
ESBR Jirau	-12	13	-196,7	14	-187,6	44	18	147,3
IE Garanhuns	19	14	43,1	5	289,5	65	58	13,6
Norte Energia	451	-137	-429,0	-152	-396,5	44	-431	-110,1
Outras Participações * (c)	-204	135	-251,7	117	-275,1	159	368	-56,9
Total (a) + (b) + (c)	**478**	**264**	**81,5**	**749**	**-36,1**	**2.503**	**2.062**	**21,4**

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

8.4. Resultado Financeiro

Tabela 27 - Resultado Financeiro (R$ mm)

	4T24	4T23	%	3T24	%	12M24	12M23	%
Receitas Financeiras	**971**	**844**	**15,0**	**815**	**19,1**	**3.152**	**3.083**	**2,2**
Receitas de juros, multas, comissões e taxas	22	-15	-243,3	45	-51,8	139	153	-9,6
Receita de aplicações financeiras	982	755	30,1	835	17,7	2.938	2.862	2,6
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	23	51	-55,2	18	27,8	120	166	-28,0
Outras receitas financeiras	46	111	-58,7	-24	-292,1	224	479	-53,3
(-) Tributos sobre receitas financeiras	-103	-58	75,6	-59	73,8	-268	-578	-53,7
Despesas Financeiras	**-2.589**	**-2.449**	**5,7**	**-2.583**	**0,2**	**-10.140**	**-10.221**	**-0,8**
Encargos de dívidas	-1.556	-1.269	22,6	-1.437	8,3	-6.117	-6.464	-5,4
Encargos de obrigações com CDE	-640	-593	7,9	-622	2,9	-2.484	-2.292	8,4
Encargos de revitalização de bacias hidrográficas	-87	-91	-4,3	-85	2,4	-340	-355	-4,4
Desconto financeiro por antecipação - ENBpar	0	0	0,0	0	0,0	0	0	0,0
Outras despesas financeiras	-306	-496	-38,4	-440	-30,5	-1.199	-1.110	8,0
Itens Financeiros Líquidos	**-1.312**	**-922**	**42,3**	**-1.020**	**28,6**	**-4.640**	**-4.864**	**-4,6**
Variações monetárias	-242	-313	-22,7	0	-64.571,2	-778	-1.796	-56,7
Variações cambiais	-56	-25	126,6	25	-326,1	-29	170	-117,0
Variação do valor justo de dívida protegida (hedge) líquida do derivativo	-274	-181	51,6	-729	-62,4	-1.566	-908	72,4
Atualizações monetárias - CDE	-508	-217	133,8	-236	115,6	-1.605	-1.384	15,9
Atualizações monetárias - bacias hidrográficas	-92	-89	3,1	-43	114,9	-288	-332	-13,2
Variação de instrumento financeiro derivativo não ligado a proteção de dívida	-140	-98	43,7	-38	273,0	-374	-613	-39,1
Resultado Financeiro	**-2.930**	**-2.527**	**16,0**	**-2.788**	**5,1**	**-11.628**	**-12.002**	**-3,1**
Ajustes								
Receita de Emp. Distribuidoras + AIC	0	20	-100,0	0	0,0	0	-40	-100,0
Regularização dos créditos tributário/ Multa e Autos de Infração	0	0	0,0	0	0,0	0	29	-100,0
Atualização monet. emp. compulsórios	175	238	-26,5	214	-18,3	769	1.265	-39,2
Baixa de depósitos judiciais em decorrência do projeto de conciliação	0	0	0,0	100	-100,0	100	451	-77,7
Ajuste da taxa de correção de depósitos judiciais	0	0	0,0	249	-100,0	249	0	0,0
Pis/Cofins (JCP)	0	146	-100,0	0	0,0	0	470	-100,0
Resultado Financeiro Ajustado	**-2.755**	**-2.123**	**29,8**	**-2.225**	**23,8**	**-10.510**	**-9.827**	**6,9**

[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 4T24, o resultado financeiro ajustado foi negativo em R$ 2.755 milhões, ante um resultado negativo de R$ 2.123 milhões no 4T23. As principais variações no 4T24 foram:

- **Encargos de dívida:** aumento da despesa de R$ 1.269 milhões no 4T23 para R$ 1.556 milhões no 4T24, devido principalmente ao estorno de R$ 226 milhões das despesas de emissão de debêntures em dezembro de 2023 e à variação das taxas Selic/CDI entre os períodos comparados. O aumento do saldo devedor pelas captações no período e a maior participação de dívidas atreladas ao IPCA em 2024 também impactaram essa variação.

- **Variação da atualização monetária (Selic):** redução da despesa de R$ 313 milhões no 4T23 para R$ 242 milhões no 4T24, impactada pela menor atualização do estoque do contencioso do empréstimo compulsório, devido ao menor saldo em dezembro de 2024. A atualização do empréstimo compulsório da Eletrobras passou de uma despesa de R$ 238 milhões no 4T23 para R$ 175 milhões no 4T24, refletindo a redução do estoque de R$ 17,2 bilhões em dezembro de 2023 para R$ 13,6 bilhões em dezembro de 2024.
- **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$ 1.148 milhões no 4T24, R$ 338 milhões maior que o valor do 4T23, principalmente devido à variação monetária do IPCA apropriada entre os períodos comparados, com encargos de R$ 593 milhões no 4T23 e R$ 640 milhões no 4T24, e à variação monetária de R$ 217 milhões no 4T23 e R$ 508 milhões no 4T24. 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.
- **Encargos de revitalização de bacias hidrográficas (encargo de 5,67%)**, com despesa de R$ 87 milhões no 4T24, e **atualizações monetárias - bacias hidrográficas,** com despesa de R$ 92 milhões. 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.

Tabela 28 - Encargos com CDE e Projetos – Lei 14.182/2021 (R$ mm)

	4T24			
	Holding	Chesf	Eletronorte	Total
Encargos de dívidas - Obrigações com a CDE	-184	-268	-188	-640
Encargos de dívidas - Revitalização das bacias hidrográficas	-23	-35	-29	-87
Atualização monetária passiva - Obrigações com a CDE	-146	-213	-150	-508
Atualização monetária passiva - Revitalização das bacias hidrográficas	-24	-37	-31	-92
Total de encargos com a CDE e Projetos - Lei 14.182/2021	**-377**	**-552**	**-398**	**-1.327**

- **Variação do valor justo de dívida protegida (*hedge*) líquida do derivativo:** despesa de R$ 274 milhões no 4T24, superior à despesa de R$ 181 milhões no 4T23. Durante o 4T24 a companhia contratou novos derivativos sendo o principal deles um *SWAP cross currency FLOAT-FLOAT* com curvas em dólar SOFR x CDI para proteção da captação, de R$ 2,34 bilhões, via SACE, impactado negativamente no trimestre, sendo um efeito de -R$ 131 milhões na Chesf e -R$ 125 milhões na Eletrobras. Houve ainda um efeito positivo de R$ 32 milhões, ligado à variação dos *Bonds* (2025/2030/2035).
- **Variação de instrumento financeiro derivativo não ligado a proteção de dívida:** despesa de R$ 140 milhões no 4T24, superior à despesa de R$ 98 milhões no 4T23, refletindo a atualização das variáveis consideradas na modelagem de um derivativo embutido no contrato entre a Eletronorte a Albras,

incluindo dólar, taxa Selic e preços de alumínio na *London Metal Exchange* (LME) referentes aos meses de outubro e novembro de 2024. Tal contrato foi encerrado em dezembro de 2024.

