


GRUPO

equatorial
ENERGIA



Release de
Resultados
4T24

EQTL
B3 LISTED NM



Brasília, 26 de março de 2025 – A Equatorial S.A., *holding multi-utilities*, com atuação nos segmentos de Distribuição, Transmissão, Geração, Comercialização, Serviços, Saneamento e Telecom (B3: EQTL3; USOTC: EQUJY), anuncia os resultados do quarto trimestre de 2024 (4T24) e acumulado 2024.

EBITDA Consolidado Ajustado cresce 16,2%, R\$ 3,2 bilhões no período (vs. 4T23)

Melhoria dos níveis de perdas e enquadramento da CEA no limite regulatório são destaques do trimestre.

- **Perdas totais consolidadas** enquadradas no nível regulatório pelo quinto trimestre consecutivo e enquadramento da **CEA** pelo primeiro trimestre no limite regulatório.
- **Equivalência Patrimonial** da **Sabesp** atingiu **R\$ 263 milhões** no trimestre.
- **Qualidade da Operação** – Redução do **DEC**, na visão acumulada 12 meses, em **Goiás** (-2,6h), no **Piauí** (-2,2h), na **CEEE-D** (-1,4h) e no **Maranhão** (-0,6h) versus o 3T24 e enquadramento do **FEC** de **Goiás**.
- **Investimentos consolidados** totalizaram cerca de **R\$ 2,7 bilhões** no 4T24.
- Relação **Dívida Líquida / EBITDA consolidado** na visão *covenant*, encerrou o 4T24 em **3,3x**, em linha com o 4T23.
- **Disponibilidade** do período atingiu **R\$ 13,7 bilhões**, com uma relação **Caixa / Dívida de curto prazo** de **2,2x**.
- Aprovação do aumento de **capital via subscrição privada**, no valor de **R\$ 111 milhões**, em 07/01/2025 em montante equivalente ao Juros sobre Capital declarado em 30/12/24, tendo sido 100% subscrito e integralizado.
- **Lucro societário cresce 51,8%, R\$ 1.503 milhões no período**, impulsionado por ganhos tributários no trimestre em R\$ 837 milhões.
- **Proventos totais declarados de R\$ 987 milhões** (R\$ 0,79 por ação), **75% maior** que o valor declarado em 2024 de **R\$ 516 milhões** (R\$ 0,45 por ação).
- **Aprovação em RCA para renovação das concessões** do **Maranhão** e do **Pará** em **25/03**.
- **Aprovação** do recurso contra o indeferimento da **RTE da Equatorial Piauí de 2019**.

PRINCIPAIS MACROINDICADORES ¹

Destaques Financeiros	4T23	4T24	Δ%	Δ	2023	2024	Δ%	Δ
R\$ milhões								
Receita operacional líquida (ROL)	11.246	12.618	12,2%	1.373	40.985	45.367	10,7%	4.382
EBITDA ajustado (trimestral)	2.757	3.204	16,2%	447	9.812	10.924	11,3%	1.113
<i>Margem EBITDA (%ROL)</i>	<i>24,5%</i>	<i>25,4%</i>	<i>0,9 p.p.</i>		<i>23,9%</i>	<i>24,1%</i>	<i>0,1 p.p.</i>	
EBITDA ajustado (12 meses)	9.812	10.924	11,3%	1.113	9.812	10.924	11,3%	1.113
Lucro líquido ajustado	1.020	1.011	-0,9%	(10)	2.113	2.522	19,4%	409
<i>Margem líquida (%ROL)</i>	<i>9,1%</i>	<i>8,0%</i>	<i>-1,1 p.p.</i>		<i>5,2%</i>	<i>5,6%</i>	<i>0,4 p.p.</i>	
Investimentos	2.638	2.696	2,2%	58	10.893	8.896	-18,3%	(1.997)
Dívida líquida	36.694	42.515	15,9%	5.821	36.694	42.515	15,9%	5.821
Dívida líquida/EBITDA (12m - Covenants)	3,3	3,3	-0,1x		3,3	3,3	-0,1x	
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	2,4	2,2	-0,2x		2,4	2,2	-0,2x	

¹ EBITDA Ajustado líquido de efeitos não-recorrentes e efeito não caixa de VNR, IFRS e MtM.

Sumário

Sumário	3
DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO	5
MARGEM BRUTA AJUSTADA.....	6
CUSTOS E DESPESAS	8
EBITDA.....	10
RESULTADO FINANCEIRO	11
LUCRO LÍQUIDO.....	13
ENDIVIDAMENTO	15
INVESTIMENTOS.....	16
ESG (Environmental, Social and Governance)	17
DISTRIBUIÇÃO.....	18
DESEMPENHO COMERCIAL	18
DESEMPENHO OPERACIONAL	20
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	21
MARGEM BRUTA	21
DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR	22
EBITDA.....	24
EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA	26
RESULTADO FINANCEIRO	27
LUCRO LÍQUIDO.....	27
INVESTIMENTOS.....	27
TRANSMISSÃO	28
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	28
RENOVÁVEIS.....	30
DESEMPENHO OPERACIONAL	30
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	33
SANEAMENTO	36
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL.....	36
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	36
EQUATORIAL SERVIÇOS	38
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	38
SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE	39

AVISO

As declarações sobre eventos futuros estão sujeitas a riscos e incertezas. Tais declarações têm como base crenças e suposições de nossa Administração e informações a que a Companhia atualmente tem acesso. Declarações sobre eventos futuros incluem informações sobre nossas intenções, crenças ou expectativas atuais, assim como aquelas dos membros do Conselho de Administração e Diretores da Companhia. As ressalvas com relação às declarações e informações acerca do futuro também incluem informações sobre resultados operacionais possíveis ou presumidos, bem como declarações que são precedidas, seguidas ou que incluem as palavras “acredita”, “poderá”, “irá”, “continua”, “espera”, “prevê”, “pretende”, “estima” ou expressões semelhantes.

As declarações e informações sobre o futuro não são garantias de desempenho. Elas envolvem riscos, incertezas e suposições porque se referem a eventos futuros, dependendo, portanto, de circunstâncias que poderão ocorrer ou não. Os resultados futuros e a criação de valor para os acionistas poderão diferir de maneira significativa daqueles expressos ou sugeridos pelas declarações com relação ao futuro. Muitos dos fatores que irão determinar estes resultados e valores estão além da capacidade de controle ou previsão da Companhia.

Critérios contábeis adotados:

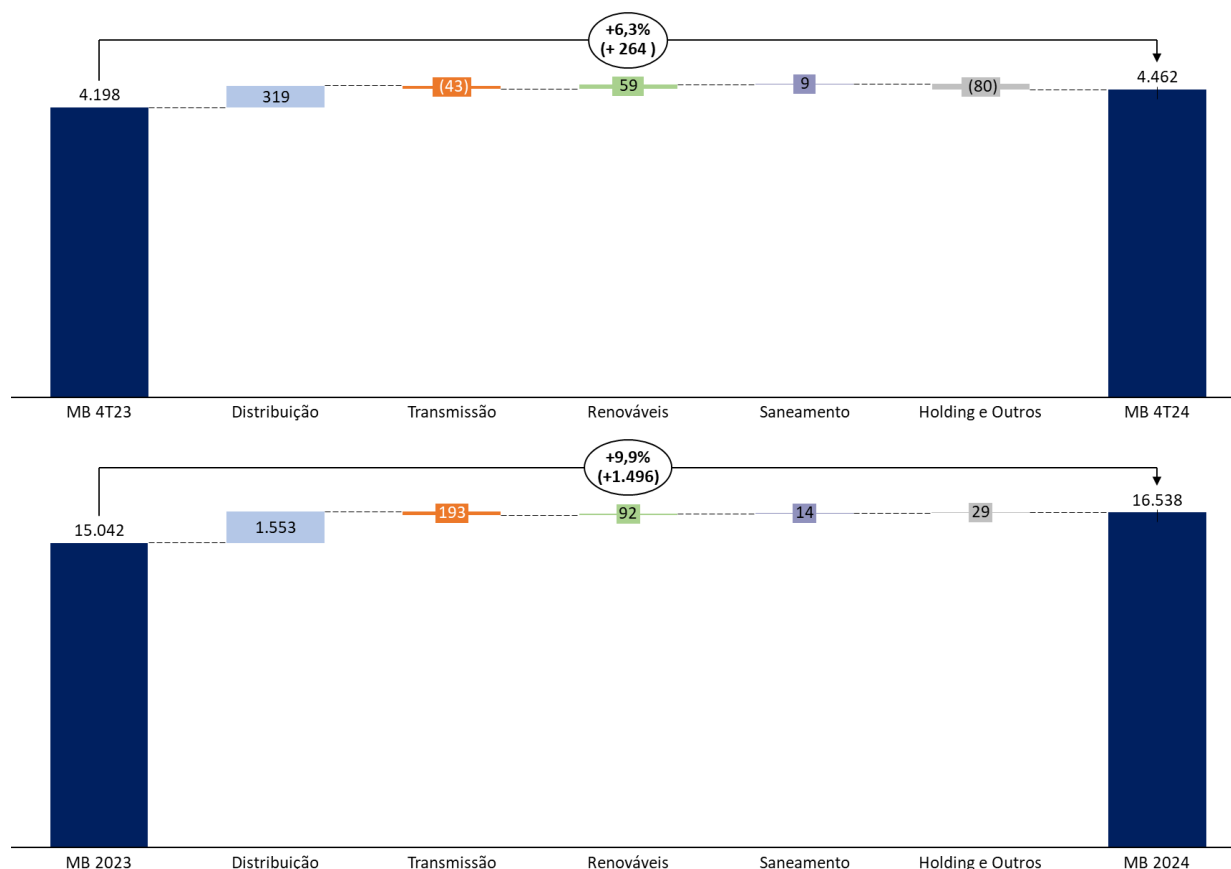
As informações estão apresentadas na forma consolidada e de acordo com os critérios da legislação societária brasileira, a partir de informações financeiras revisadas. As informações financeiras consolidadas apresentadas neste relatório representam 100% do resultado de suas controladas diretas e indiretas e consideram o resultado dos ativos a partir de sua aquisição, exceto quando indicado o contrário para fins de comparabilidade.

As informações operacionais consolidadas representam 100% dos resultados de controladas diretas e indiretas.

DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO ²

Demonstração de Resultado	4T23	4T24	Δ%	Δ	2023	2024	Δ%	Δ
R\$ milhões								
Receita operacional bruta (ROB)	15.247	16.736	9,8%	1.488	54.866	61.506	12,1%	6.640
Receita operacional líquida (ROL)	11.246	12.618	12,2%	1.373	40.985	45.367	10,7%	4.382
Custo de energia elétrica	(7.003)	(8.376)	19,6%	(1.373)	(25.178)	(28.128)	11,7%	(2.950)
Margem Bruta	4.243	4.242	0,0%	(1)	15.807	17.239	9,1%	1.431
Margem Bruta Ajustada	4.198	4.462	6,3%	264	15.042	16.538	9,9%	1.496
Custo e despesas operacionais	(1.520)	(1.487)	-2,1%	32	(5.167)	(5.755)	11,4%	(588)
Outras receitas/despesas operacionais	(296)	176	-159,3%	472	(546)	(90)	-83,5%	456
EBITDA	2.427	2.930	20,7%	503	10.094	11.394	12,9%	1.299
EBITDA Ajustado	2.757	3.204	16,2%	447	9.812	10.924	11,3%	1.113
Depreciação	(512)	(618)	20,6%	(106)	(1.873)	(2.185)	16,7%	(312)
Amortização de ágio	(144)	(143)	-0,8%	1	(573)	(572)	-0,3%	2
Equivalência patrimonial	-	263	N/A	263	-	265	N/A	265
Resultado do serviço (EBIT)	1.771	2.170	22,5%	399	7.647	8.636	12,9%	989
Resultado financeiro	(1.026)	(1.332)	29,8%	(305)	(4.613)	(4.741)	2,8%	(128)
Resultado financeiro ajustado	(1.126)	(1.324)	17,6%	(198)	(4.117)	(4.720)	14,7%	(603)
Lucro antes da tributação (EBT)	744	838	12,6%	94	3.035	3.896	28,4%	861
IR/CSLL	246	665	170,5%	419	(159)	(128)	-19,3%	31
Participações minoritárias	(316)	(239)	-24,3%	77	(801)	(956)	19,4%	(155)
Lucro líquido Ex Minoritários	674	1.264	87,4%	589	2.076	2.812	35,5%	736
Lucro líquido Ajustado	1.020	1.011	-0,9%	(10)	2.113	2.522	19,4%	409
Investimentos	2.638	2.696	2,2%	58	10.893	8.896	-18,3%	(1.997)

² Dados apresentados apresentam divergências com as demonstrações financeiras devido ao seguinte ajuste: Reclassificação gerencial de despesas da transmissão para "Custo de Construção"

MARGEM BRUTA AJUSTADA

De forma consolidada, a Margem Bruta ajustada do grupo Equatorial no 4T24 apresentou um crescimento de 6,3% em comparação ao 4T23, totalizando R\$ 4,5 bilhões, já excluindo os efeitos da receita de construção e os efeitos IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM).

O resultado é explicado principalmente pelo aumento da margem bruta do segmento de Distribuição (R\$ 319 milhões), onde destacam-se os crescimentos da Equatorial Goiás (R\$ 103,8 milhões), da Equatorial Piauí (R\$ 81,1 milhões) e da CEA (R\$ 56,0 milhões), cujas performances serão comentadas na seção de Distribuição do documento, e do segmento de Renováveis (R\$ 59,2 milhões), refletindo a entrada em operação dos projetos solares. Vale ressaltar que a redução da margem no segmento de Transmissão (- R\$ 42,7 milhões) se dá, principalmente, pela venda da INTESA (março/24), que já não é mais consolidada no 4T24, e da SPE 7, que deixou de ser consolidada no mês de dezembro.

Neste trimestre, as variações de crescimento de mercado na distribuição impactaram o resultado positivamente em R\$ 40 milhões, enquanto o aumento de tarifa somou R\$ 247 milhões e o delta perdas adicionou R\$ 112 milhões.

É importante ressaltar que a partir deste trimestre iniciamos o reconhecimento dos valores referentes aos créditos de energia dos consumidores gerados pela geração distribuída. Os créditos gerados pelos consumidores têm um prazo de 60 meses para serem utilizados pelos consumidores e são utilizados para modicidade tarifária nos processos tarifários das distribuidoras. O reconhecimento realizado neste trimestre de R\$ 531,3 milhões é referente tanto aos créditos gerados neste trimestre, valor recorrente, como ao reconhecimento de períodos passados, valor não recorrente.