- **Outras despesas financeiras:** despesas de R$ 306 milhões no 4T24, comparadas a despesas de R$ 496 milhões no 4T23. O movimento foi explicado tanto por fatores presentes apenas no 4T23 e no 4T24. No primeiro grupo os destaques foram a despesa de R$ 212 milhões com IOF ligado a operação financeira de assunção da dívida da SAESA, e a despesa de R$ 125 milhões com pagamento de *fees* e variações ligadas à correção de saldo de Pesquisa e Desenvolvimento. No segundo grupo, os destaques foram R$ 106 milhões de PIS/COFINS sobre JCP da Eletronorte e venda de participação na ISA Energia Brasil, R$ 34 milhões ligados à baixa de atualização monetária de depósitos judiciais, R$ 33 milhões com reclassificação de seguro de garantia ligada a processos judiciais, e R$ 26 milhões ligados a encerramento de convênio de adesão ao Plano Fachesf-Saúde. Além desses fatores, a despesa com fiança bancária caiu de R$ 87 milhões no 4T23 para R$ 7 milhões no 4T24.
- **Outras receitas financeiras:** redução de R$ 65 milhões, de R$ 111 milhões no 4T23 para R$ 46 milhões no 4T24, devido, essencialmente, à reclassificação do saldo total da conta "Juros sobre Dívidas de Controladas, Coligadas e Outras" para o grupo de Atualização Monetária, que no 4T23 possuía um valor de R$ 61 milhões.

8.5. Tributos Correntes e Diferidos

O imposto de renda e contribuição social ajustado apresentou valor de -R$ 367 milhões no 4T24, frente a um valor de +R$ 358 milhões no 4T23.

Vale destacar as despesas relacionadas à constituição ou reversão de imposto diferido ajustadas no resultado do 4T24:

- **Imposto diferido sobre prejuízo fiscal**: constituição líquida de R$ 1.425 milhões no 4T24, resultado de uma constituição de R$ 1.594 milhões na Holding, após estudo de recuperabilidade de base fiscal negativa e diferenças temporárias (respectivamente, constituição de R$ 2.092 milhões e reversão de R$ 498 milhões), combinada à reversão de R$ 169 milhões na CGT Eletrosul, após análise da recuperabilidade de imposto diferido resultado da venda da UTE Candiota;
- **Imposto diferido, reconhecido no 4T24, sobre remensuração regulatória que foi reconhecida na Holding no 3T24:** despesa de R$ 758 milhões no 4T24, referente à remensuração regulatória dos ativos contratuais da Holding realizada no 3T24. Embora a remensuração tenha sido reconhecida naquele período, a correspondente despesa de imposto diferido foi considerada no 4T24. Neste momento, a despesa foi realocada no 3T24, respeitando sua natureza recorrente no exercício de 2024, consistente com o tratamento dado ao fato gerador e às despesas das demais subsidiárias reconhecidas no 3T24
- **Imposto diferido sobre provisão de contrato oneroso e impairment, considerados não recorrentes no 4T24**: despesa de R$ 252 milhões.

Tabela 29 - Imposto de Renda e Contribuição Social (R$ mm)

	4T24	4T23	%	3T24	%	12M24	12M23	%
Imposto de renda e contribuição social correntes	5	-45	-111,2	-229	-102,2	-718	-513	40,1
Imposto de renda e contribuição social diferidos	43	3310	-99	-957	-104,5	478	3.511	-86,4
Imposto de renda e contribuição social total	**48**	**3.265**	**-98,5**	**-1.186**	**-104,0**	**-240**	**2.998**	**-108,0**
Ajustes								
Constituição/Reversão de IR Diferido s/ Prejuizo Fiscal [1]	-1.425	0	0	0	0	-2.207	0	0
Ajuste IR Diferido sobre Remensuração Regul. Holding 3T24 [2]	758	0	0	-758	-200	0	0	0
JCP / Economia Fiscal – Furnas e Eletronorte [3]	0	-453	-100	0	0	0	-1.643	-100
IR Diferido s/ Provisão de Contrato Oneroso e Impairment	252	0	0	0	0	252	0	0
Constituição de base fiscal negativa - SAESA	0	-2.454	-100	0	0	0	-2.454	-100
Imposto de renda e contribuição social ajustada	**-367**	**358**	**-202,6**	**-1.944**	**-81,1**	**-2.195**	**-1.099**	**99,8**

[1] Holding e CGT Eletrosul
[2] IR Diferido reconhecido no 4T24 sobre a Remensuração Regulatória na Holding de contratos de transmissão da empresa incorporada Furnas.
[3] O PIS/Cofins relacionado ao JCP emitido por Furnas e Eletronorte se encontra no Resultado Financeiro.

9. DESEMPENHO OPERACIONAL

9.1. Segmento de Geração

Ativos de Geração

No 4T24, possuíamos 87 usinas, sendo 47 hidrelétricas, 7 térmicas, 32 eólicas e 1 solar, considerando os empreendimentos corporativos, propriedade compartilhada e participações via SPEs. Em comparação com o 3T24, o aumento em 1 ativo deu-se pela entrada em operação comercial do parque eólico Coxilha Negra 3 da CGT Eletrosul.

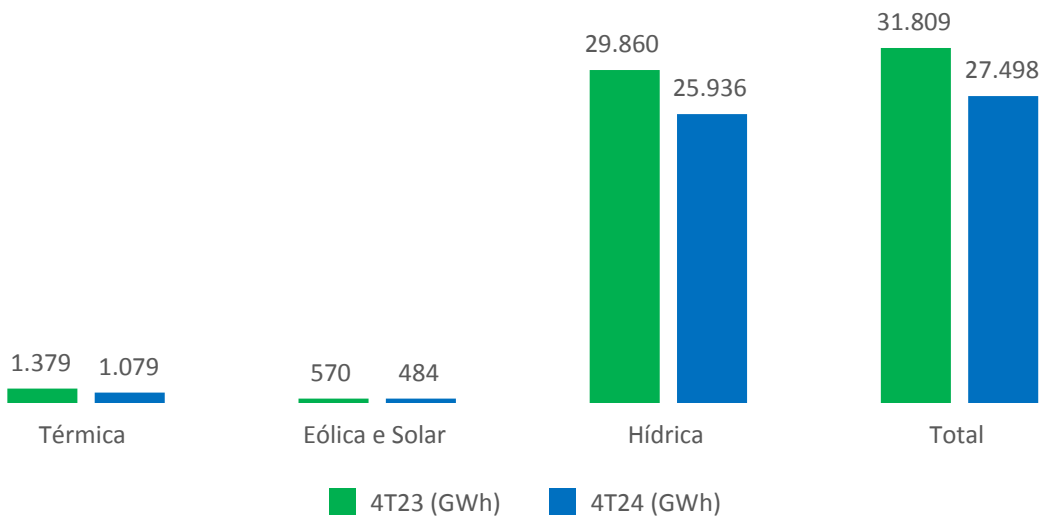
Já a capacidade instalada do portfolio atingiu 44.245,72 MW no 4T24, sendo 97% proveniente de fontes limpas com baixa emissão de gases de efeito estufa, e representando 21% do total instalado no Brasil.

Tabela 30 - Ativos de Geração

Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MWmed)	Energia Gerada Acc. (GWh)
Hídrica (47 usinas)	42.293,49	20.629,79	137.450,96
Térmica (7 usinas)	1.270,23	1.058,60	4.323,05
Eólica (32 usinas)	681,07	226,39	1.712,29
Solar (1 usina)	0,93	0,00	0,93
Total (87 usinas)	44.245,72	21.914,77	143.487,24

No 4T24, a quantidade de energia gerada total da Eletrobras reduziu 5% em relação ao 4T23.

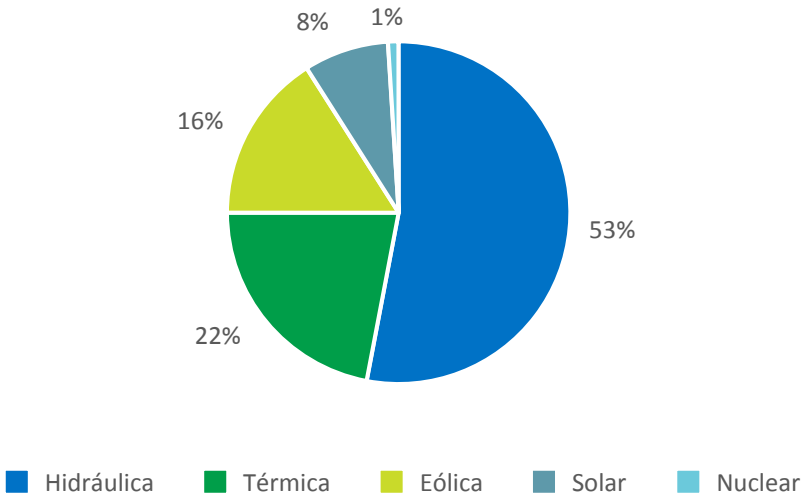
Gráfico 4 - Geração Líquida de Energia Eletrobras (GWh)



Dados do Sistema – Capacidade Instalada e Geração

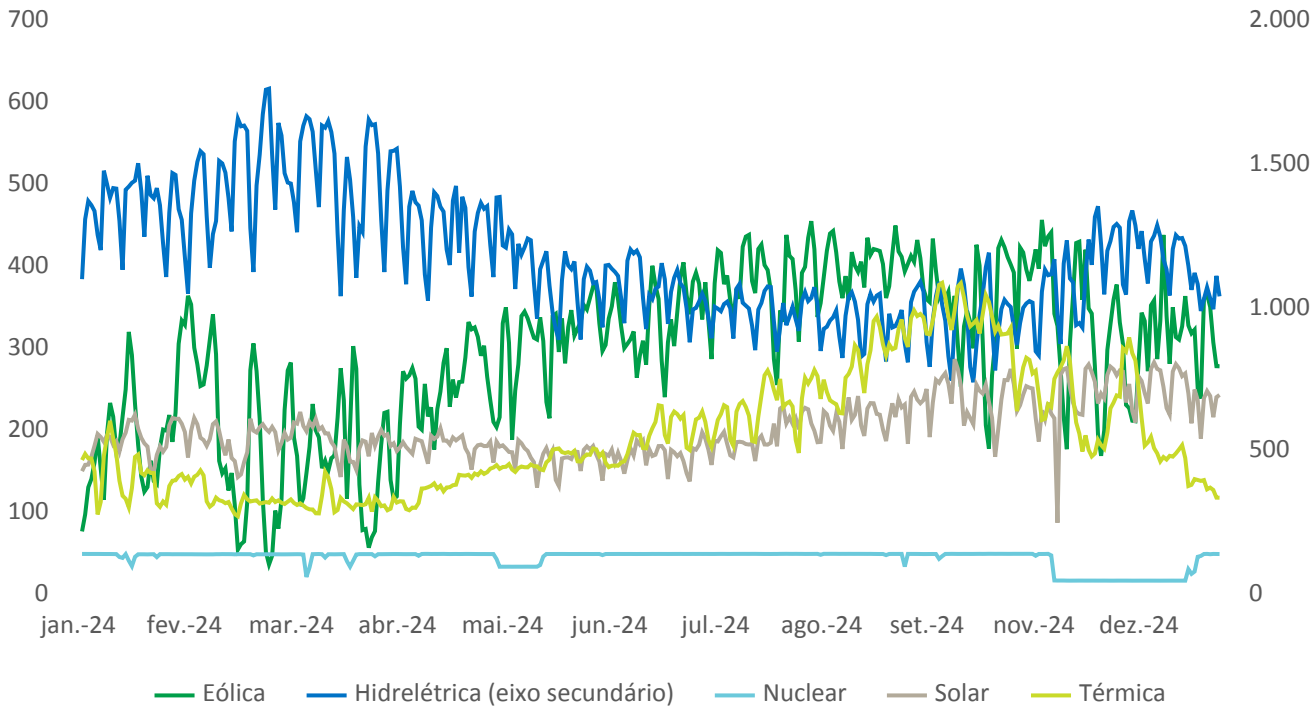
No 4T24, a capacidade instalada Brasil somou 208.407,01 MW.

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 31/12/2024 – ONS

Dados do Sistema – Mercado de Energia

Tabela 31 - PLD

		4T24	4T23	Δ%	3T24	Δ%
Mercado	**GSF (%)**	79,91	83,79	-4,6	79,10	1,0
	PLD SE (R$/MWh)	217,59	77,70	180,0	169,67	28,2
	PLD S (R$/MWh)	217,58	77,70	180,0	169,72	28,2
	PLD NE (R$/MWh)	206,71	77,70	166,0	142,72	44,8
	PLD N (R$/MWh)	218,23	77,70	180,8	172,55	26,5

Gráfico 7 - GSF (%)

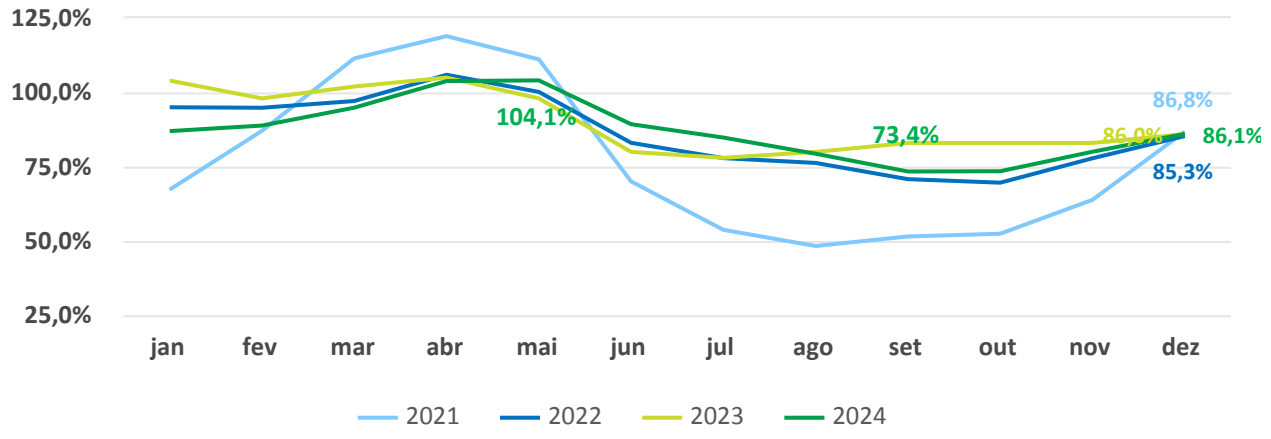


Gráfico 8 - Média Histórica da Energia Natural Afluente (ENA) – SIN (%)

O ano de 2024 apresentou baixa hidraulicidade, com exceção dos meses de abril e maio, devido principalmente às chuvas na região Sul do país. Em novembro e dezembro, houve uma retomada da ENA, com valores próximos a 100% da Média de Longo Termo (MLT) de cada mês.