Na tabela abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes da Margem Bruta abertos por segmento:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	4T24 Total
Receita Operacional	(29)	-	-	-	-	(29)
Desconto Tarifário	(29)	-	-	-	-	(29)
Deduções da receita operacional	31	-	-	-	-	31
Ajustes ICMS e PIS/COFINS	31	-	-	-	-	31
Receita operacional líquida	2	-	-	-	-	2
Custos	444	-	-	-	-	444
Custos de Energia - GD	444	-	-	-	-	444
Margem Bruta	446	-	-	-	-	446

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes do período:

Receita Operacional:

- (i) *Desconto Tarifário (CEA): efeito retroativo de subvenções CDE ajustados no processo tarifário de dezembro.*

Deduções da Receita Operacional:

- (i) *Ajustes ICMS e PIS/COFINS (PA/CEA): Ajustes extemporâneos de ICMS no Pará e efeito referente a neutralidade de créditos de PIS/COFINS ativados no 3T24 na CEA.*

Custo do Serviço de Energia Elétrica:

- (i) *Custos de Energia - GD (Distribuição): Neste trimestre começamos a contabilizar o passivo de energia devida ao consumidor com geração distribuída. Todo o montante retroativo deste reconhecimento foi classificado como não recorrente no trimestre.*

CUSTOS E DESPESAS

Custos Operacionais	4T23	4T24	Δ%	Δ	2023	2024	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Pessoal	300	331	10%	31	1.286	1.244	-3%	(42)
(+) Material	75	70	-6%	(4)	180	225	25%	45
(+) Serviço de terceiros	747	789	6%	42	2.512	2.829	13%	318
(+) Outros	120	283	135%	162	298	699	134%	401
(=) PMSO Reportado	1.243	1.473	18,5%	230	4.276	4.998	16,9%	722
<i>Ajustes</i>	(71)	(239)	239%	(169)	(43)	(318)	635%	(275)
PMSO Ajustado	1.172	1.234	5,3%	62	4.233	4.680	10,6%	447
(+) Provisões	255	252	-1%	(3)	839	947	13%	108
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	22	25	14%	3	53	76	44%	23
(+) Outras receitas/despesas operacionais	296	(176)	-159%	(472)	546	90	-84%	(456)
(+) Depreciação e amortização	512	618	21%	106	1.873	2.185	17%	312
Total	2.258	1.953	-13,5%	(305)	7.543	7.977	5,8%	434
IPCA (12 meses)					4,83%			
IGPM (12 meses)					6,54%			
Custos Operacionais	4T23	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros*	4T24	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Pessoal	300	7	(1)	12	13	331	10,3%	31
(+) Material	75	(1)	(1)	(1)	(2)	70	-5,8%	(4)
(+) Serviço de terceiros	747	82	22	23	(86)	789	5,6%	42
(+) Outros	120	123	(1)	12	28	283	134,7%	162
(=) PMSO Reportado	1.243	212	20	47	(47)	1.473	18,5%	230
<i>Ajustes</i>	(71)	-	-	-	-	(239)	238,9%	(169)
PMSO Ajustado	1.172	82	(2)	35	(53)	1.234	5,3%	62
(+) Provisões	255	(154)	(2)	-	153	252	-1,3%	(3)
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	22	3	-	-	-	25	14,2%	3
(+) Outras receitas/despesas operacionais	296	(271)	(253)	50	2	(176)	-159,3%	(472)
(+) Depreciação e amortização	512	47	-	57	1	618	20,6%	106
Custos e Despesas Reportado	2.328	(163)	(236)	154	109	2.192	-5,8%	(136)
IPCA (12 meses)								4,83%
IGPM (12 meses)								6,54%

*Inclui PPAs e Eliminações

O PMSO Ajustado apresentou um crescimento de 5,3% no comparativo entre trimestres, de R\$ 1.172 milhões para R\$ 1.234 milhões. Ajustando o PMSO em uma visão de mesmos ativos (normalizando os efeitos da INTESA, SPE 7 e dos parques solares da Echoenergia), a variação entre trimestres seria de 4,5% (R\$ 1.162,9 milhões no 4T23 vs R\$ 1.215,0 milhões no 4T24), valor em linha com a inflação do período.

A linha de provisões é afetada principalmente pelos efeitos de atualização de matriz de provisões, pela atualização do prazo de *aging* para baixa integral de faturas e pela variação de PPAs na consolidação do 4T23.

A variação da linha de Outras Receitas/Despesas Operacionais se dá por dois efeitos não recorrentes: (i) a contabilização do ágio da venda da SPE 7, que no trimestre gerou um efeito positivo de R\$ 253 milhões, e (ii) pela baixa de ativos do pipeline da Echoenergia, que gerou um efeito negativo de R\$ 50 milhões.

Como principais efeitos do PMSO Ajustado do trimestre, destacamos:

- (i) Aumento de R\$ 82 milhões no segmento de Distribuição, principalmente pela variação da Equatorial Goiás, que ainda apresenta volatilidade na comparação e terá seu efeito explicado na seção de distribuição;

- (ii) Aumento de R\$ 35 milhões no segmento de renováveis, principalmente nas linhas de Outros e Serviços, resultado da finalização dos parques solares e de manutenções em parques; e
- (iii) Redução de R\$ 53 milhões em Outros, explicado majoritariamente pela variação dos efeitos de eliminações contábeis entre trimestres.

Na tabela abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes dos custos e despesas, abertos por segmento:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	4T24 Total
Custos e Despesas Operacionais	193	22	12	-	13	239
Pessoal	(9)	-	-	-	13	4
Material	6	-	12	-	-	18
Serviços de Terceiros	52	22	-	-	-	73
Outros	144	-	-	-	-	144
Provisões	2	-	-	-	-	2
Custos e Despesas	194	22	12	-	13	241

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes:

Custos e Despesas Operacionais:

Pessoal

- (i) Lançamentos retroativos, ativação de créditos do INSS e atendimento emergencial (MA/CEEE).
- (ii) Bônus de aquisições – Novos Negócios (Holding)

Material

- (iii) Despesas com processo de primarização e ajuste no preço médio de estoques (AL/PA/Echo): aquisição de equipamentos de proteção individual e coletiva decorrente do processo de primarização em Alagoas e no Pará, e ajuste no método de contabilização de estoques da Echoenergia, sem efeito caixa.

Serviços de Terceiros

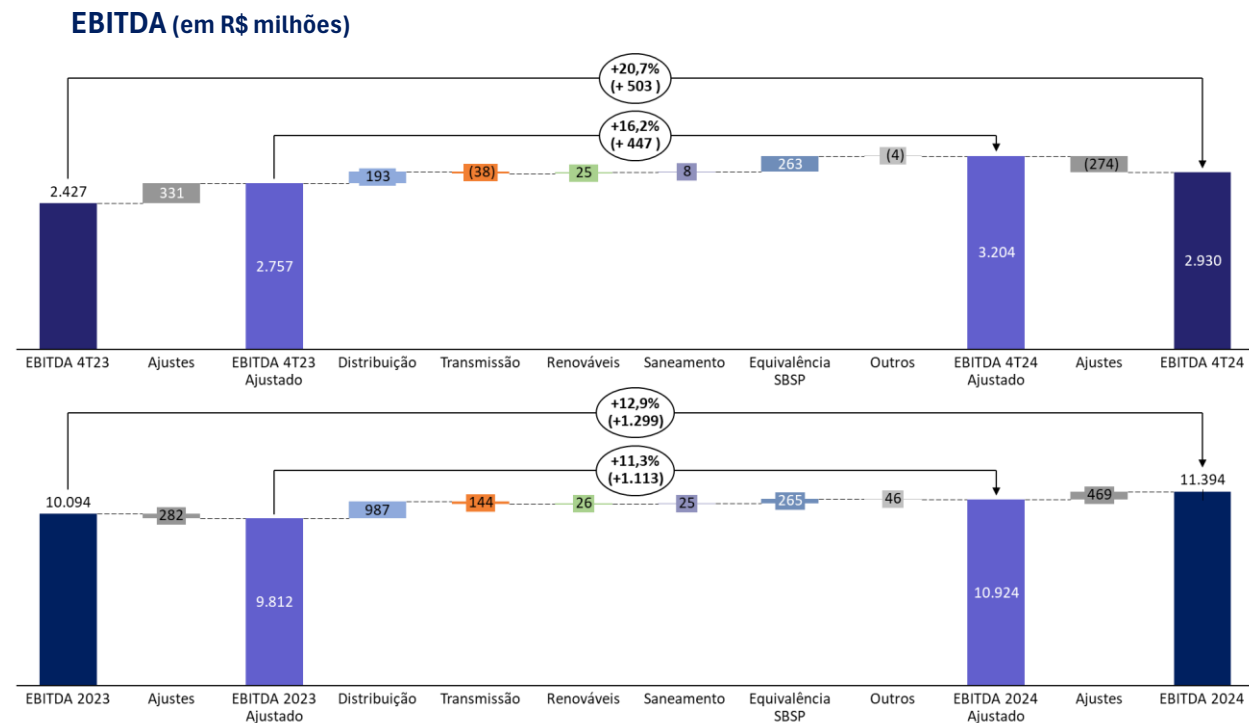
- (i) Lançamentos extemporâneos (MA/PA/PI/CEEE/GO).
- (ii) Despesas com primarização (PA/AL): Consultorias e treinamentos voltados para maturação de equipes primarizadas.
- (iii) Consultorias (MA/GO/Transmissão): Consultorias de planejamento estratégico no Maranhão, Honorários em Goiás e consultoria de M&A na Transmissão (SPE 7).

Outros

- (i) Multas regulatórias e outros efeitos menores.

Os efeitos individuais das distribuidoras podem ser visualizados na tabela de não recorrentes da seção de Distribuição.

EBITDA



O EBITDA reportado da Equatorial atingiu R\$ 2.930 milhões no 4T24, valor 20,7% superior ao 4T23.

Já o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa alcançou R\$ 3.204 milhões, 16,2% superior ao mesmo período do ano anterior, ou R\$ 447 milhões superior, aumento explicado por: (i) Efeito da equivalência patrimonial da SABESP, que no trimestre adicionou R\$ 263 milhões, e (ii) aumento do segmento de distribuição, que no trimestre teve uma variação de R\$ 193 milhões, onde destacamos as variações da Equatorial Piauí (R\$ 76 milhões) e da CEA (R\$ 42 milhões). Importante destacar que o EBITDA do trimestre também é prejudicado pelo efeito da Renda não faturada do trimestre, que atingiu R\$ 98 milhões negativos.

É importante mencionar que o EBITDA ajustado já contempla os ajustes não caixa e IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM).

A seguir apresentamos a conciliação do EBITDA, conforme Instrução CVM 156/22:

EBITDA	4T23	4T24	Δ%	Δ	2023	2024	Δ%	Δ
R\$ milhões								
EBITDA Equatorial Societário	2.427	2.930	20,7%	503	10.094	11.394	12,9%	1.299
Ajustes EBITDA	331	274	-17,1%	(56)	(282)	(469)	66,1%	(187)
Não Recorrentes	400	500	24,9%	100	484	555	14,6%	71
(-) IFRS 9 (Transmissão)	(48)	(60)	25,3%	(12)	(185)	(450)	142,8%	(265)
(-) VNR	(198)	(178)	-10,2%	20	(619)	(603)	-2,5%	16
(-) MtM	176	12	-93,3%	(164)	38	30	-21,3%	(8)
EBITDA Equatorial Ajustado	2.757	3.204	16,2%	447	9.812	10.924	11,3%	1.113
EBITDA Ajustado - Mesmos Ativos	2.712	2.882	6,3%	170	9.559	10.358	8,4%	799
EBITDA Ajustado - Efeito GD Retroativo	2.718	3.204	17,9%	486	9.679	10.924	12,9%	1.245

Os efeitos não-recorrentes que impactaram o EBITDA estão relacionados a seguir.

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	4T24 Total
Margem Bruta	446	-	-	-	-	446
Custos e Despesas	194	22	12	-	13	241
Outras receitas/despesas operacionais	23	(252)	50	-	-	(179)
Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM)	(178)	(60)	-	-	12	(226)
PPAs	-	-	-	-	(8)	(8)
Ajustes EBITDA	486	(290)	62	-	17	274

Os ajustes do EBITDA estão representados nas seções anteriores “Margem Bruta” e “Custos e Despesas”. Para maiores detalhes, ver seção de “Distribuição”.

RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro, líquido	4T23	4T24	Δ%	Δ	2023	2024	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Rendas Financeiras	240	432	79,8%	192	1.059	1.277	20,6%	218
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	104	157	51,7%	54	413	488	18,0%	74
(+) Encargos da dívida	(1.222)	(1.692)	38,4%	(469)	(5.235)	(5.586)	6,7%	(351)
(+) Encargos CVA	(125)	(14)	-88,7%	111	(64)	(90)	39,5%	(25)
(+) AVP - Comercial	(1)	(30)	5045,7%	(30)	38	(7)	-119,6%	(46)
(+) Contingências	(100)	(7)	-93,3%	93	(583)	(210)	-64,0%	373
(+) Outras Receitas / Despesas	78	(178)	-327,6%	(256)	(241)	(613)	154,0%	(372)
Resultado financeiro	(1.026)	(1.332)	29,8%	(305)	(4.612)	(4.741)	2,8%	(128)
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	(61)	(126)	104,9%	(64)	534	(119)	-122,2%	(652)
(-/+ Efeitos Não Caixa	(38)	134	-450,0%	172	(38)	134	-450,0%	172
Resultado financeiro ajustado	(1.126)	(1.324)	17,6%	(198)	(4.079)	(4.859)	19,1%	(781)
Resultado Financeiro líquido	4T23	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros	4T24	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Rendas Financeiras	240	94	14	9	76	432	79,8%	192
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	104	54	-	-	0	157	51,7%	54
(+) Encargos da dívida	(1.222)	(361)	(20)	(72)	(16)	(1.692)	38,4%	(469)
(+) Encargos CVA	(125)	111	-	-	-	(14)	-88,7%	111
(+) AVP - Comercial	(1)	(30)	-	-	-	(30)	5045,7%	(30)
(+) Contingências	(100)	93	-	-	-	(7)	-93,3%	93
(+) Outras Receitas / Despesas	78	79	12	2	(348)	(178)	-327,6%	(256)
Resultado financeiro	(1.026)	39	6	(62)	(289)	(1.332)	29,8%	(305)
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	(61)					(126)		
(-/+ Efeitos Não Caixa	(38)					134		
Resultado financeiro ajustado	(1.126)					(1.324)	17,5%	(198)

É importante mencionar que, na linha de Efeitos não Caixa, destacamos o efeito da atualização da opção de compra sobre a participação via ações preferenciais na Equatorial Distribuição. Este efeito está sendo ajustado de maneira similar aos efeitos não recorrentes e o ajuste já foi mapeado no 4T23.

Abaixo as explicações dos efeitos não recorrentes:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	4T24 Total
Receitas Financeiras	(107)	-	-	-	-	(107)
Lançamentos retroativos	(103)	-	-	-	-	(103)
Reversão de PIS/COFINS	(4)	-	-	-	-	(4)
Despesas Financeiras	(19)	-	-	-	-	(19)
Atualização de Contingências	(24)	-	-	-	-	(24)
Descontos Concedidos em renegociações	29	-	-	-	-	29
Acréscimos Moratórios	(24)	-	-	-	-	(24)
Resultado Financeiro	(126)	-	-	-	-	(126)
Não Caixa	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	4T24 Total
Atualização PNs	-	-	-	-	134	134

Receitas Financeiras

- (i) Lançamentos Retroativos (PA/PI/CEEE/GO): Lançamentos referentes a tributos de outros períodos.
- (ii) Reversão de PIS/COFINS (CEA).

Despesas Financeiras

- (iii) Atualização de Contingências (GO): efeito referente a atualização de valores de contingências regulatórias.
- (iv) Descontos Concedidos em Renegociações (GO): Descontos voltados para negociações com clientes.
- (v) Acréscimos Moratórios (CEEE): ajuste referente a negociações realizadas com clientes.

De forma consolidada, o resultado financeiro reportado da Companhia atingiu R\$ 1.332 milhões negativos contra R\$ 1.026 milhões negativos no 4T23, enquanto resultado financeiro ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa no 4T24 foi de R\$ 1.324 milhões negativos, 17,5% maior em relação ao 4T23. Os encargos da dívida no trimestre são explicados principalmente pelo aumento da dívida bruta no período (+ R\$ 9,4 bilhões vs 4T23) e refletem o financiamento para aquisição da participação de 15% da SABESP e os investimentos realizados no segmento de Distribuição e Renováveis.

É importante comentar que o resultado do trimestre tem um impacto de R\$ 14,7 milhões referentes a atualização dos créditos de GD pelo PMIX atual das distribuidoras.