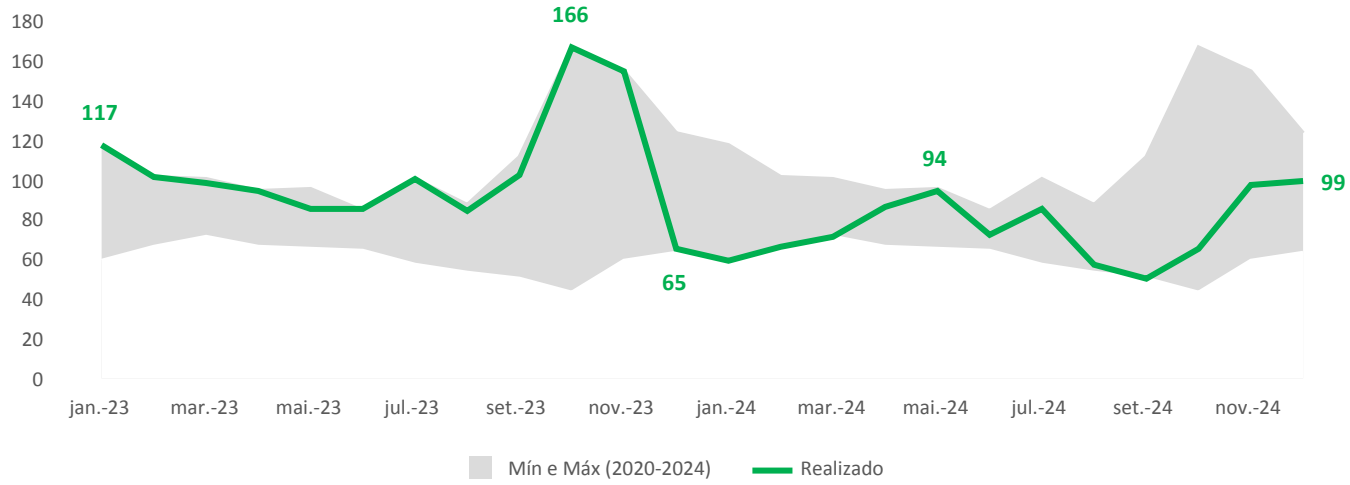
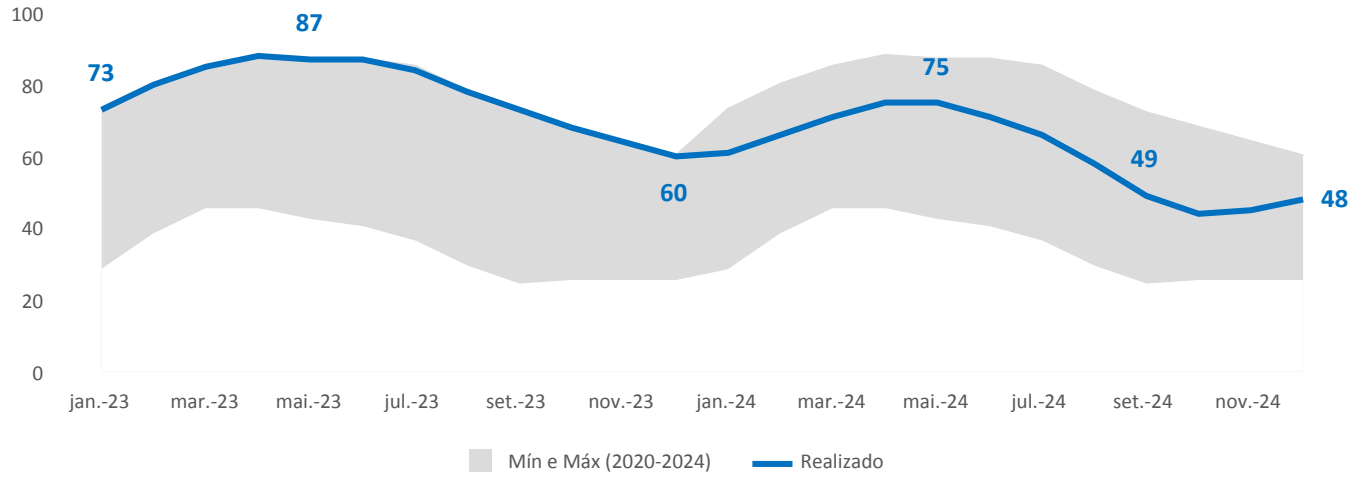


Gráfico 9 - Energia Armazenada no Reservatórios – SIN (%)

Durante o 4T24, o indicador mostrou um aumento, terminando o trimestre em 48%, patamar pouco superior ao centro da banda que considera o histórico entre os anos de 2020 e 2024.



9.2. Segmento de Transmissão

A Companhia encerrou o 4T24 com 74,0 mil km de linhas, sendo 67,2 mil km de linhas próprias e 6,8 mil km em parceria, e 406 subestações, considerando 293 próprias e 113 de terceiros.

Tabela 32 - Linhas de Transmissão (Km)[1]

Empresa	Próprias (1)	Em Parceria (2)	Total
Chesf	22.055	1.831	23.886
Eletronorte	10.982	1.073	12.055
CGT Eletrosul	12.072	5	12.076
Eletrobras Holding	22.095	3.902	25.996
Total	**67.203**	**6.810**	**74.013**

(1) Inclui TMT (100%) e VSB (90%).
(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

9.3. ESG

Tabela 33 - Indicadores ESG 4T24

Pilar	Indicador	4T24	4T23	Variação
Prosperidade	Investimento em Tecnologia e Inovação valores acumulados no ano (R$ milhões)	R$ 561,2 milhões	R$ 533,9 milhões	5%
Planeta	Emissões de Gases de Efeito Estufa acumulada no ano (Escopos 1, 2 e 3) (tCO2e)	4.456.065	5.665.409	-21%
Pessoas	Taxa de Frequência de Acidentes - empregados próprios (com afastamento)	0,75	2,15	-65%
	Mulheres no quadro de pessoal (%)	20%	18%	2,0 p.p.
	Cargos de liderança ocupados por mulheres (%)	26%	23%	3,0 p.p.
Governança	Apuração de denúncias atendidas no prazo (%)	100%	98%	2,3 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

10. ANEXOS

10.1. Anexo 1 - Demonstrações Contábeis

Tabela 33 - Balanço Patrimonial (R$ Mil)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
ATIVO CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa	16.387.945	5.698.457	26.572.522	13.046.371
Caixa restrito	449.865	250.060	508.734	572.869
Títulos e valores mobiliários	6.421.621	2.477.747	8.951.838	5.920.171
Clientes	1.686.293	0	5.911.477	5.210.482
Ativo contratual transmissão	4.634.940	0	10.539.570	11.159.426
Financiamentos, empréstimos e debêntures	971.555	1.099.798	475.459	367.741
Remuneração de participações societárias	2.286.078	2.358.819	721.683	871.558
Impostos e Contribuições	1.734.020	1.448.286	2.831.414	4.207.227
Imposto de renda e contribuição social	0	0	0	0
Direito de ressarcimento	865.299	940.268	893.254	980.206
Almoxarifado	50.576	204	441.471	426.690
Instrumentos financeiros derivativos	500.998	0	692.660	373.606
Outros	729.718	414.679	1.408.919	1.698.824
	36.718.908	**14.688.318**	**59.949.001**	**44.835.171**
Ativos mantidos para venda	1.353.723	221.972	4.502.102	3.187.141
	38.072.631	**14.910.290**	**64.451.103**	**48.022.312**
ATIVO NÃO CIRCULANTE				
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO				
Caixa restrito	1.430.650	0	3.170.749	2.200.078
Direito de ressarcimento	692.126	1.332.167	720.081	1.385.479
Financiamentos, empréstimos e debêntures	1.894.322	6.852.841	163.140	260.409
Clientes	171.017	0	602.411	649.446
Títulos e valores mobiliários	421.933	432.355	433.341	432.724
Impostos e Contribuições	2.356.369	804.582	2.715.445	1.153.616
Imposto de renda e contribuição social diferido	0	0	5.673.011	6.725.087
Cauções e depósitos vinculados	3.693.298	3.337.816	5.190.344	6.246.082
Ativo contratual transmissão	21.223.812	0	56.848.086	50.052.912
Instrumentos financeiros derivativos	1.269.677	0	1.544.095	0
Remuneração de participações societárias	181.049	0	0	0
Outros	2.000.734	1.495.993	1.645.570	1.053.164
	35.334.987	**14.255.754**	**78.706.273**	**70.158.997**
INVESTIMENTOS				
Avaliados por equivalência patrimonial	112.300.525	141.814.345	30.727.405	32.100.302
Mantidos a valor justo	839.546	1.046.762	861.234	1.072.093
Outros Investimentos	19.387	0	97.987	32.288
	113.159.458	**142.861.107**	**31.686.626**	**33.204.683**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
IMOBILIZADO	6.137.175	201.942	36.854.056	35.805.421
INTANGÍVEL	20.779.526	129.890	78.173.273	79.866.241
	175.411.146	**157.448.693**	**225.420.228**	**219.035.342**
TOTAL DO ATIVO	**213.483.777**	**172.358.983**	**289.871.330**	**267.057.654**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
PASSIVO CIRCULANTE				
Empréstimos, financiamentos e debêntures	8.329.966	7.342.448	12.809.872	10.890.873
Empréstimo compulsório - Acordos	1.105.534	896.746	1.105.534	896.746
Empréstimo compulsório	1.326.925	1.257.291	1.326.925	1.257.291
Fornecedores	1.145.660	155.989	2.756.329	2.963.867
Impostos e Contribuições	378.569	241.541	1.146.169	1.022.562
Imposto de renda e contribuição social	0	0	0	0
Contratos onerosos	0	0	62.711	120.660
Remuneração aos acionistas	2.486.778	1.110.416	2.490.668	1.154.836
Obrigações com pessoal	483.779	213.767	1.065.114	1.634.933
Obrigações de ressarcimento	0	0	55.517	0
Benefício pós-emprego	993	0	289.840	292.990
Provisões para litígios	1.719.453	1.993.061	1.791.088	2.290.873
Encargos setoriais	105.352	0	820.067	765.619
Obrigações da Lei 14.182/2021	814.819	0	2.916.199	2.161.176
Devoluções RGR	492.276	439.974	492.276	439.974
Arrendamentos	8.429	10.959	26.861	44.020
Instrumentos financeiros derivativos	824.125	0	1.175.652	0
Outros	458.746	89.312	1.105.095	948.907
	19.681.404	**13.751.504**	**31.435.915**	**26.885.327**
Passivos associados a ativos mantidos para venda	0	0	194.454	274.464
	19.681.404	13.751.504	31.630.369	27.159.791
PASSIVO NÃO CIRCULANTE				
Empréstimos, financiamentos e debêntures	40.926.187	27.474.928	62.810.702	48.569.496
Fornecedores	0	0	7.959	0
Provisões para litígios	15.658.437	15.598.552	21.583.395	24.250.819
Benefício pós-emprego	418.586	859.753	3.416.381	5.293.808
Obrigações da Lei 14.182/2021	11.111.765	0	39.105.924	37.358.230
Devoluções RGR	439.974	879.947	439.974	879.947
Contratos onerosos	0	0	621.725	950.468
Obrigações de ressarcimento	0	0	15.286	0
Arrendamentos	79.994	24.972	155.722	172.727

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Concessões a pagar - Uso do bem Público	38.175	0	543.867	566.172
Adiantamentos para futuro aumento de capital	108.938	98.252	108.938	98.252
Instrumentos financeiros derivativos	2.283	645.302	2.283	657.514
Encargos setoriais	744.833	0	942.348	432.341
Impostos e Contribuições	103.682	0	372.488	574.781
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.566.835	440.834	4.287.021	5.721.830
Outros	739.459	251.567	1.827.171	1.906.834
	71.939.148	**46.274.107**	**136.241.184**	**127.433.219**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Capital social	70.099.826	70.099.826	70.099.826	70.099.826
Gastos com emissão de ações	-108.186	-108.186	-108.186	-108.186
Reservas de capital e Instrumentos Patrimoniais Outorgados	13.910.768	13.889.339	13.910.768	13.889.339
Ações em tesouraria	-2.223.011	-2.114.256	-2.223.011	-2.114.256
Reservas de lucros	43.905.041	37.536.595	43.905.041	37.536.595
Dividendo adicional proposto	1.535.196	216.114	1.535.196	216.114
Lucros acumulados	0	0	0	0
Outros resultados abrangentes acumulados	-5.256.409	-7.186.060	-5.256.409	-7.186.060
Valores reconhecidos em ORA classificados como mantidos para venda	0	0	0	0
Participação de acionistas controladores	**121.863.225**	**112.333.372**	**121.863.225**	**112.333.372**
Participação de acionistas não controladores	0	0	136.551	131.272
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**121.863.225**	**112.333.372**	**121.999.776**	**112.464.644**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**213.483.777**	**172.358.983**	**289.871.330**	**267.057.654**

Tabela 34 - Demonstração de Resultados (R$ Mil)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
OPERAÇÕES CONTINUADAS				
Receita operacional líquida	6.328.755	109.424	40.181.552	37.158.908
Custos operacionais	-4.583.697	-99	-22.143.030	-18.673.499
RESULTADO BRUTO	**1.745.058**	**109.325**	**18.038.522**	**18.485.409**
Despesas operacionais	-1.822.037	-912.679	-4.559.135	-7.456.137
Remensurações regulatórias - Contratos de transmissão	2.229.490	0	6.129.771	-12.144
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	**2.152.511**	**-803.354**	**19.609.158**	**11.017.128**
RESULTADO FINANCEIRO	**-4.386.422**	**-3.507.163**	**-11.628.120**	**-12.002.121**
Receitas de juros, multas, comissões e taxas	832.164	832.301	138.666	153.458
Receita de aplicações financeiras	1.438.836	911.903	2.937.517	2.862.488
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	2.532	1.139	119.500	165.978
Outras receitas financeiras	151.194	421.533	223.898	479.159
(-) Tributos sobre receitas financeiras	-152.820	-472.511	-267.782	-578.163
Receitas financeiras	**2.271.906**	**1.694.365**	**3.151.799**	**3.082.920**
Encargos de dívidas	-3.342.854	-2.323.089	-6.117.463	-6.463.585
Encargos de obrigações com CDE	-362.827	0	-2.484.198	-2.292.321
Encargos de revitalização de bacias hidrográficas	-45.170	0	-339.854	-355.430
Outras despesas financeiras	-903.474	-474.439	-1.198.578	-1.109.907
Despesas financeiras	**-4.654.325**	**-2.797.528**	**-10.140.093**	**-10.221.243**
Atualizações monetárias – CDE	-213.976	0	-1.604.680	-1.384.392
Atualizações monetárias – bacias hidrográficas	-35.306	0	-288.081	-331.760
Atualizações monetárias	-662.794	-1.639.859	-778.157	-1.795.913
Variações cambiais	28.022	104.065	-28.821	169.904
Variação do valor justo de dívida protegida (hedge) líquida do derivativo	-1.119.949	-868.206	-1.566.482	-908.381
Variação de instrumento financeiro derivativo não ligado a proteção de dívida	0	0	-373.605	-613.256
Itens financeiros, líquidos	**-2.004.003**	**-2.404.000**	**-4.639.826**	**-4.863.798**
	-4.386.422	**-3.507.163**	**-11.628.120**	**-12.002.121**
	TRUE	*TRUE*	*TRUE*	*TRUE*
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	**-2.233.911**	**-4.310.517**	**7.981.038**	**-984.993**
Resultado das participações societárias	10.762.871	9.172.949	2.503.205	2.062.090
Outras receitas e despesas	138.690	18.748	136.540	651.280