LUCRO LÍQUIDO

De forma consolidada, o lucro líquido do período foi de R\$ 1.503 milhões, enquanto o lucro líquido ajustado do período foi de R\$ 1.011 milhões, R\$ 10 milhões menor que o mesmo período do ano anterior.

Lucro Líquido Consolidado (R\$ Milhões)	4T23	4T24	Δ%	Δ	2023	2024	Δ%	Δ
Distribuição	838	826	-1,5%	(13)	2.646	3.514	32,8%	868
Transmissão	130	341	161,7%	211	411	818	98,9%	407
Intesa	(7)	-	-100,0%	7	48	3	-93,4%	(45)
Echoenergia	101	88	-12,7%	(13)	67	97	43,7%	30
Echo Crescimento	(7)	(105)	1344,1%	(98)	(1)	(167)	16678,0%	(166)
Serviços	(127)	(0)	-100,0%	127	(25)	(15)	-41,5%	11
CSA	(63)	(52)	-17,5%	11	(234)	(202)	-13,7%	32
PPAS	216	15	-93,1%	(201)	913	136	-85,1%	(777)
Holding + outros	(92)	390	-525,1%	482	(950)	(418)	-56,0%	532
(=) Lucro Líquido	990	1.503	51,8%	513	2.876	3.768	31,0%	892
Ajustes Totais	30	(492)	-1720,7%	(522)	(763)	(1.246)	63,2%	(482)
Ajustes Distribuição	342	(292)	-185,4%	(634)	491	(427)	-187,1%	(918)
Ajustes Transmissão	3	(231)	-8640,3%	(233)	3	(201)	-7545,6%	(204)
Ajustes Renováveis	-	62	N/A	62	7	62	749,1%	55
Ajustes Saneamento	7	-	-100,0%	(7)	7	-	-100,0%	(7)
Ajustes Serviços	-	-	N/A	-	-	-	N/A	-
Ajustes PPAS e Holding	(216)	(2)	-99,0%	214	(602)	(95)	-84,2%	507
Ajustes PNs - Não caixa	(38)	134			(38)	139		
Ajustes IFRS (VNR, IFRS e MtM)	(67)	(163)	144,5%	(96)	(631)	(723)	14,6%	(92)
(=) Lucro Líquido Equatorial Ajustado	1.020	1.011	-0,9%	(10)	2.113	2.522	19,4%	409
(=) Lucro Líquido	990	1.503	51,8%	513	2.876	3.768	31,0%	892
<i>(-) Participações Minoritárias</i>	<i>(316)</i>	<i>(239)</i>	<i>-24,3%</i>	<i>77</i>	<i>(801)</i>	<i>(956)</i>	<i>19,4%</i>	<i>(155)</i>
(=) Lucro Líquido Ex Minoritários	674	1.264	87,4%	589	2.076	2.812	35,5%	736

As participações minoritárias da companhia são afetadas pela atualização das ações PN emitidas na Equatorial Distribuição, e por isso não refletem a participação econômica existente na Equatorial. O Lucro Líquido Ajustado por minoritários, para uma visão mais aderente, deve levar em consideração: (i) as participações minoritárias das empresas do grupo, que no trimestre atingiram R\$ 86,7 milhões, e (ii) o valor da atualização das PNs por CDI, que no trimestre atingiu R\$ 300 milhões positivos, dado o pagamento de dividendos realizado no 3T24. Efetuando esses ajustes, o Lucro líquido ex minoritários seria de R\$ 1.716,2 milhões.

É importante ressaltar que o lucro líquido ajustado inclui os ajustes não caixa referentes a atualização da opção de compra das ações preferenciais na Equatorial Distribuição. O efeito está mapeado dentro do resultado financeiro e reflete a composição dos ajustes do lucro.

Abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes e não caixa que impactaram o lucro da companhia:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	4T24 Total
Ajustes EBITDA (Margem + Custos)	640	22	12	-	13	686
Outras Receitas e Despesas não Operacionais	-	(252)	50	-	-	(202)
Resultado Financeiro	(126)	-	-	-	-	(126)
Impostos	(806)	-	-	-	-	(806)
PPAs	-	-	-	-	(15)	(15)
Ajuste PNs - Não caixa	-	-	-	-	134	134
Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM) líquido de impostos	(117)	(54)	-	-	8	(163)
Ajustes Totais Lucro Líquido	(409)	(284)	62	-	139	(492)

A linha de impostos ajusta o valor do trimestre para a incidência de impostos sobre o resultado recorrente, e a linha de Ajustes IFRS traz os efeitos não caixa já líquidos de impostos.

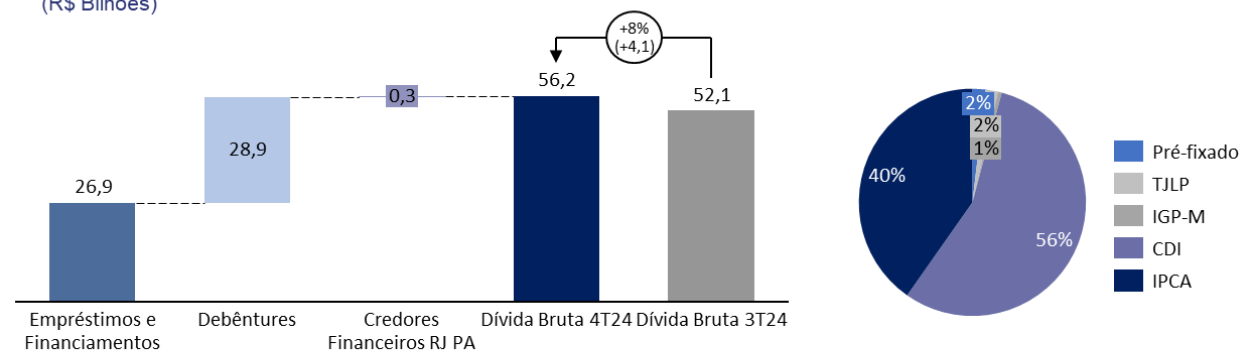
É importante ressaltar que neste trimestre foram contabilizadas reversões nas linhas de IR/CSLL, impostos diferidos e incentivos fiscais, reflexo de teses tributárias exploradas pela companhia. O principal efeito contabilizado no trimestre é referente a uma reversão realizada na Equatorial Goiás, referente à incidência de impostos sobre as atualizações financeiras de indêbitos tributários (tese do século). Também foram contabilizadas reversões sobre tributos calculados sobre o lucro de exploração, que afetam as distribuidoras do Maranhão, Pará, Piauí e Alagoas. É esperado que parte dos créditos gerados no trimestre sejam apropriados ao longo de 2025. Na tabela abaixo mostramos a abertura dos efeitos não recorrentes que impactaram as linhas de impostos:

Não Recorrentes - Ganhos Tributários	4T24							
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
R\$ milhões								
NR Diferido	-	35	68	32	-	-	356	491
NR IRPJ/CSLL Corrente	(3)	(6)	(27)	(23)	-	-	51	(8)
NR IRPJ Incentivo	69	85	26	29	-	-	-	209
Total	67	113	67	38	-	-	407	692

ENDIVIDAMENTO

No trimestre, a dívida bruta consolidada, considerando empréstimos e financiamentos, credores financeiros da recuperação judicial (líquido de ajuste a valor presente) e debêntures, atingiu R\$ 56,2 bilhões. Para abertura mais detalhada da dívida, visite o website de RI, na seção: Informações Financeiras – Dados Operacionais e Financeiros.

Build-up Dívida Bruta (R\$ Bilhões)



Build-up Dívida Líquida / EBITDA* Visão Covenants

Os covenants da Equatorial consideram o EBITDA 12m das aquisições da companhia e desconsidera parte das dívidas de RJ

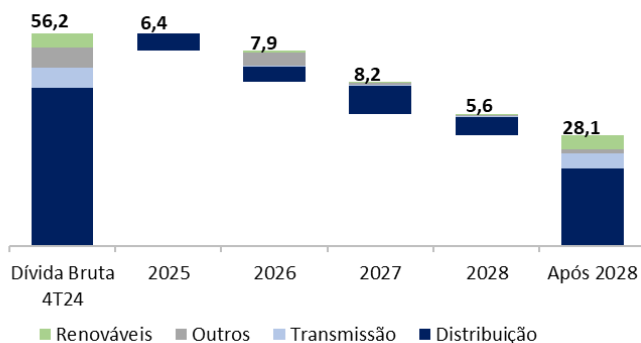
Build-up - Covenants	
Dívida Bruta	56,2
(-) Ajustes Covenants	0,1
(-) Disponibilidades	13,7
Dívida Líquida	42,5
EBITDA Covenants	12,9
Dívida líquida / EBITDA	3,3

Prazo e Custo Médio

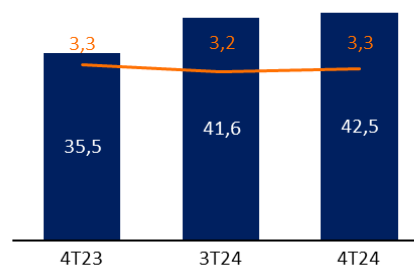
5,4 anos / 11,36% a.a.

Referente ao custo médio do passivo incorrido no período

Cronograma de Amortização (R\$ Bi)



Histórico Dívida Líquida / EBITDA Visão Covenants (R\$ Bi)



A dívida líquida apurada para fins de *covenants* atingiu R\$ 42,5 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA para fins de *covenants* de 3,3x. A abertura do quadro de *covenants* apresenta o EBITDA da Equatorial, além da equivalência patrimonial da participação de 15% na SABESP, ambos referentes aos últimos 12 meses e em uma visão *covenants*.

A cobertura de caixa com relação as obrigações de curto prazo da Companhia foi de 2,2x no 4T24.

INVESTIMENTOS

Investimentos	4T23	4T24	Δ%	Δ	2023	2024	Δ%	Δ
R\$ milhões								
Distribuição	2.025	2.619	29%	594	8.166	8.378	3%	212
Ativos elétricos	1.328	1.813	37%	485	6.318	6.189	-2%	-129
Obrigações especiais	397	512	29%	115	1.068	1.453	36%	385
Ativos não elétricos	300	295	-2%	-5	779	735	-6%	-44
Transmissão	25	6	-77%	-19	100	24	-76%	-76
SPEs 1 a 8	28	6	-80%	-23	102	24	-77%	-78
Intesa	-	3	100%	3	-	2	100%	2
Renováveis	526	4	-99%	-521	2.444	310	-87%	-2.134
Ativos Operacionais	38	9	124%	-47	84	42	-50%	-42
Projetos em desenvolvimento	488	14	-	-474	2.360	268	-	-2.092
Saneamento	15	57	275%	42	73	156	113%	83
Outros	47	9	-80%	-38	111	29	-74%	-82
Total Equatorial	2.638	2.696	2%	58	10.893	8.896	-18%	-1.997

As informações relativas aos Investimentos realizados consideram 100% dos nossos ativos nos períodos reportados. Os novos ativos, são considerados a partir de suas respectivas consolidações.

No 4T24, o total investido, consolidado, foi de R\$ 2,7 bilhões, volume 2% superior ao registrado no 4T23.

A redução de investimentos em renováveis reflete a conclusão dos projetos solares de Ribeiro Gonçalves e Barreiras, enquanto a redução no segmento de Transmissão reflete a finalização da obra de reforço do Transformador Xingu, na SPE 8. O aumento dos investimentos no segmento de Distribuição é resultado dos investimentos em expansão, qualidade e perdas na linha de Ativos Elétricos, enquanto o aumento de obrigações especiais se dá pelo maior número de obras voltadas para universalização.

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#).

ESG (Environmental, Social and Governance)

O Grupo Equatorial encerrou 2024 com resultados significativos em sua Jornada de Segurança, baseada em cinco pilares principais: Liderança, Comportamento, Capacitação, Fornecedores e População. No pilar de fornecedores, a empresa integrou mais de 19 mil colaboradores ao seu sistema de segurança. No pilar de liderança, foram realizadas mais de 1.700 inspeções fora do horário comercial, abrangendo 1.563 equipes, por meio do "Programa Altas Horas", cujo objetivo é garantir que a liderança conduza as inspeções e implemente iniciativas de comportamento seguro, promovendo a agenda de segurança nas equipes.

Em relação à gestão de combustíveis, o Grupo Equatorial registrou um consumo de 206.954 litros de etanol no trimestre, alcançando um aumento superior a 2600% em comparação com o consumo em 2023. Esse avanço reflete a estratégia da Companhia em promover a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE), substituindo combustíveis fósseis por alternativas mais limpas e renováveis. Esse projeto de aumento no consumo de etanol será mantido e expandido em 2025, com a Companhia buscando intensificar ainda mais o uso de combustíveis renováveis em suas operações.

O Grupo também aumentou em 15% o número de ligações de energia realizadas por meio do SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente) em comunidades isoladas, sem acesso à energia elétrica, especialmente no interior do estado do Pará. O SIGFI, composto por painéis solares, inversores e baterias, funciona como uma miniusina, atendendo a uma única unidade consumidora, com a energia gerada e consumida localmente.

Saiba mais sobre nossos indicadores, disponibilizados a cada trimestre, no quadro abaixo:

Indicadores ESG	Medida	4T23	4T24	Δ%
Ambiental				
Consumo de Combustíveis Renováveis na Frota Administrativa	L	7.603	206.954	2622,0%
Intensidade de Emissões de SF6	tCO2eq/GWh	0,059	0,044	-25,1%
# de Ligações em Áreas Remotas via SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente)	#	8.858	10.212	15,3%
Investimentos P&D e Eficiência Energética em Meio Ambiente	R\$ mil	40.394	28.175	-30,2%
Social				
% de Mulheres no Grupo Equatorial Energia	%	35,5%	34,9%	-0,6p.p.
% de Mulheres em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	21,7%	22,4%	0,7p.p.
% de Negros em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	47,6%	52,1%	4,5p.p.
% de Fornecedores Locais	%	45,8%	39,3%	-6,5p.p.
Investimentos Sociais	R\$ mil	20.822	13.144	-36,9%
TG Próprios	#	46	25	-45,7%
TG Terceiros	#	1.589	577	-63,7%
Número de óbitos de empregados (próprios + terceiros)	#	4	2	-50,0%
Número de Acidentes com a População	#	11	14	27,3%
Número de Unidades Consumidoras (UCs) beneficiadas pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)	# mil	4.261	4.494	5,5%
Governança				
% de Conselheiros Independentes ¹	%	100,0%	86,0%	-14p.p.
% de Mulheres no Conselho	%	25,0%	14,0%	-44,0%
% de Colaboradores Treinados na Trilha de Integridade	%	95,9%	99,0%	3,2%
Casos Registrados no Canal de Ética	#	93	210	125,8%

1 - Considera composição atual

2 - É importante destacar que, até o ano passado, o controle da Trilha de Integridade era realizado apenas nas empresas EQTL MA, EQTL PA, EQTL PI, EQTL AL, EQTL ENERGIA e EQTL TRANSMISSÃO. A partir de janeiro de 2024, a Companhia passou a monitorar todas as unidades de negócio.

3- A partir do terceiro trimestre de 2024, o Grupo Equatorial passou a incluir as categorias pretos e pardos no indicador de '% de Negros em Cargos de Liderança x Total de Líderes'. Anteriormente, apenas era contabilizado no indicador os empregados que se autodeclararam como negros.

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#).