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DOS TRIBUTOS	8.667.650	4.881.180	**10.620.783**	**1.728.377**
Imposto de renda e contribuição social correntes	0	608	-717.909	-512.503
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.710.472	0	477.879	3.511.001
LUCRO LÍQUIDO DAS OPERAÇÕES CONTINUADAS	**10.378.122**	**4.881.788**	**10.380.754**	**4.726.875**
Parcela atribuida aos controladores	10.378.122	4.881.788	10.378.122	4.881.788
Parcela atribuida aos não controladores	0	0	2.632	-154.913
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DA OPERAÇÃO DESCONTINUADA	0	-332.014	0	-332.014
Parcela Atribuida aos Controladores	0	-332.014	0	-332.014
Parcela Atribuida aos Não Controladores	0	0	0	0
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**10.378.122**	**4.549.774**	**10.380.753**	**4.394.861**
Parcela Atribuida aos Controladores	10.378.122	4.549.774	10.378.122	4.549.774
Parcela Atribuida aos Não Controladores	0	0	2.632	-154.913
RESULTADO POR AÇÃO				
Resultado por ação - básico (ON)	4,56	2,12	4,56	2,12
Resultado por ação - básico (PN)	5,02	2,34	5,02	2,34
Resultado por ação - diluído (ON)	4,50	2,10	4,50	2,10
Resultado por ação - diluído (PN)	4,95	2,31	4,95	2,31

Tabela 35 - Demonstração do Fluxo de Caixa (R$ Mil)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Resultado do período antes do imposto de renda e da contribuição social	**8.667.650**	**4.549.166**	**10.620.784**	**1.396.363**
Ajustes para reconciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações:				
Depreciação e amortização	365.691	37.213	3.987.775	3.621.342
Variações cambiais e monetárias líquidas	884.054	1.535.795	2.699.739	3.342.161
Encargos financeiros	1.479.851	578.885	5.865.332	6.095.390
Resultado da equivalência patrimonial	-10.762.871	-9.172.949	-2.503.207	-2.062.090
Outras receitas e despesas	-138.690	-18.748	-136.540	-651.280
Receitas da transmissão	-3.927.138	0	-19.292.579	-17.432.037
Custo de construção - transmissão	1.145.373	0	4.286.914	3.291.132
Remensurações regulatórias - Contratos de transmissão	-2.229.490	0	-6.129.771	12.144
Provisões (reversões) operacionais	-15.097	-1.148.011	-180.019	2.481.054
Baixas de imobilizado e intangível	95.193	0	157.248	632.441
Resultado da dívida protegida (hedge) e derivativos	1.119.949	868.206	1.940.087	1.521.637
Outras	1.356.943	559.889	1.557.887	637.869
	-10.626.232	-6.759.720	-7.747.134	1.489.763
(Acréscimos)/decréscimos nos ativos operacionais				
Clientes	-91.676	1.340	1.111.674	-927.096
Direito de ressarcimento	715.010	459.642	752.350	473.496
Outros	-656.660	-53.392	673.834	109.683
	-33.326	407.590	2.537.858	-343.917
Acréscimos/(decréscimos) nos passivos operacionais				
Fornecedores	575.010	-821.070	-614.240	-526.425
Adiantamentos	0	-3.243	0	-162.275
Obrigações com pessoal	63.932	47.430	-775.899	-813.498
Encargos setoriais	651.238	0	365.508	-280.680
Outros	423.719	-151.856	-605.675	217.985
	1.713.899	-928.739	-1.630.306	-1.564.893
Pagamento de encargos financeiros	-4.113.742	-2.430.785	-6.650.869	-5.512.449
Recebimento da receita anual permitida - RAP	3.531.148	0	19.248.186	18.287.910
Recebimento de encargos financeiros de controladas	784.913	869.712	0	0
Recebimento de remuneração de investimentos em participações societárias	4.412.838	6.792.347	1.506.336	1.329.703
Pagamento de litígios	-2.932.649	-1.351.125	-3.776.063	-2.672.962
Cauções e depósitos vinculados	164.738	-231.059	195.871	-733.354
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	-73.214	-164.735	-1.488.382	-2.930.778
Pagamento de previdência complementar	-49.120	-14.909	-430.698	-510.048
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais das operações descontinuadas	0	0	0	0
Caixa líquido proveniente das (usado nas) atividades operacionais	**1.446.903**	**737.743**	**12.385.583**	**8.235.338**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Empréstimos e financiamentos obtidos e debêntures obtidas	17.246.220	7.000.000	29.965.839	11.821.045
Pagamento de empréstimos e financiamentos e debêntures - principal	-12.412.729	-8.235.969	-16.009.832	-13.763.329
Pagamento de remuneração aos acionistas	-1.296.222	-864.192	-1.307.858	-864.192
Pagamento aos acionistas dissidentes - incorporação de ações	0	-212	0	-226.057
Recompra de ações	-115.099	-1.967.218	-115.099	-1.967.218
Pagamento de obrigações com CDE e revitalização de bacias - principal	0	0	-1.974.965	-1.433.816
Pagamento de arrendamentos - principal	-31.101	-7.916	-757.196	-765.525
Caixa Restrito	0	0	0	0
Outros	0	0	0	443.961
Caixa líquido proveniente das atividades de financiamento	**3.391.069**	**-4.075.507**	**9.800.889**	**-6.755.131**
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	0	0	0	0
Recebimento de empréstimos e financiamentos	5.128.284	2.014.687	12.675	982.425
Recebimento de encargos financeiros	57.665	172.457	57.665	172.457
Aquisição de ativo imobilizado	-461.441	-6.776	-3.099.474	-3.862.770
Aquisição de ativo intangível	-230.905	-62.044	-425.891	-258.371
Caixa restrito	129.707	0	-691.526	0
Resgates / (aplicações) financeiras (TVM)	-1.162.785	442.060	-3.064.434	3.143.232
Recebimento de encargos (TVM)	245.654	692.097	529.802	4.066.478
Aquisição de debêntures	0	-450.000	0	-450.000
Infraestrutura da transmissão - ativo contratual	-1.145.373	0	-4.286.914	-3.269.358
Aquisição/aporte de capital em participações societárias	-176.643	-2.108	-176.643	-1.439.478
Alienação de investimentos em participações societárias	2.449.160	355.941	2.449.160	907.004
Caixa líquido na incorporação de controladas	1.018.193	0	0	0
Caixa líquido na aquisição de controle de investidas	0	0	0	0
Outros	0	0	35.259	-116.617
Caixa líquido proveniente das atividades de investimento das operações descontinuadas	0	952.036	0	952.036
Caixa líquido proveniente das (usado nas) atividades de investimento	**5.851.516**	**4.108.350**	**-8.660.321**	**827.038**
Acréscimo no caixa e equivalentes de caixa	**10.689.488**	**770.586**	**13.526.151**	**2.307.245**
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	5.698.457	4.927.871	13.046.371	10.739.126
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	16.387.945	5.698.457	26.572.522	13.046.371
	10.689.488	**770.586**	**13.526.151**	**2.307.245**

10.2. 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 termoelétrico 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. A transação já teve boa parte de suas condições precedentes atendidas e aguarda a conclusão das condições remanescentes para fechamento.

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 Companhia[1]. 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 07 de outubro de 2024. A Eletrobras já vem recebendo os pagamentos dos novos CERs diretamente da CCEE, incluindo os recebimentos retroativos até o dia 13 de Junho de 2024, data de início de suprimento da energia prevista nos CERs.

10.3. Anexo 3 - Nota sobre a Incorporação de Furnas

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 incluídas consolidadas em Furnas.

Para as comparações entre o 4T24 e o 4T23, considerou-se para o 4T23, por simplificação, a soma da holding Eletrobras e 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, Jaraqui, Tambaqui, Cristiano Rocha, Manauara e Ponta Negra.