DISTRIBUIÇÃO

DESEMPENHO COMERCIAL

Dados Operacionais		4T23								4T24							
	Medida	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.581	3.805	1.431	1.344	2.332	538	4.898	16.928	2.661	3.919	1.417	1.356	2.384	516	4.477	16.729
Sistema isolado	GWh	0	68	-	-	-	14	-	83	0	74	-	-	-	16	-	90
Energia injetada pela GD	GWh	145	205	151	105	99	12	379	1.098	218	318	237	180	134	29	538	1.653
Energia Injetada Total	GWh	2.727	4.078	1.582	1.450	2.431	565	5.277	18.109	2.878	4.312	1.654	1.536	2.518	560	5.015	18.473
Δ%	%									5,6%	5,7%	4,6%	5,9%	3,6%	-0,8%	-5,0%	2,0%
Residencial - convencional	GWh	771	862	351	294	703	105	1.579	4.665	790	832	348	291	735	122	1.483	4.601
Residencial - baixa renda	GWh	451	486	224	161	104	101	262	1.788	477	497	225	186	129	96	286	1.896
Industrial	GWh	39	92	21	24	53	8	99	337	33	69	15	18	40	11	81	266
Comercial	GWh	171	365	145	135	341	71	493	1.721	151	324	126	120	340	59	437	1.557
Outros	GWh	433	443	244	245	234	32	869	2.500	437	439	252	214	224	44	780	2.390
Consumidores Cativos	GWh	1.866	2.248	984	859	1.435	316	3.303	11.011	1.888	2.161	967	828	1.467	333	3.067	10.710
Industrial	GWh	113	337	34	161	271	2	890	1.807	121	381	42	174	282	3	979	1.982
Comercial	GWh	125	217	62	72	213	9	179	877	150	250	76	94	254	20	216	1.060
Outros	GWh	5	32	18	2	26	4	37	124	11	37	20	65	55	4	50	242
Consumidores livres	GWh	244	587	115	234	509	15	1.105	2.808	283	668	139	333	591	27	1.244	3.285
Energia de Conexão	GWh	2	4	46	5	12	0	3	72	3	13	49	3	18	0	3	89
Energia Faturada	GWh	2.112	2.838	1.145	1.098	1.957	331	4.411	13.891	2.173	2.841	1.155	1.164	2.077	360	4.315	14.084
Δ%	%									2,9%	0,1%	0,9%	6,0%	6,1%	8,7%	-2,2%	1,4%
Energia de Compensação da GD	GWh	131	178	135	77	74	10	336	941	183	268	194	113	93	23	408	1.281
Energia Distribuída	GWh	2.243	3.016	1.280	1.174	2.031	341	4.747	14.832	2.357	3.109	1.348	1.276	2.169	383	4.722	15.365
Δ%	%									5,1%	3,1%	5,4%	8,7%	6,8%	12,2%	-0,5%	3,6%
Número de Consumidores	# mil	2.739	2.990	1.502	1.350	1.923	217	3.355	14.077	2.806	3.064	1.547	1.395	1.958	238	3.436	14.443
Δ%	%									2,5%	2,5%	3,0%	3,3%	1,8%	9,4%	2,4%	2,6%
Perdas totais	GWh	484	1.062	302	275	400	223	531	3.277	522	1.202	306	259	349	177	293	3.108
Perdas Totais / Injetada Total - 12m	%	17,9%	27,2%	18,2%	18,5%	12,8%	41,5%	12,4%	18,4%	17,9%	28,2%	17,4%	16,9%	12,3%	33,5%	9,9%	17,5%
Perdas regulatórias - 12m	%	17,0%	27,5%	20,3%	21,2%	11,1%	33,5%	11,9%	18,1%	17,4%	28,4%	19,6%	18,9%	11,3%	33,6%	12,4%	18,3%

PERDAS (12 meses)

Distribuidoras	4T23	3T24	4T24	Regulatório 4T24 LTM	Δ 4T23	Δ 3T24	Δ Regulatório	Regulatório 4T24 Homologado
Consolidado	18,4%	17,9%	17,5%	18,3%	-0,9%	-0,3%	-0,8%	18,4%
Equatorial Maranhão	17,9%	17,8%	17,9%	17,4%	0,0%	0,1%	0,5%	17,5%
Equatorial Pará	27,2%	27,8%	28,2%	28,4%	1,1%	0,5%	-0,1%	28,5%
Equatorial Piauí	18,2%	17,6%	17,4%	19,6%	-0,8%	-0,2%	-2,2%	19,5%
Equatorial Alagoas	18,5%	17,4%	16,9%	18,9%	-1,6%	-0,5%	-2,0%	17,8%
CEEE-D	12,8%	12,9%	12,3%	11,3%	-0,6%	-0,6%	1,0%	11,4%
CEA ¹	41,4%	35,6%	33,5%	33,6%	-7,9%	-2,1%	-0,1%	33,7%
Equatorial Goiás	12,4%	11,0%	9,9%	12,4%	-2,5%	-1,0%	-2,4%	12,5%

¹Em relação à cobertura tarifária para compra de energia da CEA, cumpre destacar que além do valor usual implícito no nível de perdas regulatórias, na REH 3.430, de 10 de dezembro de 2024, a Aneel homologou o valor de adicional R\$ 69,8 milhões, a ser recebido em 12 parcelas, referente ao parágrafo único do art. 4º b da lei 12.111, de 9 de dezembro de 2009. este mecanismo complementar, previsto em lei, se extingue no processo tarifário de 2026, e o montante de energia associado é reduzido gradativamente 25% a cada ano.

As informações operacionais foram divulgadas no release operacional da companhia. Para acessar o documento, [cli-que aqui](#).

PERCENTUAL DE CONTRATAÇÃO (12 meses)

A seguir, apresentamos a expectativa do nível de contratação das distribuidoras para o ano de 2024 na visão com e sem ajustes decorrentes da sobrecontratação involuntária.

2024	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% de contratação	102,35%	103,68%	102,77%	106,57%	103,92%	110,02%	105,81%
% desconsiderando involuntária	102,35%	103,68%	102,77%	100,00%	103,92%	104,04%	100,00%

PECLD e ARRECADAÇÃO - TRIMESTRE

PECLD / ROB ¹	4T23	4T24	Δ	PECLD Ajustada / ROB ¹	4T23	4T24	Δ
Equatorial Maranhão	5,28%	4,07%	-1,2 p.p.	Equatorial Maranhão	1,73%	2,26%	0,53 p.p.
Equatorial Pará	1,59%	3,61%	2,02 p.p.	Equatorial Pará	2,49%	2,77%	0,28 p.p.
Equatorial Piauí	1,64%	6,04%	4,4 p.p.	Equatorial Piauí	1,32%	2,03%	0,71 p.p.
Equatorial Alagoas	0,98%	4,25%	3,27 p.p.	Equatorial Alagoas	1,31%	1,44%	0,13 p.p.
CEEE-D	-0,14%	0,17%	0,3 p.p.	CEEE-D	1,89%	0,40%	-1,49 p.p.
CEA	3,13%	-2,12%	-5,25 p.p.	CEA	1,98%	2,12%	0,13 p.p.
Equatorial Goiás	2,30%	-0,75%	-3,05 p.p.	Equatorial Goiás	0,00%	0,47%	0,47 p.p.
Consolidado	2,11%	2,11%	0 p.p.	Consolidado	1,39%	1,56%	0,18 p.p.

¹ Desconsidera Receita de Construção.

Arrecadação - IAR	4T23	4T24	Δ
Equatorial Maranhão	98,00%	99,07%	1,07 p.p.
Equatorial Pará	99,60%	100,00%	0,4 p.p.
Equatorial Piauí	100,20%	99,24%	-0,96 p.p.
Equatorial Alagoas	99,20%	102,61%	3,41 p.p.
CEEE-D	102,60%	101,11%	-1,49 p.p.
CEA	97,00%	99,48%	2,48 p.p.
Equatorial Goiás	97,00%	97,89%	0,89 p.p.
Consolidado	99,10%	99,54%	0,44 p.p.

De maneira consolidada, a PECLD do grupo atingiu 2,11% da ROB contra 2,11% no 4T23. O indicador do trimestre é impactado, positivamente, pelo efeito não recorrente da atualização da matriz de perdas do grupo (R\$ 96 milhões), efeito realizado anualmente no mês de dezembro, positivamente pelo ajuste de grandes negociações realizadas no trimestre (R\$ 99 milhões), e negativamente pela atualização do prazo de *aging* para o provisionamento integral de faturas (R\$ 266 milhões). Este efeito mostra que a PECLD do trimestre não reflete uma piora na arrecadação, mas o efeito da atualização do prazo de *aging* para provisionamento integral das faturas, ainda que a companhia continue arrecadando faturas já 100% provisionadas.

Em uma visão ajustada, a PECLD atingiu 1,56% da ROB no trimestre, patamar considerado recorrente para a característica das concessões em que atuamos e em linha com o mesmo período do ano anterior. Os movimentos individuais por empresa estão explicados na seção de custos e despesas.

A arrecadação das companhias finalizou o trimestre em um patamar consolidado de 99,5%, com destaque para os níveis de arrecadação da Equatorial Alagoas (102,6%), da CEEE-D (101,1%) e da Equatorial Pará (100,0%).

DESEMPENHO OPERACIONAL**DEC e FEC (12 meses)**

Distribuidoras	4T23	3T24	4T24	Regulatório	Δ 4T23	Δ 3T24	Δ Regulatório
DEC							
Equatorial Maranhão	14,0	14,0	13,4	14,2	-0,7	-0,6	-0,8
Equatorial Pará	16,9	18,7	19,4	22,5	2,5	0,8	-3,1
Equatorial Piauí	24,0	23,3	21,0	20,0	-3,0	-2,2	1,1
Equatorial Alagoas	16,3	18,6	19,9	15,5	3,6	1,3	4,4
CEEE-D	17,8	20,1	18,8	8,4	1,0	-1,4	10,4
CEA	33,1	34,1	34,5	46,0	1,5	0,4	-11,4
Equatorial Goiás	21,6	18,5	15,9	11,4	-5,7	-2,6	4,5
FEC							
Equatorial Maranhão	6,0	6,0	5,8	8,3	-0,2	-0,2	-2,5
Equatorial Pará	8,3	8,0	8,0	16,9	-0,4	0,0	-8,9
Equatorial Piauí	9,1	7,9	7,2	13,2	-1,9	-0,7	-6,0
Equatorial Alagoas	7,1	6,9	6,8	12,9	-0,3	-0,1	-6,1
CEEE-D	7,7	7,8	7,3	6,0	-0,4	-0,5	1,3
CEA	15,1	13,7	14,4	30,7	-0,7	0,7	-16,3
Equatorial Goiás	11,2	8,9	7,6	7,7	-3,6	-1,3	-0,1

O nível da qualidade do sistema de distribuição é medido pelos índices de DEC³ e FEC⁴, ambos no período de 12 meses.

Neste trimestre temos como destaque as reduções vs o 3T24 do DEC da Equatorial Goiás, Equatorial Piauí, CEEE-D e Equatorial Maranhão em -2,6h, -2,2h e -1,4h, -0,6 h respectivamente. No comparativo com o 4T23, destacamos as reduções da Equatorial Goiás (-5,7h), Equatorial Piauí (-3,0h) e Equatorial Maranhão (-0,7h). Também é importante destacar o enquadramento da Equatorial Goiás no FEC regulatório.

As reduções nas empresas refletem a assertividade do processo de manutenção como também os investimentos realizados no período.

Em Alagoas, o aumento do DEC no período pode ser explicado pelo início do processo de primarização do atendimento emergencial, o qual possui uma curva natural de estabilidade. Já no Pará, realizamos o processo de substituição de uma das empresas terceirizada de atendimento emergencial na regional sul da concessão, a qual também passa por um período de estabilidade.

Atualmente, três das sete concessões da Equatorial estão dentro do limite regulatório do DEC, e seis das sete concessões estão enquadradas dentro do limite regulatório do FEC.

³ Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor - indica a duração média das interrupções, em horas por cliente por período

⁴ Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor - indica a frequência das interrupções de fornecimento, em número de interrupções por cliente por período

DESEMPENHO FINANCEIRO

MARGEM BRUTA

Análise da receita	4T23								4T24								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
(+) Vendas as classes	1.533	2.475	965	849	1.165	276	2.567	9.830	1.642	2.429	1.003	814	1.215	305	2.782	10.190	4%
Renda Não Faturada	6	(14)	36	13	30	(4)	(38)	28	5	(13)	3	6	7	2	(107)	(98)	-446%
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(5)	(14)	(4)	(2)	(5)	(1)	(18)	(48)	(5)	(13)	(4)	(5)	(6)	(1)	(14)	(48)	0%
(+) Outras receitas	370	575	215	196	305	45	531	2.238	354	695	235	205	324	108	576	2.495	12%
Subvenção baixa renda	93	121	50	46	15	10	41	376	95	124	58	53	19	10	50	408	8%
Subvenção CDE outros	33	142	37	32	57	19	86	407	38	140	59	35	90	33	143	538	32%
CDE Geração Distribuída	-	-	-	-	-	-	-	-	21	72	29	16	(6)	30	68	229	N/A
Uso da rede	48	135	37	65	146	7	242	679	62	158	41	72	158	13	278	781	15%
Atualização ativo financeiro	111	64	15	2	11	(0)	(5)	198	45	95	3	3	5	1	25	178	-10%
Bandeira Tarifária	6	8	3	3	4	1	-	26	72	82	35	28	26	15	(0)	257	896%
Multa por atraso de pagamento	16	27	9	7	7	3	21	90	18	30	11	8	9	3	25	103	14%
(+) Outras receitas operacionais	63	77	64	41	65	5	146	462	3	(5)	(1)	(8)	23	3	(14)	1	-100%
Outras Receitas (Parcela B)	14	19	9	7	27	2	24	102	14	17	7	5	24	2	28	97	-5%
(+) Suprimento	0	0	5	11	42	4	119	180	4	7	(2)	28	71	14	76	199	10%
(+) Valores a receber de parcela A	(6)	(107)	(18)	(37)	155	20	253	261	10	(64)	(50)	(61)	60	19	112	27	-90%
(+) Receita de construção	291	773	221	217	37	95	366	2.000	335	829	206	127	354	114	654	2.619	31%
(=) Receita operacional bruta	2.184	3.703	1.384	1.233	1.699	439	3.818	14.460	2.340	3.884	1.388	1.109	2.018	559	4.185	15.482	7%
(+) Deduções à receita	(541)	(848)	(386)	(361)	(522)	(53)	(1.190)	(3.902)	(634)	(899)	(375)	(290)	(526)	(90)	(1.170)	(3.983)	2%
PIS/COFINS/ICMS/ISS	(434)	(671)	(317)	(252)	(326)	(24)	(768)	(2.792)	(550)	(777)	(328)	(252)	(348)	(82)	(894)	(3.231)	16%
Compensações Indicadores de Qualidade	(7)	(11)	(8)	(7)	(9)	(1)	(58)	(100)	(5)	(16)	(5)	(1)	(22)	(1)	(53)	(103)	3%
Demais Deduções (CDE e Encargos)	(100)	(167)	(61)	(103)	(187)	(28)	(364)	(1.009)	(79)	(106)	(43)	(37)	(156)	(7)	(223)	(649)	-36%
(=) Receita operacional líquida	1.642	2.855	998	872	1.177	386	2.628	10.559	1.706	2.986	1.013	819	1.492	469	3.015	11.499	9%
(-) Receita de construção	(291)	(773)	(221)	(217)	(37)	(95)	(366)	(2.000)	(335)	(829)	(206)	(127)	(354)	(114)	(654)	(2.619)	31%
(=) Receita operac. líq. sem rec.de construção	1.351	2.082	777	655	1.139	292	2.262	8.559	1.371	2.157	807	691	1.138	355	2.361	8.879	4%
(-) Energia comprada e transporte e Encargos	(674)	(1.006)	(415)	(381)	(789)	(137)	(1.491)	(4.893)	(772)	(1.138)	(445)	(442)	(840)	(163)	(1.536)	(5.336)	9%
(=) Margem Bruta	678	1.076	362	275	350	154	772	3.666	599	1.019	362	249	298	192	825	3.544	-3%
(+) Não-Recorrentes	-	13	-	4	(23)	(51)	82	25	51	113	70	44	38	(31)	162	446	1699%
(-) VNR	(111)	(64)	(15)	(2)	(11)	0	5	(198)	(45)	(95)	(3)	(3)	(5)	(1)	(25)	(178)	-10%
(=) Margem Bruta Ajustada	566	1.024	347	277	317	104	858	3.493	604	1.037	428	290	331	160	962	3.812	9%

Δ% Margem Bruta Ajustada

6,7% 1,2% 23,4% 4,9% 4,6% 53,9% 12,1% 9,1%

No 4T24, a Margem Bruta ajustada das distribuidoras ex-VNR alcançou R\$ 3,8 bilhões, 9,1% maior do que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 319,1 milhões.

DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR

Custos Operacionais	4T23									4T24									Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total			
R\$ milhões																			
(+) Pessoal	45	59	22	12	56	9	29	232	62	53	23	31	18	9	42	239	3%		
(+) Material	11	15	5	4	9	1	21	67	8	10	4	9	7	2	27	66	-1%		
(+) Serviço de terceiros	131	126	73	49	96	25	189	689	108	123	70	66	118	25	262	771	12%		
(+) Outros	10	8	6	7	6	0	24	61	14	41	1	16	70	7	34	184	202%		
(=) PMSO Reportado	197	208	105	71	167	36	263	1.048	191	226	98	122	213	44	366	1.260	20%		
Ajustes	(25)	(17)	(7)	4	(12)	-	(8)	(64)	(14)	(45)	(3)	(39)	(55)	(5)	(32)	(193)	203%		
PMSO Ajustado	172	191	98	76	156	36	255	985	178	181	96	83	158	39	334	1.067	8%		
PECLD e perdas	100	47	19	10	(2)	11	79	263	82	110	71	42	3	(9)	(26)	272	3%		
PECLD e perdas Ajustada	33	73	15	13	31	7	(0)	173	45	85	24	14	7	9	17	201	16%		
% Receita bruta (s/ receita de construção)	5,3%	1,6%	1,6%	1,0%	-0,1%	3,1%	2,3%	2,1%	4,0%	3,6%	5,9%	4,2%	0,2%	-2,1%	-0,7%	2,1%			
PECLD/ROB Ajustada	1,7%	2,5%	1,3%	1,3%	1,9%	2,0%	0,0%	1,4%	2,2%	2,7%	2,0%	1,4%	0,4%	2,1%	0,5%	1,5%			
Provisões - contingências	13	1	4	2	48	(2)	39	105	2	3	3	2	14	0	(39)	(14)	-113%		
Provisões - FUNAC	-	-	-	-	-	-	40	40	-	-	-	-	-	-	(4)	(4)	-110%		
(+) Provisões	112	47	23	12	45	9	158	408	84	114	75	44	17	(9)	(70)	254	-38%		
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	-	18	-	-	-	4	-	22	-	15	-	-	-	10	-	25	14%		
(+) Outras receitas/despesas operacionais	38	6	(6)	14	106	17	119	294	(6)	27	8	13	(56)	(6)	44	23	-92%		
(+) Depreciação e amortização	71	116	38	59	40	8	154	487	95	122	43	36	48	14	176	534	10%		
(=) Custos e despesas gerenciáveis	419	396	161	156	359	74	695	2.259	364	503	224	215	222	53	515	2.096	-7%		
PMSO Ajustado/Consumidor (12m)	240	234	242	207	303	629	330	272	253	231	246	212	292	581	365	281			
Δ% PMSO por Consumidor									5,5%	-1,4%	1,4%	2,5%	-3,5%	-7,6%	10,6%	3,3%			

MARANHÃO

No comparativo entre trimestres, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, cresceu 5,5%, totalizando R\$ 253. O PMSO ajustado do período totalizou R\$ 178 milhões, com um aumento de 3,1% entre trimestres, ou R\$ 5 milhões.

Os principais movimentos do trimestre são o aumento de R\$ 13 milhões na linha de **Pessoal** e a redução de R\$ 11 milhões na linha de **Serviços de Terceiros**. O aumento na linha de **Pessoal** reflete o aumento das despesas de compartilhamento, além do aumento de *headcount* local, enquanto a redução na rubrica de **Serviços de Terceiros** é resultado do menor volume de limpeza de faixa e menor número de equipes mobilizadas no período.

As Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) atingiram R\$ 82 milhões no 4T24. Desconsiderando os efeitos não recorrentes do período, a PECLD registrada é de R\$ 45 milhões e representa 2,2% da ROB, efeito explicado principalmente pela mobilização de equipes de cobrança para atendimento emergencial, além da piora da arrecadação da baixa renda.

PARÁ

No 4T24, o PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 231, uma redução de 1,4% em relação ao 4T23, enquanto o PMSO ajustado alcançou R\$ 181 milhões, cerca de 5,5% abaixo do 4T23, ou R\$ 11 milhões.

A redução na linha de **Serviços de Terceiros** (R\$ -16 milhões) reflete a menor realização de serviços jurídicos, além das menores despesas com serviços de manutenção no período. Já o aumento na linha de **Pessoal** é resultado principalmente do reajuste salarial no período.

No 4T24, a **PECLD** alcançou R\$ 110 milhões. Ajustando o resultado do período pela atualização da matriz de perdas que ocorreu no trimestre, a PECLD seria de R\$ 85 milhões, ou 2,7% da ROB. Os níveis de PECLD/ROB do trimestre são influenciados tanto pelo efeito de *ramp up* das equipes primarizadas na regional sul, que prejudica momentaneamente o indicador, como pela piora na arrecadação do poder público.

PIAUI

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 246, um aumento de 1,4% contra o 4T23. O PMSO ajustado do trimestre apresentou uma redução de 2,5%, ou R\$ 2 milhões quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

A **PECLD** do trimestre foi de R\$ 71 milhões. O valor ajustado pelos efeitos não recorrentes incorridos no período é de R\$ 24 milhões, e representa 2,0% da ROB, valor impactado pelo envelhecimento da dívida com o poder público.

ALAGOAS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 211, 2,5% maior que o 4T23, enquanto o PMSO ajustado apresentou um aumento de 9,0%, ou R\$ 7 milhões.

O aumento do PMSO ajustado do trimestre é causado pelos aumentos nas linhas de **Pessoal** e **Material**, que refletem o efeito da primarização realizada na concessão. O processo de primarização tende a transferir as despesas da linha de Serviços de Terceiros para a linha de Pessoal, mas enquanto ocorre o processo de *ramp up* das equipes, pode haver volatilidade nas despesas da companhia.

Em Alagoas, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) do trimestre atingiram R\$ 42 milhões. A PECLD ajustada do período registraram uma reversão de R\$ 11,1 milhões, ou -1,1% da ROB, refletindo o trabalho de renegociações e ajustes de provisões que ocorreram no período com o poder público.

CEEE-D

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 293, uma redução de 3,5%. O PMSO ajustado do período apresentou um aumento de 1,3%, em linha com o mesmo período do ano anterior.

A redução na linha de **Pessoal** se dá, principalmente, pela transferência dos pagamentos de juros referentes ao plano de pensão da CEEE-D para a linha de despesas financeiras, em linha com a prática de mercado, e teve um impacto no trimestre de R\$ 24 milhões. A redução foi compensada pelo aumento na rubrica de **Serviços de Terceiros**, que apresentou um aumento de R\$ 27 milhões e reflete a mobilização adicional de equipes para plantões e emergências, além do maior montante de serviços voltados para limpeza de faixa e poda.

A **PECLD** registrou R\$ 3 milhões. A PECLD/ROB ajustada atingiu 0,4%, ou R\$ 6,6 milhões. O resultado do trimestre foi influenciado principalmente com renegociações com o poder público.

CEA

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 588, valor 7,6% menor que o mesmo período do ano anterior. O PMSO ajustado da CEA foi de R\$ 39 milhões, 8,4% maior na comparação com o 4T23.

O aumento do PMSO da CEA vem principalmente da linha de **Outros**, e se dá pelo maior volume de campanhas de marketing realizadas no período.

No 4T24 a **PECLD** atingiu R\$ 9,4 milhões positivos. A PECLD ajustada do período atingiu R\$ 9,4 milhões e representa 2,1% da ROB.

GOIÁS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 365 no 4T24, resultado 4,5% maior que o 4T23. O PMSO ajustado foi de R\$ 334 milhões, 30,7% acima do 4T23.

A elevação do PMSO ajustado de Goiás, ainda que já operando abaixo do regulatório, reflete principalmente a linha de **Serviços de Terceiros**, onde houve um aumento volumetria dos serviços de plantão, além de maior demanda nos serviços de limpeza de faixa, poda e manutenção, serviços que contribuíram para a importante melhoria de qualidade no período, apesar de termos assumido a companhia há apenas 2 anos.

No 4T24 a **PECLD** registrou R\$ 26,4 milhões negativos. Ajustando o valor pelos efeitos não recorrentes incorridos no período, a PELCD seria de R\$ 16,6 milhões, ou 0,5% da ROB.

EBITDA

Recomposição EBITDA	4T23								4T24								Δ%	
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total		
R\$ milhões																		
(+) Resultado do Exercício	244	604	90	97	(231)	87	(52)	838	225	506	128	8	(123)	79	440	1.263	50,6%	
(+) Impostos sobre o Lucro	(15)	(2)	9	(24)	-	(24)	(239)	(295)	(32)	(81)	(59)	(16)	-	-	(452)	(639)	116,8%	
(+) Resultado Financeiro	30	78	102	46	222	18	368	864	42	90	68	42	199	60	322	825	-4,5%	
(+) Depreciação e Amortização	71	116	38	59	40	8	154	487	95	122	43	36	48	14	176	534	9,7%	
(=) EBITDA societário (CVM)*	330	796	239	177	32	89	231	1.894	330	637	180	71	125	153	485	1.982	5%	
Ajustes Totais	29	(55)	(10)	8	100	(29)	338	381	49	116	125	121	28	(53)	100	486	27,6%	
(+) Outras receitas/despesas operacionais	38	6	(6)	14	106	17	119	294	(6)	27	8	13	(56)	(6)	44	23	-92,1%	
(+) Impactos Margem Bruta	-	13	-	4	(23)	(51)	82	25	51	113	70	44	38	(31)	162	446	1698,8%	
(+) Ajustes de PMSO	25	17	7	(4)	12	-	8	64	14	45	3	39	55	5	32	193	202,8%	
(+) Ajustes Provisões	77	(26)	4	(3)	16	4	125	196	36	26	47	28	(4)	(19)	(113)	2	-99,2%	
(-) VNR	(111)	(64)	(15)	(2)	(11)	0	5	(198)	(45)	(95)	(3)	(3)	(5)	(1)	(25)	(178)	-10,2%	
(=) EBITDA societário ajustado	359	741	229	186	132	59	569	2.275	379	753	305	191	153	101	585	2.468	8%	

*Calculado em conformidade com a instrução CVM 156/22 - EBITDA Calculado aqui não é o mesmo utilizado para os covenants

MARANHÃO

No 4T24, o EBITDA ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 379 milhões, 5,8% maior que o 4T23, ou R\$ 20,7 milhões.

A margem bruta ajustada do trimestre registrou crescimento de R\$ 37,9 milhões, resultado principalmente do aumento da tarifa fio b no período.

O aumento da margem foi parcialmente compensado pelas variações do PMSO ajustado (R\$ -5,3 milhões) e variação das provisões do período (R\$ -11,9 milhões).

PARÁ

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 753 milhões, em linha com o mesmo período do ano anterior.

PIAUI

No Piauí, o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa atingiu R\$ 305 milhões, 33,2% maior, ou R\$ 76,0 milhões, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

O aumento de R\$ 81 milhões na Margem bruta deve-se principalmente ao efeito tarifa (R\$ 51 milhões) e pela melhora do mercado (R\$ 9 milhões).

O PMSO ajustado do trimestre apresentou uma redução de R\$ 2,4 milhões, enquanto PECLD e contingências apresentaram um aumento de R\$ 7,5 milhões.

ALAGOAS

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes de Alagoas atingiu R\$ 191 milhões, aumento de R\$ 6 milhões ou 3,0% superior ao 4T23.

A margem bruta de Alagoas cresceu R\$ 13 milhões, influenciada principalmente pelo crescimento de mercado e pela redução de compensações e multas.

O PMSO ajustado apresentou um aumento de R\$ 6,8 milhões, enquanto as provisões (PECLD e contingências) apresentaram uma variação negativa de R\$ 1,0 milhão.

CEEE-D

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR do Rio Grande do Sul atingiu R\$ 153 milhões no trimestre, 15,9% maior que o 4T23, ou R\$ 21,0 milhões.

A margem bruta da CEEE-D apresentou um crescimento de R\$ 14,4 milhões, refletindo o retorno do consumo na concessão.

O PMSO do período apresentou um aumento de R\$ 2,0 milhões, enquanto as provisões e contingências do período apresentaram uma variação positiva de R\$ 8,5 milhões.

CEA

O EBITDA Ajustado alcançou R\$ 101,0 milhões, 70,0% maior que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 41,6 milhões.

A margem bruta da CEA cresceu R\$ 56,0 milhões, impactada pelo reconhecimento da nova base de ativos da concessão e pela melhora de perdas no período.

Os aumentos nas linhas de PMSO, provisões e contingências e despesas de sistemas isolados foram de R\$ 3,0 milhões, R\$ 4,9 milhões e R\$ 6,5 milhões, respectivamente.

GOIÁS

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR da Equatorial Goiás atingiu R\$ 585,2 milhões, 2,8% maior que o mesmo período do ano anterior.

O aumento da margem (R\$ 103,8 milhões), foi parcialmente compensado pela redução da RNF (R\$ -107 milhões no trimestre), aumento do PMSO no período (R\$ 78,3 milhões) e da PECLD e provisões (R\$ 9,4 milhões).

EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA

Não Recorrentes	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	4T24 Total
Receita Operacional	-	-	-	-	-	(29)	-	(29)
Desconto Tarifário	-	-	-	-	-	(29)	-	(29)
Deduções da receita operacional	-	36	-	-	-	(5)	-	31
Ajustes ICMS e PIS/COFINS	-	36	-	-	-	(5)	-	31
Receita operacional líquida	-	36	-	-	-	(34)	-	2
Custo do serviço de energia elétrica	51	76	70	44	38	3	162	444
Custos de Energia - GD	51	76	70	44	38	3	162	444
Margem Bruta	51	113	70	44	38	(31)	162	446
Custos e Despesas Operacionais	14	45	3	39	55	5	32	193
Pessoal	4	-	-	-	(12)	-	-	(9)
Material	2	2	-	2	-	-	-	6
Serviços de Terceiros	2	13	3	26	3	-	5	52
Outros	6	30	-	12	64	5	27	144
Provisões	36	26	47	28	(4)	(19)	(113)	2
Custos e Despesas	50	71	50	67	51	(14)	(81)	194
Outras receitas/despesas operacionais	(6)	27	8	13	(56)	(6)	44	23
VNR	(45)	(95)	(3)	(3)	(5)	(1)	(25)	(178)
Ajustes EBITDA	49	116	125	121	28	(53)	100	486

RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro líquido	4T23									4T24									Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total		MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total		
(+) Rendas Financeiras	25	45	9	6	23	8	27	142		37	74	25	15	22	22	41	236	65,9%	
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	19	37	10	11	15	2	9	104		21	54	14	12	40	1	15	157	51,7%	
(+) Encargos da dívida	(64)	(154)	(80)	(45)	(114)	(57)	(304)	(816)		(113)	(199)	(106)	(59)	(158)	(82)	(461)	(1.177)	44,2%	
(+) Encargos CVA	(7)	1	(16)	(2)	(36)	(1)	(65)	(125)		(5)	(4)	(1)	(0)	4	(1)	(7)	(14)	-88,7%	
(+) AVP - Comercial	1	8	(5)	6	10	1	(22)	(1)		1	(9)	(3)	3	(16)	0	(6)	(30)	5045,7%	
(+) Contingências	(16)	(2)	(6)	(3)	(45)	(4)	(24)	(100)		(0)	(4)	(6)	(2)	(31)	6	30	(7)	-93,3%	
(+) Outras Receitas / Despesas	12	(12)	(15)	(20)	(75)	33	10	(68)		17	(2)	8	(11)	(60)	(6)	66	11	-116,0%	
Resultado financeiro	(30)	(78)	(102)	(46)	(222)	(18)	(368)	(864)		(42)	(90)	(68)	(42)	(199)	(60)	(322)	(825)	-4,5%	
(-/+ Efeitos Não Recorrentes)	(11)	-	-	-	25	(46)	(32)	(64)		-	44	(20)	-	(68)	(4)	(77)	(126)		
Resultado financeiro ajustado	(41)	(78)	(102)	(46)	(197)	(64)	(401)	(928)		(42)	(46)	(89)	(42)	(267)	(64)	(399)	(950)	2,4%	
										3,8%	-40,7%	-12,8%	-8,5%	35,8%	0,4%	-0,3%	2,4%		

LUCRO LÍQUIDO

Lucro Líquido	4T23									4T24									Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total		MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total	
(+) Lucro Líquido	244	604	90	97	(231)	87	(52)	838		225	506	128	8	(123)	79	440	1.263	51%	
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	102	3	11	(4)	5	(47)	214	285		101	184	120	110	89	(45)	82	640	125,0%	
(+) Efeito IR e CSLL	12	17	(4)	13	(44)	(24)	(61)	(91)		(102)	(114)	(68)	(65)	-	(11)	(446)	(806)	789,6%	
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	(11)	-	-	-	25	(46)	(32)	(64)		-	44	(20)	-	(68)	(4)	(77)	(126)	96,3%	
(+) VNR Líquido de IR e CSLL	(73)	(42)	(10)	(1)	(7)	0	3	(130)		(30)	(63)	(2)	(2)	(3)	(1)	(17)	(117)	-10,2%	
(=) Lucro Líquido Ajustado	273	582	88	105	(152)	(30)	183	1.050		194	556	157	51	(105)	19	(19)	854	-19%	
										-29,2%	-4,4%	79,3%	-51,2%	-30,8%	-162,5%	-110,4%	-18,7%		

INVESTIMENTOS

Investimentos Distribuidoras	4T23									4T24									Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total	
Ativos elétricos	338	399	163	190	-	4	22	219	1.328	284	242	160	98	296	82	652	1.813	36,5%	
Obrigações especiais	4	329	27	2	2	58	-	26	397	19	520	21	1	8	18	-	76	512	28,9%
Ativos não elétricos	49	46	31	25	39	15	96	300		32	67	25	28	50	14	79	295	-1,8%	
Total	391	775	221	217	37	95	290	2.025		335	829	206	127	354	114	654	2.619	29%	
										-14,4%	7,0%	-6,9%	-41,2%	849,0%	20,4%	125,8%	29,3%		

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#).

TRANSMISSÃO**DESEMPENHO FINANCEIRO ⁵**

DRE Regulatória - R\$ milhões	4T23	4T24	Δ%	Δ
Receita líquida	292	274	-6,2%	(18)
Custos e despesas operacionais	(18)	209	-1232,7%	228
EBITDA Regulatório	274	484	76,6%	210
<i>Ajustes</i>	-	(231)	N/A	(231)
EBITDA Regulatório Ajustado	274	253	-7,6%	(21)
Margem EBITDA	93,7%	176,4%	88,3%	N/A
Margem EBITDA Ajustada	93,7%	92,3%	-1,5%	N/A
Depreciação / amortização	(110)	(112)	1,9%	(2)
Resultado do serviço (EBIT)	164	372	126,7%	208
Resultado financeiro	(79)	(73)	-7,3%	6
Impostos	(5)	(11)	103,7%	(6)
Lucro Líquido	80	288	260,4%	208
Endividamento	4T23	4T24	Δ%	Δ
Dívida Líquida	4.687	2.862	-38,9%	(1.825)
Volume de dívida (Empréstimos + Debêntures)	5.865	5.022	-14,4%	(844)
Disponibilidades	1.178	2.160	83,3%	981

**Subtraído da receita líquida o capex realizado (custo de infraestrutura)*

O resultado regulatório do 4T24 trouxe uma receita líquida de R\$ 274,1 milhões, uma redução de 13,4% em relação ao 4T23 causada pela maior parcela variável do trimestre (R\$ 11,9 milhões) e pela antecipação da parcela de ajuste no trimestre (R\$ 7,3 milhões), além da não contabilização no mês de dezembro da SPE 7, reflexo da venda desse ativo. Estes efeitos compensaram o aumento de RAP e reforços do período.

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 209,4 milhões positivos, impactados pela contabilização do ágio de venda da SPE 7. Desconsiderando o valor do ágio e o efeito não recorrente a consultoria contratada para auxiliar no processo de desinvestimento, os custos e despesas operacionais teriam atingido R\$ 21,2 milhões, R\$ 5 milhões menor que o valor registrado no 4T23.

O EBITDA regulatório atingiu R\$ 483,5 milhões, enquanto o EBITDA regulatório ajustado atingiu R\$ 252,9 milhões, com uma margem EBITDA de 92,3%.

Vale ressaltar que, em uma visão mesmos ativos (excluindo o mês de dezembro da SPE 7 no 4T23) a variação do EBITDA entre trimestres seria de -4,6%.

⁵ Resultado da tabela já desconsidera a INTESA no 4T23

Na tabela abaixo, apresentamos a demonstração do resultado do segmento de transmissão, do societário para o regulatório, das SPEs consolidadas pela Equatorial Transmissão.

Demonstração do resultado (R\$ mil)	4T23 Regulatório	Ajustes	4T23 Societário	4T24 Regulatório	Ajustes	4T24 Societário
Receita operacional	355.759	(295.398)	463.625	304.917	65.759	370.676
Transmissão de energia	355.472	- 355.472	-	304.917	- 304.917	-
Receita de Operação e Manutenção	-	31.179	31.179	-	29.626	29.626
Receita de construção	-	28.276	28.276	-	1.145	1.145
Atualização ativo de contrato em serviço	-	-	403.264	-	339.905	339.905
Outras receitas	287	618	905	-	-	-
Deduções da receita operacional	(38.892)	(34.915)	(73.807)	(30.797)	(106)	(30.902)
Receita operacional líquida	316.867	72.951	389.818	274.121	65.653	339.774
Margem Bruta Operacional	316.867	72.951	389.818	274.121	65.653	339.774
Custo/despesa operacional	(26.192)	(25.130)	(51.322)	209.421	(5.710)	203.711
Pessoal	(10.310)	(1)	(10.311)	(9.007)	(0)	(9.007)
Material	(639)	(0)	(639)	15	(0)	14
Serviço de terceiros	(10.854)	0	(10.854)	(33.023)	0	(33.022)
Custo de construção	-	(25.129)	(25.129)	-	(5.710)	(5.710)
Outros	(1.376)	(0)	(1.377)	(752)	(0)	(752)
Provisões	(2.057)	(0)	(2.057)	-	-	-
Outras despesas não operacionais	(955)	0	(955)	252.188	0	252.188
EBITDA	290.675	47.821	338.496	483.542	59.943	543.485
Depreciação e amortização	(115.798)	44.461	(71.337)	(111.933)	40.078	(71.855)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	(8.408)
Resultado do serviço	174.877	92.282	267.158	371.609	91.613	463.222
Resultado financeiro	(95.355)	(0)	(95.356)	(72.935)	(0)	(72.935)
Receitas financeiras	46.109	0	46.109	55.881	(0)	55.881
Despesas financeiras	(141.464)	(1)	(141.465)	(128.816)	(0)	(128.816)
Resultado antes do imposto de renda	79.522	92.281	171.803	298.674	91.613	390.287
Imposto de renda e contribuição social	(8.430)	(41.771)	(50.201)	(11.197)	(33.600)	(44.797)
Subvenção do imposto de renda	-	42.518	42.518	-	33.600	33.600
Incentivos fiscais	-	(4.175)	(4.175)	-	-	-
Impostos diferidos	-	(36.583)	(36.583)	-	(38.056)	(38.056)
Resultado do exercício	71.092	52.270	123.362	287.477	53.557	341.034

RENOVÁVEIS

DESEMPENHO OPERACIONAL

GERAÇÃO

Dados Operacionais - Portfólio	4T23	4T24	Δ%	Δ% Ex Curtailment
Energia Gerada Líquida (GWh)*	1.225,0	1.560,2	27,4%	28,5%
Energia Gerada Líquida (GWh) - 12 meses*	4.391,0	4.559,3	3,8%	19,3%
Disponibilidade Técnica Ajustada ¹ (12 meses)**	95,7%	95,9%	0,2 p.p.	0,2 p.p.

* Valores medidos no centro de gravidade

** Aplica-se o ajuste no indicador pois os períodos de indisponibilidade sobre efeitos de penalidades de contratos de O&M são considerados como disponíveis.

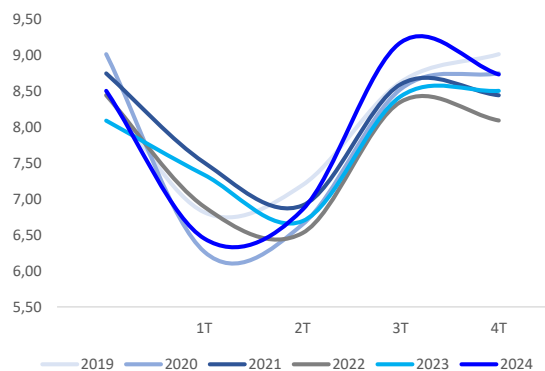
As informações operacionais foram divulgadas no release operacional da companhia. Para acessar o documento, [clique aqui](#).

Abaixo, destacamos as principais variações entre os períodos para os parques eólicos e solares:

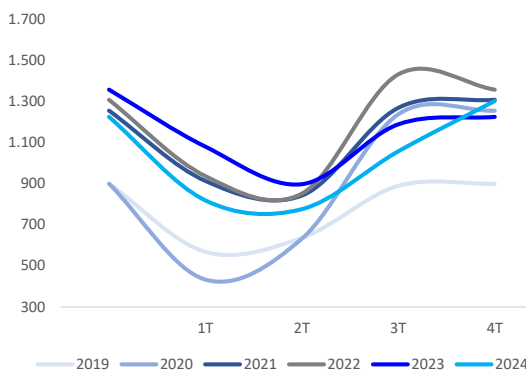
Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Vento (m/s)			
	4T23	4T24	Δ%	Δ	4T23	4T24	Δ%	Δ
Ventos de Tianguá	180,3	183,5	1,8%	3,2	9,2	9,4	1,6%	0,1
Serra do Mel 1 e 2	436,5	532,2	21,9%	95,7	8,8	8,9	1,7%	0,1
Echo 1, 2, 4 e 5	361,0	322,5	-10,7%	-38,5	8,4	8,6	2,9%	0,2
Ventos de São Clemente	247,2	264,0	6,8%	16,8	7,7	8,1	5,5%	0,4
Portfólio Eólico	1.225,0	1.302,1	6,3%	77,2	8,5	8,7	2,7%	0,2

Complexos Solares	Geração (GWh)				Irradiância Média (W/m ²)			
	4T23	4T24	Δ%	Δ	4T23	4T24	Δ%	Δ
Ribeiro Gonçalves	-	94,5	-	-	-	260,1	-	-
Barreiras	-	163,6	-	-	-	315,6	-	-
Portfólio Solar	-	258,1	-	-	-	294,0	-	-

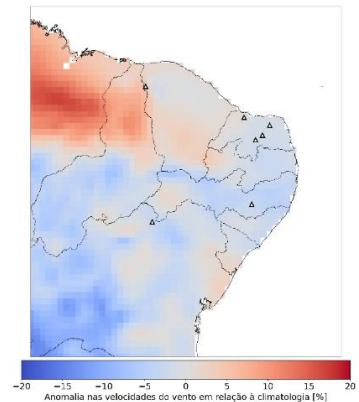
MÉDIA DOS VENTOS - PORTFÓLIO EÓLICO (m/s)



GERAÇÃO TOTAL - PORTFÓLIO EÓLICO (GWh)



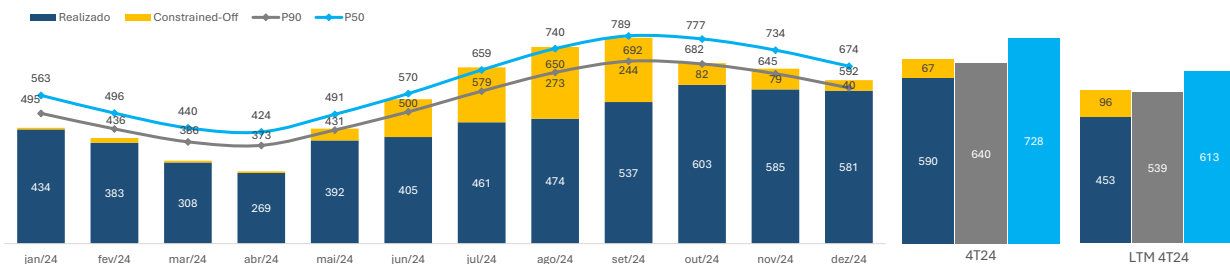
O 4T24 foi marcado por velocidades de vento abaixo da média climatológica na maior parte do Nordeste, com exceção de algumas áreas dos estados do Maranhão, Piauí e Ceará, que registraram anomalias positivas. No entanto, em comparação com o 4T23, a velocidade média dos ventos nos complexos da Echoenergia apresentou um aumento de 2,7%, aproximando-se da média climatológica.



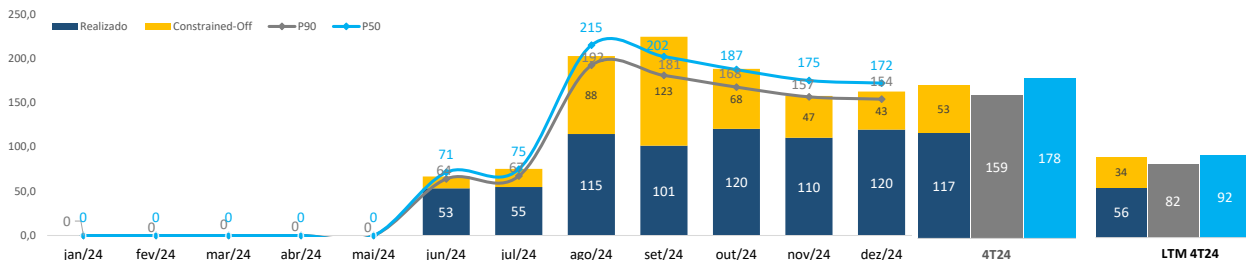
A figura ao lado ilustra as anomalias de vento no 4T24 em relação à média de longo prazo, evidenciando o impacto climático negativo na maioria dos complexos da Echoenergia. Ainda assim, os resultados deste trimestre foram mais próximos ao P50 do que os observados no 4T23.