10.4. Anexo 4 - EBITDA IFRS

Tabela 37 - EBITDA IFRS Ajustado (R$ Mil)

	4T24	4T23	%	3T24	%	12M24	12M23	%
Resultado do Exercício	1.112	893	24,5	7.195	-84,5	10.381	4.395	136,2
+ Resultado da Operação Descontinuada	0	0	0,0	0	0,0	0	332	-100,0
Resultado do Exercício, operação Continuada	1.112	893	24,5	7.195	-84,5	10.381	4.727	119,6
+ Provisão Imposto de Renda e Contribuição Social	-48	-3.265	-98,5	1.186	-104,0	240	-2.998	-108,0
+ Resultado Financeiro	2.930	2.527	16,0	2.788	5,1	11.628	12.002	-3,1
+ Amortização e Depreciação	1.033	899	14,9	990	4,3	3.988	3.621	10,1
EBITDA	**5.027**	**1.055**	**376,7**	**12.159**	**-58,7**	**26.237**	**17.352**	**51,2**
Ajustes Receitas	0	0	0,0	0	0,0	0	-12	-100,0
Ajustes Custos e Despesas	292	-485	-160,3	313	-6,6	809	863	-6,3
Ajustes Provisões	-552	3.027	-118,2	-480	15,1	-1.421	1.711	-183,0
Ajustes Outras Receitas e Despesas	-95	209	-145,6	-28	237,2	-137	-651	-79,0
EBITDA IFRS Ajustado	**4.672**	**3.805**	**22,8**	**11.964**	**-60,9**	**25.488**	**19.262**	**32,3**

10.5. Anexo 5 - 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 a abertura da PA definida pela ANEEL para o ciclo 2024/2025 na Resolução Homologatória 3.348/2024, no âmbito do Reajuste Anual da RAP do ciclo 2024/2025. Adicionalmente, é apresentado para os ciclos tarifários seguintes (2025/2026 a 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 2024/2025.

Tabela 38 - Parcela de Ajuste (PA) - Resolução Homologatória 3.348/2024 (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**	**480**	**480**	**480**	**628**
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**	**349**	**349**	**349**	**1.395**
Reforços e Melhorias com RAP Prévia	50	50	50	50	201
Reforços e Melhorias sem RAP Prévia	299	299	299	299	1.194
PA Outros Ajustes - RTP 2023 (5)	**26**				**26**
PA Anuidade Melhorias (6)	**131**	**131**	**131**	**131**	**524**
PA Reajuste Anual da RAP ciclo 2024/2025 (II)	**-627**	**0**	**0**	**0**	**-627**
PA Apuração (7)	-623				-623
PA Autorizações de Reforços de Pequeno Porte sem RAP (8)	5				5
PA Outros Ajustes	-9				-9
PA TOTAL - Contratos de Concessão Prorrogados (I + II)	**-1.438**	**480**	**480**	**480**	**1**

Contratos de Concessão Licitados					
PA Revisão Periódica da RAP (III) (9)	**19**	**15**	**10**	**6**	**49**
PA Reajuste Anual da RAP ciclo 2024/2025 (IV)	**-110**	**0**	**0**	**0**	**-110**
PA Apuração (7)	-112				-112
PA Autorizações de Reforços de Pequeno Porte sem RAP prévia (8)	2				2
PA Outros Ajustes	0				0
PA TOTAL - Contratos de Concessão Licitados (III + IV)	**-91**	**15**	**10**	**6**	**-61**

(1) 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.
(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.
(3) Inclui anuidades (adiantamentos financeiros) para execução de Melhorias de Pequeno Porte referente ao ciclo 2023-2024.

(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 dos 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.
(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.
(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
(7) PA Apuração: compensa as diferenças oriundas do déficit ou superávit de arrecadação que ocorre na contabilização realizada pelo ONS.
(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.
(9) Considera apenas a PA da Revisão homologada pela ANEEL para os contratos de concessão Licitados que passaram por revisão até o ano de 2024.

10.6. 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 39 - Receita Bruta 4T24 (R$ mm)

	4T24						
	Eletrobras Holding	Chesf	Eletronorte	CGT Eletrosul	Total	Eliminação	Consolidado IFRS
Suprimento	2.933	163	2.012	258	**5.367**	-187	5.180
Fornecimento	204	79	395	15	**693**	0	693
CCEE	156	351	847	15	**1.368**	0	1.368
Receita de operação e manutenção	259	480	6	0	**745**	0	**745**
Receitas de Geração	**3.552**	**1.073**	**3.260**	**288**	**8.173**	**-187**	**7.986**
Itens não recorrentes – Ajustes	0	0	0	0	0	0	0
Receita Geração Ajustada	**3.552**	**1.073**	**3.260**	**288**	**8.173**	**-187**	**7.986**

Tabela 40 - Receita Bruta 4T23 (R$ mm)

	4T23						
	Eletrobras + Furnas e Outros	Chesf	Eletronorte	CGT Eletrosul	Total	Eliminação	Consolidado IFRS
Suprimento	2.271	155	2.102	400	4.929	-69	4.860
Fornecimento	340	225	369	0	934	0	934
CCEE	113	92	172	11	387	0	387
Receita de operação e manutenção	355	677	8	0	1.040	0	1.040
Receitas de Geração	**3.079**	**1.149**	**2.652**	**411**	**7.291**	**-69**	**7.221**
Itens não recorrentes – Ajustes	0	0	0	0	0	0	0
Receita Geração Ajustada	**3.079**	**1.149**	**2.652**	**411**	**7.291**	**-69**	**7.221**

10.7. Anexo 7 - Receita Societária de Transmissão

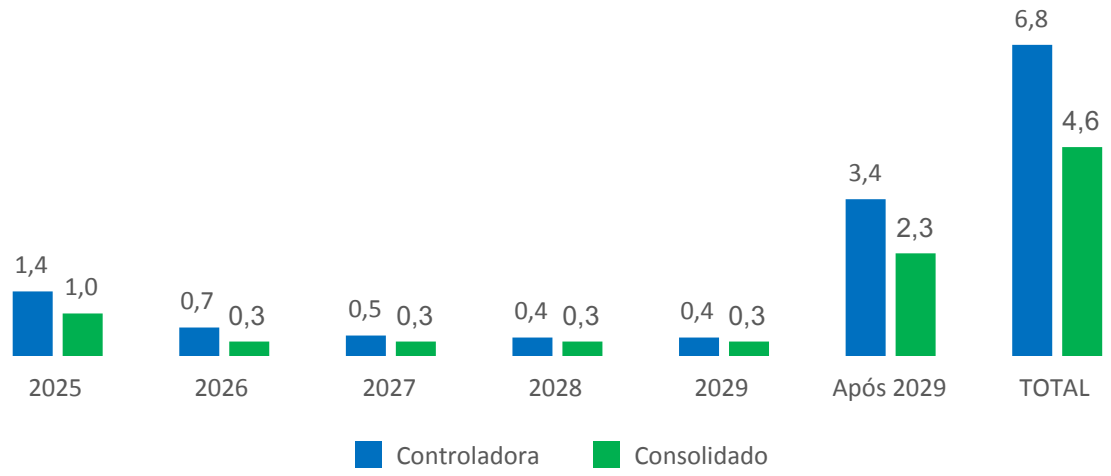
A receita societária de transmissão foi de R$ 5.773 milhões no 4T24, aumento de 27% em relação ao 4T23, com destaque para os aumentos de R$ 539 milhões na receita de Construção, R$ 537 milhões na receita Contratual e R$ 139 milhões na receita de O&M. A receita de O&M está associada à operação e manutenção 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 41 - Receita Operacional de Transmissão (R$ mm)

	4T24	4T23	%	3T24	%	12M24	12M23	%
Receitas de Transmissão	**5.773**	**4.558**	**27**	**4.566**	**26**	**19.293**	**17.432**	**11**
Receita de operação e manutenção	1.863	1.723	8	1.906	-2	7.725	7.335	5
Receita de Construção	1.811	1.272	42	1.044	73	4.162	2.961	41
Receita Contratual – Transmissão	2.099	1.562	34	1.616	30	7.405	7.136	4
Itens não recorrentes – Ajustes	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Receita Operacional de Transmissão Ajustada	**5.773**	**4.558**	**27**	**4.566**	**26**	**19.293**	**17.432**	**11**

10.8. Anexo 8 - Financiamentos e empréstimos concedidos (Recebíveis)

Gráfico 10 - Recebíveis (R$ bilhões)



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

10.9. Anexo 9 - Conciliação IFRS X Regulatório

Tabela 40 - Conciliação IFRS X Regulatório (R$ Mil)

	Resultado CVM - Societário	Resultado Regulatório	Diferenças	Resultado CVM - Societário	Resultado Regulatório	Diferenças
	31/12/2024	31/12/2024		31/12/2023	31/12/2023	
RECEITAS OPERACIONAIS						
Geração						
Suprimento	18.811.949	19.410.072	-598.123	17.030.455	17.030.455	0
Fornecimento	2.941.312	2.941.312	0	3.853.830	3.853.830	0
CCEE	3.278.465	3.278.465	0	1.680.285	1.680.285	0
Receita de operação e manutenção	3.063.896	3.063.896	0	4.052.072	4.052.072	0
Receita de construção de Usinas	0	0	0	0	0	0
Atualizações da taxa de retorno - Geração	0	0	0	0	0	0
Repasse Itaipu	0	0	0	0	0	0
Transmissão						
Receita de operação e manutenção - Linhas Renovadas	0	0	0	0	0	0
Receita de operação e manutenção	7.725.358	7.725.358	0	7.335.165	7.335.165	0
Financeira - Retorno do Investimento - RBSE	0	0	0	0	0	0
Receita de construção	4.161.735	0	4.161.735	2.960.792	0	2.960.792
Receita contratual - Transmissão	7.405.486	0	7.405.486	7.136.080	0	7.136.080
Disponibilidade Do Sistema De Transmissão (Rap)	0	11.524.659	-11.524.659	0	10.914.552	-10.914.552
Outras receitas	337.166	335.343	1.823	426.427	426.427	0
Deduções						
(-) Encargos setoriais	-2.484.234	-2.484.234	0	-2.348.976	-2.348.976	0
(-) ICMS	-761.342	-761.342	0	-1.053.742	-1.053.742	0
(-) PASEP e COFINS	-4.295.000	-4.295.000	0	-3.906.818	-3.906.818	0
(-) Outras Deduções	-3.239	-3.239	0	-6.662	-6.662	0
Receita operacional líquida	**40.181.552**	**40.735.290**	**-553.738**	**37.158.908**	**37.976.588**	**-817.680**
CUSTOS OPERACIONAIS						
Pessoal, Material e Serviços	-2.879.221	-2.878.195	-1.026	-3.356.356	-3.356.356	0
Energia comprada para revenda	-5.068.123	-5.770.265	702.142	-3.028.226	-3.745.460	717.234
Encargos sobre uso da rede elétrica	-3.954.730	-3.954.730	0	-3.482.126	-3.488.981	6.855

Tabela 40 - Conciliação IFRS X Regulatório (R$ Mil)

	Resultado CVM - Societário	Resultado Regulatório	Diferenças	Resultado CVM - Societário	Resultado Regulatório	Diferenças
Combustível para produção de energia elétrica	-1.991.855	-1.991.855	0	-2.042.867	-2.042.867	0
Construção	-4.286.914	0	-4.286.914	-3.291.132	0	-3.291.132
Depreciação	-1.770.624	-3.211.221	1.440.597	-1.776.909	-3.724.920	1.948.011
Amortização	-1.946.844	-1.961.457	14.613	-1.610.698	-1.615.868	5.170
Provisões operacionais	0	0	0	0	0	0
Outros Custos	-244.719	-244.719	0	-85.185	-92.810	7.625
Custos operacionais	**-22.143.030**	**-20.012.442**	-2.130.588	**-18.673.499**	**-18.067.262**	-606.237
RESULTADO BRUTO	**18.038.522**	**20.722.848**	**-2.684.326**	**18.485.409**	**19.909.326**	**-1.423.917**
DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal, Material e Serviços	-3.332.559	-3.397.251	64.692	-3.496.049	-3.496.050	1
Programa de Demissão Voluntária	-226.815	-226.815	0	-544.609	-544.609	0
Remuneração e ressarcimento	0	0	0	0	0	0
Depreciação	-189.801	-557.024	367.223	-204.932	-199.159	-5.773
Amortização	-80.506	-308.793	228.287	-28.803	-28.803	0
Doações e contribuições	-145.085	-145.085	0	-111.101	-111.101	0
Provisões/Reversões operacionais	180.019	695.418	-515.399	-2.481.054	-2.456.664	-24.390
Outras despesas	-764.388	-773.919	9.531	-589.589	-573.516	-16.073
Despesas operacionais	**-4.559.135**	**-4.713.469**	154.334	**-7.456.137**	**-7.409.902**	-46.235
Remensurações regulatórias - Contratos de transmissão	0	0	0	0	0	0
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	**13.479.387**	**16.009.379**	**-2.529.992**	**11.029.272**	**12.499.424**	**-1.470.152**
RESULTADO FINANCEIRO	-11.628.121	-12.318.591	**690.470**	-12.002.121	-11.583.590	**-418.531**
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	**1.851.266**	**3.690.788**	**-1.839.522**	**-972.849**	**915.834**	**-1.888.683**
Resultado das participações societárias	2.503.207	2.050.730	**452.477**	2.062.090	1.565.475	**496.615**
Outras receitas e despesas	136.540	136.540	0	651.280	823.864	-172.584
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DOS TRIBUTOS	**4.491.013**	**5.878.058**	**-1.387.045**	**1.740.521**	**3.305.174**	**-1.564.653**

Tabela 40 - Conciliação IFRS X Regulatório (R$ Mil)

	Resultado CVM - Societário	Resultado Regulatório	Diferenças	Resultado CVM - Societário	Resultado Regulatório	Diferenças
Imposto de renda e contribuição social correntes	-717.909	-717.909	0	-512.503	-512.504	1
Imposto de renda e contribuição social diferidos	477.879	1.881.521	-1.403.642	3.511.001	3.337.515	173.486
LUCRO LÍQUIDO DAS OPERAÇÕES CONTINUADAS	**4.250.983**	**7.041.670**	**-2.790.687**	**4.739.019**	**6.130.185**	**-1.391.166**
			0			0
Parcela atribuida aos controladores	10.378.122	7.040.475	3.337.647	4.881.788	6.285.044	-1.403.256
Parcela atribuida aos não controladores	2.632	1.195	1.437	-154.913	-154.859	-54
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DA OPERAÇÃO DESCONTINUADA	0	0	0	0	0	0
Parcela Atribuida aos Controladores	0	0	0	-332.014	0	-332.014
Parcela Atribuida aos Não Controladores	0	0	0	0	986.785	-986.785
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	**4.250.983**	**7.041.670**	**-2.790.687**	**4.739.019**	**6.130.185**	**-1.391.166**
Parcela Atribuida aos Controladores	10.378.122	7.040.475	3.337.647	4.549.774	5.953.030	-1.403.256
Parcela Atribuida aos Não Controladores	2.632	1.195	1.437	-154.913	-154.859	-54

Eletrobras

Relações com Investidores

ri@eletrobras.com

www.eletrobras.com

ELET B3 LISTED N1 | FBR & FBR B LISTED NYSE | ISE B3 | ICO2 B3 | Pacto Global Rede Brasileira | IDIVERSA B3