Os gráficos a seguir apresentam a geração de energia eólica e solar da Echoenergia nos últimos meses e a visão para o 4T24, comparando-a com os valores de P50 e P90 anual revisados pela empresa no início de 2024. Vale destacar que essas estimativas de produção de energia são consideradas robustas, pois os estudos foram elaborados utilizando metodologias consolidadas no mercado e tem como base dados operacionais para todos os complexos.

Ativos Eólicos Echoenergia - Geração realizada e variabilidade do recurso para P50 e P90 de 1 ano (MWm)



Ativos Solares Echoenergia - Geração realizada e variabilidade do recurso para P50 e P90 de 1 ano (MWm)



¹ Os valores apresentados consideram apenas meses de operação plena, ou seja, do mês subsequente ao COD de cada usina em diante.

CONSTRAINED-OFF

Após a ocorrência, em 15 de agosto de 2023, que resultou no desligamento parcial do Sistema Interligado Nacional (SIN), o Operador Nacional do Sistema (ONS) implementou modificações no modo de operação do sistema que ocasionaram restrições significativas de geração (conhecidas como "constrained-off") para os agentes de geração de energia renovável no Nordeste. Entre as modificações, destaca-se a redução dos limites de exportação de energia do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste e o Norte. Historicamente, até a data da ocorrência, a Echoenergia havia experimentado impactos limitados e, portanto, desprezíveis, devido ao constrained-off. No entanto, após a data da ocorrência, a empresa foi afetada principalmente em seus projetos eólicos de Serra do Mel e Tianguá e solares de Ribeiro Gonçalves e Barreiras.

No 4T24, as perdas de energia totalizaram 263,7 GWh (14,5%), com maior relevância para o parque eólico de Serra do Mel com 112,0 GWh (17,0%) e para os parques solares de Barreiras e Ribeiro Gonçalves, com 80,3 GWh (32,4%) e 35,9 GWh (27,0%) respectivamente. Esse impacto no portfólio superou o reportado no 4T23 (194,7 GWh ou 13,7%), devido à entrada em operação das usinas solares, que apresentaram perdas mais elevadas no 4T24 (116,3 GWh ou 31,1%). Por outro lado, ao considerar exclusivamente os ativos eólicos, observa-se uma redução para 147,4 GWh (10,2%) no 4T24, reflexo das mudanças nos critérios de controle do ONS, da entrada de novas linhas de transmissão e do avanço no atendimento dos requisitos da RAP (Relatório de Análise de Perturbação) pelos agentes. Além disso, a Echoenergia tem trabalhado ativamente em colaboração com as associações do setor para minimizar o impacto do constrained-off em seu portfólio.

FINANCIAMENTO DE LONGO PRAZO

Os complexos solares de Ribeiro Gonçalves e Barreiras I contam com a contratação das seguintes linhas de financiamento de longo prazo, abaixo detalhadas:

Complexos Solares	Fonte	Contratado (R\$ milhões)	Desembolsado (R\$ milhões)	% Desembolsado	Custo	Prazo
Ribeiro Gonçalves	BNDES - Subcrédito A	510,0	347,0	68,0%	IPCA + 7,57%	24 anos
	BNDES - Subcrédito B	195,0	0,0	0,0%	IPCA + 8,37%	15 anos
	BNB	200,0	0,0	0,0%	IPCA + 4,54%	24 anos
	Vinci	100,0	100,0	100,0%	IPCA + 7,54%	18 anos
	Total	1.005,0	447,0	44,5%	N/A	N/A
Barreiras I	BNB/AFD	380,0	367,0	96,6%	IPCA + 5,11%	24 anos
	Debêntures	950,0	950,0	100,0%	IPCA + 6,84%	21 anos
	Total	1.330,0	1.317,0	99,0%	N/A	N/A

DESEMPENHO FINANCEIRO

DRE	Echo Participações				Echo Crescimento			
	4T23	4T24	Δ%	Δ	4T23	4T24	Δ%	Δ
Receita Líquida	286,1	333,3	16,5%	47,2	4,4	57,4	1219,0%	53,0
(-) Compra de Energia	(2,6)	(42,9)	1535,2%	(40,3)	(4,4)	(4,4)	-1,3%	0,1
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	-	(0,1)	N/A	(0,1)
Lucro Bruto de Energia	283,4	290,4	2,5%	7,0	(0,1)	52,9	-56493,5%	53,0
Custos e Despesas Operacionais	(66,6)	(89,7)	34,8%	(23,1)	(0,6)	(68,1)	11412,7%	(67,5)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(38,6)	(82,6)	114,1%	(44,0)	-	(66,5)	N/A	(66,5)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(28,0)	(7,1)	-74,5%	20,9	(0,6)	(1,6)	166,0%	(1,0)
EBITDA	216,9	200,7	-7,4%	(16,1)	(0,7)	(15,2)	2123,7%	(14,6)
Margem EBITDA (%)	75,8%	60,2%	-15,6p.p.	N/A	-15,7%	-26,6%	-10,8p.p.	N/A
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes)	-	11,8	N/A	11,8	-	50,0	N/A	50,0
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	-	0,1	N/A	0,1
EBITDA Ajustado	216,9	212,5	-2,0%	(4,3)	(0,7)	34,9	-5199,7%	35,6
Margem EBITDA Ajustada (%)	75,8%	63,8%	-12p.p.	N/A	115,8%	-51,3%	-167,2p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(30,1)	(74,8)	148,4%	(44,7)	(0,2)	(19,3)	11172,2%	(19,1)
(+/-) Resultado Financeiro	(68,8)	(69,9)	1,5%	(1,1)	(8,3)	(68,7)	730,9%	(60,5)
(-) Impostos	(16,9)	32,2	-290,2%	49,1	1,7	(2,2)	-229,2%	(4,0)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	101,0	88,2	-12,7%	(12,8)	(7,4)	(105,5)	1326,2%	(98,1)
Margem Líquida (%)	35,3%	26,5%	-8,8p.p.	N/A	N/A	-210,8%	N/A	N/A

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	4T23	4T24	Δ%	Δ
Receita Líquida	290,4	390,7	34,5%	100,3
(-) Compra de Energia	(7,1)	(47,3)	568,8%	(40,2)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	(0,1)	N/A	(0,1)
Lucro Bruto de Energia	283,3	343,3	21,2%	59,9
Custos e Despesas Operacionais	(67,1)	(157,8)	135,0%	(90,6)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(38,6)	(149,1)	286,7%	(110,5)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(28,6)	(8,7)	-69,5%	19,9
EBITDA	216,2	185,5	-14,2%	(30,7)
Margem EBITDA (%)	74,4%	47,5%	-27p.p.	N/A
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes)	-	61,8	N/A	61,8
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	0,1	N/A	0,1
EBITDA Ajustado	216,2	247,5	14,5%	31,3
Margem EBITDA Ajustada (%)	74,4%	63,3%	-11,1p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(30,3)	(94,1)	210,6%	(63,8)
(+/-) Resultado Financeiro	(77,1)	(138,6)	79,8%	(61,5)
(-) Impostos	(15,2)	29,9	-297,2%	45,1
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	93,6	(17,2)	-118,4%	(110,9)
Margem Líquida (%)	32,2%	-4,4%	-36,7p.p.	N/A

LUCRO BRUTO DE ENERGIA - ECHOENERGIA

O Lucro Bruto de Energia da Echoenergia no 4T24 foi de R\$ 343,3 milhões, um aumento de 21,2% quando comparado ao mesmo período do ano passado, ou de R\$ 59,9 milhões. O aumento é explicado principalmente pelo início das operações dos complexos solares, que adicionaram R\$ 52,9 milhões ao lucro bruto do período. O Lucro Bruto de Energia de Echo Participações, que concentra as usinas eólicas da companhia, foi de R\$ 290,4 milhões no 4T24, crescimento de 2,5%, em linha com o crescimento da energia gerada no período, ou R\$ 7,0 contra o mesmo período do ano anterior.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - ECHOENERGIA

Os custos e despesas operacionais da Echoenergia totalizaram R\$ 157,8 milhões no 4T24, um aumento de 135,0%, ou R\$ 90,6 milhões comparado ao 4T23.

O trimestre foi impactado pelos seguintes efeitos não recorrentes:

- (i) Baixa de investimentos reconhecidos no Intangível, referentes a projetos do pipeline que foram descontinuados (R\$ 50,0 milhões); e
- (ii) Ajuste na metodologia de precificação do custo do estoque, efeito não caixa que afetou o resultado do trimestre (R\$ 11,8 milhões).

Na visão ajustada, os custos e despesas operacionais da Echoenergia aumentaram 42,9%, ou R\$ 28,8 milhões, aumento explicado principalmente pela entrada em operação dos parques solares (R\$ 18,1 milhões), além do aumento de despesas com Pessoal e O&M.

RESULTADO FINANCEIRO - ECHOENERGIA

O resultado financeiro da Echoenergia foi de R\$ 138,6 milhões negativos, valor R\$ 61,5 milhões pior quando comparado ao 4T23, impactado pelas despesas referentes ao financiamento dos complexos solares, agora operacionais.

PROFORMA – ECHOENERGIA + EQUATORIAL RENOVÁVEIS

Abaixo apresentamos o desempenho econômico-financeiro da Echoenergia em uma visão proforma combinando o resultado da Equatorial Renováveis S.A. (antiga Solenergias), veículo de comercialização do grupo, o qual é atualmente consolidado, na visão societária, sob a Equatorial Serviços.

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)				EQTL Renováveis			
	4T23	4T24	Δ%	Δ	4T23	4T24	Δ%	Δ
Receita Líquida	290,4	390,7	34,5%	100,3	68,5	339,9	396,2%	271,4
(-) Compra de Energia	(7,1)	(47,3)	568,8%	(40,2)	(58,1)	(341,2)	487,3%	(283,1)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	(0,1)	N/A	(0,1)	(175,8)	(10,7)	-93,9%	165,1
Lucro Bruto de Energia	283,3	343,3	21,2%	59,9	(165,4)	(12,0)	-92,7%	153,4
Custos e Despesas Operacionais	(67,1)	(157,8)	135,0%	(90,6)	(4,6)	(17,0)	267,2%	(12,4)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(38,6)	(149,1)	286,7%	(110,5)	(0,0)	(0,9)	N/A	(0,9)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(28,6)	(8,7)	-69,5%	19,9	(4,6)	(16,1)	247,6%	(11,5)
EBITDA	216,2	185,5	-14,2%	(30,7)	(170,1)	(29,0)	-82,9%	141,0
Margem EBITDA (%)	74,4%	47,5%	-27p.p.	N/A	-248,2%	-8,5%	239,7p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	-	61,8	N/A	61,8	-	-	N/A	-
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	0,1	N/A	0,1	175,8	10,7	-93,9%	(165,1)
EBITDA Ajustado	216,2	247,5	14,5%	31,3	5,8	(18,3)	-416,2%	(24,1)
Margem EBITDA Ajustada (%)	74,4%	63,3%	-11,1p.p.	N/A	8,4%	-5,4%	-13,8p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(30,3)	(94,1)	210,6%	(63,8)	0,0	(0,1)	-2000,4%	(0,2)
(+/-) Resultado Financeiro	(77,1)	(138,6)	79,8%	(61,5)	0,1	(0,0)	-108,1%	(0,2)
(-) Impostos	(15,2)	29,9	-297,2%	45,1	58,5	2,5	-95,6%	(56,0)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	93,6	(17,2)	-118,4%	(110,9)	(111,4)	(26,6)	-76,1%	84,7
Margem Líquida (%)	32,2%	-4,4%	-36,7p.p.	N/A	-162,6%	-7,8%	154,7p.p.	N/A

DRE	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	4T23	4T24	Δ%	Δ
Receita Líquida	358,9	730,6	103,6%	371,7
(-) Compra de Energia	(65,2)	(388,5)	496,1%	(323,3)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(175,8)	(10,9)	-93,8%	165,0
Lucro Bruto de Energia	117,9	331,2	180,9%	213,3
Custos e Despesas Operacionais	(71,8)	(174,8)	143,5%	(103,0)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(38,6)	(150,0)	289,0%	(111,4)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(33,2)	(24,8)	-25,4%	8,4
EBITDA	46,1	156,5	239,2%	110,3
Margem EBITDA (%)	12,9%	21,4%	8,6p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	-	61,8	N/A	61,8
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	175,8	10,9	-93,8%	(165,0)
EBITDA Ajustado	222,0	229,2	3,3%	7,2
Margem EBITDA Ajustada (%)	61,8%	31,4%	-30,5p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(30,3)	(94,2)	211,2%	(63,9)
(+/-) Resultado Financeiro	(76,9)	(138,6)	80,2%	(61,7)
(-) Impostos	43,3	32,5	-25,0%	(10,8)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(17,7)	(43,9)	147,3%	(26,1)
Margem Líquida (%)	-4,9%	-6,0%	-1,1p.p.	N/A

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#).

SANEAMENTO**DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL**

Indicadores Operacionais - Água	4T23	3T24	4T24	Δ% vs 4T23	Δ% vs 3T24
Economias faturadas (mil)	81,5	89,8	95,4	17,1%	6,3%
Volume Faturado (mil m ³)	5.450,4	5.363,6	5.484,8	0,6%	2,3%
Índice de cobertura (%)	42,0%	58,9%	63,5%	21.5 p.p.	4.6 p.p.
Índice de Perda da Distribuição (%)	58,5%	61,2%	63,2%	4.7 p.p.	2 p.p.
Indicadores Operacionais - Esgoto	4T23	3T24	4T24	Δ% vs 4T23	Δ% vs 3T24
Economias faturadas (mil)	9,7	18,1	18,9	93,9%	4,0%
Volume Faturado (mil m ³)	638,7	981,5	1.013,7	58,7%	3,3%
Índice de cobertura (%)	8,0%	13,8%	14,7%	6.7 p.p.	0.9 p.p.

As informações operacionais foram divulgadas no release operacional da companhia. Para acessar o documento, [cli-que aqui](#).

DESEMPENHO FINANCEIRO

Demonstração de Resultado	4T23	4T24	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita Operacional	33,9	85,7	153%	51,8
Abastecimento de água e serviços de esgoto	17,7	26,2	48%	8,5
Receita de construção	15,2	56,9	275%	41,7
Outras receitas	1,0	2,7	165%	1,7
Deduções à receita operacional	(3,4)	(4,7)	40%	-1,3
Receita operacional líquida	30,5	81,0	166%	50,5
Custos de construção	(15,2)	(56,9)	275%	-41,7
Custo da Operação	(29,1)	(22,7)	-22%	6,4
Pessoal	(7,5)	(7,4)	-1%	0,1
Material	(3,0)	(2,2)	-25%	0,7
Serviços de terceiros	(11,8)	(5,2)	-56%	6,6
PDD/Provisões	(3,8)	(5,3)	38%	-1,5
Outros	(3,0)	(2,7)	-11%	0,3
Outras Receitas e Despesas Operacionais	-	0,1		
EBITDA	(13,8)	1,4	-110%	15,2
Depreciação e amortização	(8,4)	(7,4)	-12%	1,0
Resultado financeiro	(40,8)	(46,0)	13%	-5,2
Receita financeira	7,9	1,8	-77%	-6,1
Despesa financeira	(48,7)	(47,8)	-2%	0,9
Tributos	-	-	N/A	0,0
Resultado do exercício	(63,0)	(51,9)	-17%	11,0

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 4T24, a receita operacional líquida da CSA atingiu R\$ 81,0 milhões, um aumento de 166% em relação ao 4T23. Desconsiderando a receita de construção, o crescimento foi de R\$ 8,8 milhões ou 57%. O aumento da receita reflete o avanço da hidrometração entre períodos, que aumenta a tarifa média e, por consequência, o faturamento, além do aumento de clientes tanto de água (+14 mil) como de esgoto (+9 mil).

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

O PMSO do período atingiu R\$ 17,5 milhões, 31% menor que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 7,8 milhões menor. Ajustando o PMSO do 4T23 pelo efeito não recorrente de 6,8 milhões, a variação entre períodos é de R\$ 1 milhão, ou 5% menor entre períodos.

A PECLD no trimestre atingiu R\$ 5,3 milhões, valor R\$ 1,5 milhão maior que o mesmo período do ano anterior. Os índices de PECLD/ROB desconsiderando a receita de construção são de 18,4% no 4T24 e 20,5% no 4T23.

RESULTADO FINANCEIRO

No 4T24, o resultado financeiro foi de R\$ 46,0 milhões, valor R\$ 5,2 milhões pior em relação ao 4T23, impacto da menor disponibilidade no período, refletida nas receitas financeiras.

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#)

EQUATORIAL SERVIÇOS

Demonstração de Resultado	4T23	Δ Telecom	Δ Serviços	Δ Enova	Δ EQTL Renováveis	Δ Outros	4T24	Δ%	Δ
R\$ milhões									
Receita Operacional Bruta	(48,6)	(21,16)	12,34	17,72	487,6	6,0	453,8	-1033,8%	502,4
Deduções	(5,0)	3,65	(0,68)	(1,36)	(79,2)	0,2	(82,4)	1560,0%	(77,5)
Receita operacional líquida	(53,6)	(17,52)	11,66	16,36	408,34	6,14	371,4	-793,4%	425,0
Custos Operacionais	(63,5)	21,06	1,25	(2,05)	(255,9)	(12,0)	(311,1)	390,3%	(247,6)
Despesas Operacionais	(59,7)	2,25	(2,09)	14,31	(11,5)	(7,0)	(63,7)	6,6%	(4,0)
EBITDA	(176,7)	5,79	10,82	28,62	141,03	(12,89)	(3,4)	-98,1%	173,4
Margem EBITDA	329,9%	-	-	-	-	-	-0,9%	-100,3%	
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	175,9				(164,0)	(0,0)	11,9	-93,3%	(164,0)
EBITDA Ajustado	(0,8)	5,79	10,82	28,62	(22,98)	(12,93)	8,5	-1132,3%	9,3
Depreciação e Amortização	(2,8)	0,00	0,02	(1,81)	(0,1)	0,0	(4,7)	69,5%	(1,9)
Resultado do serviço (EBIT)	(179,5)	5,8	10,8	26,8	140,9	(12,9)	(8,1)	-95,5%	171,4
Resultado financeiro	(3,5)	0,85	(2,53)	(0,99)	(0,1)	0,1	(6,2)	77,2%	(2,7)
Equivalencia	-	-	9,22	(0,81)	-	-	8,4	N/A	8,4
Tributos	56,3	0,62	4,70	1,09	(56,0)	(0,8)	5,9	-89,5%	(50,4)
Lucro Líquido	(126,7)	7,26	22,23	26,10	84,76	(13,62)	(0,0)	-100,0%	126,7

DESEMPENHO FINANCEIRO

As variações da receita e dos custos da Equatorial Serviços vem, principalmente, da comercializadora do grupo, que negocia os contratos de energia dos projetos solares de Ribeiro Gonçalves e Barreiras I, e por isso possuem uma maior receita de vendas e um maior custo de compra de energia no período.

O EBITDA apresentou atingiu R\$ 8,5 milhões.

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#)

SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE

Por fim, a Companhia não contratou da Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., seu auditor externo, para outros serviços além da auditoria independente e serviços por exigência da ANEEL. A política de contratação adotada pela Companhia atende aos princípios que preservam a independência do auditor, de acordo com as normas vigentes, que principalmente determinam que o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais no seu cliente ou promover os seus interesses.

As seguintes informações não foram revisadas pelos auditores independentes: i) dados operacionais; ii) informações financeiras pro-forma, bem como a comparação destas informações com os resultados societários do período; e iii) expectativas da administração quanto ao desempenho futuro das companhias.

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#)

GRUPO

equatorial
ENERGIA



**Earnings
Release
4Q24**

EQTL
B3 LISTED NM



Brasília, March 26, 2025 – Equatorial S.A., A multi-utilities holding, operating in the Distribution, Transmission, Generation, Commercialization, Services, Sanitation and Telecom segments (B3: EQTL3; USOTC: EQUQY), announces the results for the fourth quarter of 2024 (4Q24) and accumulated 2024.

Consolidated Adjusted EBITDA grows 16.2%, R\$3.2 billion in the period (vs. 4Q23)

Improvement in loss levels and CEA's alignment with the regulatory limit are highlights of the quarter.

- **Total consolidated losses** within the regulatory level for the fifth consecutive quarter and **CEA** within the regulatory limit for the first quarter.
- **The Equity equivalence of Sabesp** reached **R\$263 million** in the quarter
- **Service quality indicators** – Reduction in **DEC**, in the 12-month accumulated view, in **Goiás** (-2.6h), in **Piauí** (-2.2h), in **CEEE-D** (-1.4h) and in **Maranhão** (-0.6h) versus 3Q24 and **FEC** in **Goiás** within regulatory limits.
- Consolidated investments totaled approximately **R\$2.7 billion** in 4Q24.
- **Net Debt / consolidated EBITDA** ratio, in the covenant view, ended 4Q24 at **3.3x**, in line with 4Q23.
- **Availability** for the period reached **R\$13.7 billion**, with a **Cash/Short-term Debt ratio of 2.2x**.
- **Approval of the capital increase via private subscription**, in the amount of **R\$ 111 million**, on 01/07/2025 in an amount equivalent to the Interest on Capital declared on 12/30/24, having been 100% subscribed and paid up.
- **Corporate profit grew 51.8%, R\$ 1,503 million in the period**, driven by tax gains in the quarter of R\$ 692 million.
- **Total declared earnings of R\$987 million** (R\$0.79 per share), **75% higher** than the amount declared in 2024 of **R\$516 million** (R\$0.45 per share).
- Expression of interest in **renewing the concessions** of **Equatorial Maranhão** and **Equatorial Pará** in 25/03.
- **Approval** of the appeal against the rejection of the **RTE of Equatorial Piauí in 2019**.

MAIN MACROINDICATORS ¹

Financial Highlights	4Q23	4Q24	Δ%	Δ	2023	2024	Δ%	Δ
R\$ million								
Net Operating Revenues (NOR)	11,246	12,618	12.2%	1,373	40,985	45,367	10.7%	4,382
Adjusted EBITDA (Quarter)	2,757	3,204	16.2%	447	9,812	10,924	11.3%	1,113
<i>EBITDA Margin (% NOR)</i>	24.5%	25.4%	0.9 p.p.		23.9%	24.1%	0.1 p.p.	
Adjusted EBITDA (Last 12 months)	9,812	10,924	11.3%	1,113	9,812	10,924	11.3%	1,113
Adjusted Net Income	1,020	1,011	-0.9%	(10)	2,113	2,522	19.4%	409
<i>Net Income Margin (% NOR)</i>	9.1%	8.0%	-1.1 p.p.		5.2%	5.6%	0.4 p.p.	
Investments	2,638	2,696	2.2%	58	10,893	8,896	-18.3%	(1,997)
Net Debt	36,694	42,515	15.9%	5,821	36,694	42,515	15.9%	5,821
Net Debt / Adj EBITDA (Last 12 months)	3.3	3.3	-0,1x		3.3	3.3	-0,1x	
Cash / Short Term Debt	2.4	2.2	-0,2x		2.4	2.2	-0,2x	

¹ Adjusted EBITDA net of non-recurring effects and non-cash effects of VNR, IFRS and MtM.

Summary

Summary	3
CONSOLIDATED FINANCIAL PERFORMANCE	5
ADJUSTED GROSS MARGIN.....	6
COSTS AND EXPENSES	8
EBITDA.....	10
FINANCIAL RESULT	11
NET REVENUE.....	13
DEBT.....	15
INVESTMENTS	16
ESG (Environmental, Social and Governance)	17
DISTRIBUTION.....	18
COMMERCIAL PERFORMANCE	18
OPERATIONAL PERFORMANCE.....	20
FINANCIAL PERFORMANCE.....	21
GROSS MARGIN	21
OPERATING EXPENSES AND OPEX/CONSUMER.....	21
EBITDA.....	24
NON-RECURRING EFFECTS - EBITDA.....	26
FINANCIAL RESULT	27
NET PROFIT.....	27
INVESTMENTS	27
TRANSMISSION.....	28
FINANCIAL PERFORMANCE.....	28
RENEWABLES.....	30
OPERATIONAL PERFORMANCE	30
FINANCIAL PERFORMANCE.....	33
SANITATION.....	36
OPERATIONAL AND COMERCIAL PERFORMANCE.....	36
FINANCIAL PERFORMANCE.....	36
EQUATORIAL SERVIÇOS	38
SERVICES PROVIDED BY THE INDEPENDENT AUDITOR	39

NOTICE

Forward-looking statements are subject to risks and uncertainties. Such statements are based on the beliefs and assumptions of our Management and information to which the Company currently has access. Forward-looking statements include information about our current intentions, beliefs or expectations, as well as those of the Company's Board of Directors and Officers. Disclaimers with respect to forward-looking statements and information also include information about possible or assumed operating results, as well as statements that precede, follow or include the words “believes”, “may”, “will”, “continues”, “expects”, “anticipates”, “intends”, “estimates” or similar expressions.

Forward-looking statements and information are not guarantees of performance. They involve risks, uncertainties and assumptions because they refer to future events, therefore depending on circumstances that may or may not occur. Future results and the creation of shareholder value may differ materially from those expressed or suggested by forward-looking statements. Many of the factors that will determine these results and values are beyond the Company's ability to control or predict.

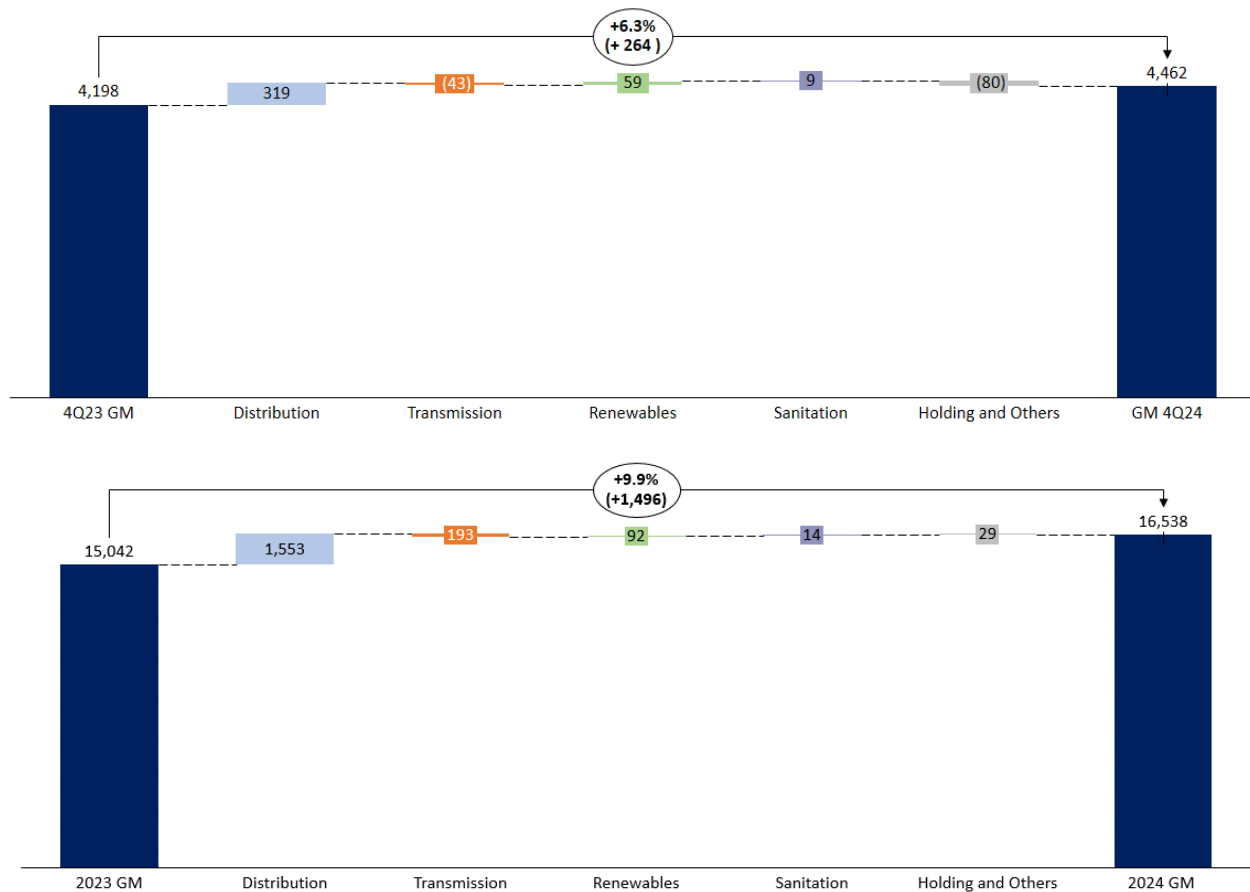
Accounting criteria adopted:

The information is presented on a consolidated basis and in accordance with Brazilian corporate law criteria, based on revised financial information. The consolidated financial information presented in this report represents 100% of the results of its direct and indirect subsidiaries and considers the result of the assets from their acquisition, unless otherwise indicated for comparability purposes.

The consolidated operating information represents 100% of the results of direct and indirect subsidiaries.

CONSOLIDATED FINANCIAL PERFORMANCE

Income Statement	4Q23	4Q24	Δ%	Δ	2023	2024	Δ%	Δ
R\$ million								
Gross Operating Revenues (GOR)	15,247	16,736	9.8%	1,488	54,866	61,506	12.1%	6,640
Net Operating Revenues (NOR)	11,246	12,618	12.2%	1,373	40,985	45,367	10.7%	4,382
Energy Purchase Cost	(7,003)	(8,376)	19.6%	(1,373)	(25,178)	(28,128)	11.7%	(2,950)
Gross Profits	4,243	4,242	0.0%	(1)	15,807	17,239	9.1%	1,431
Adjusted Gross Profits	4,198	4,462	6.3%	264	15,042	16,538	9.9%	1,496
Operating Expenses	(1,520)	(1,487)	-2.1%	32	(5,167)	(5,755)	11.4%	(588)
Other Operational Revenues/Expenses	(296)	176	-159.3%	472	(546)	(90)	-83.5%	456
EBITDA	2,427	2,930	20.7%	503	10,094	11,394	12.9%	1,299
Adj. EBITDA	2,757	3,204	16.2%	447	9,812	10,924	11.3%	1,113
Depreciation	(512)	(618)	20.6%	(106)	(1,873)	(2,185)	16.7%	(312)
Goodwill Amortization	(144)	(143)	-0.8%	1	(573)	(572)	-0.3%	2
Patrimonial Equivalence	-	263	N/A	263	-	265	N/A	265
Service Income (EBIT)	1,771	2,170	22.5%	399	7,647	8,636	12.9%	989
Financial Results	(1,026)	(1,332)	29.8%	(305)	(4,613)	(4,741)	2.8%	(128)
Adjusted Financial Results, net	(1,126)	(1,324)	17.6%	(198)	(4,117)	(4,720)	14.7%	(603)
EBIT	744	838	12.6%	94	3,035	3,896	28.4%	861
Income Tax	246	665	170.5%	419	(159)	(128)	-19.3%	31
Minorities	(316)	(239)	-24.3%	77	(801)	(956)	19.4%	(155)
Net Income	674	1,264	87.4%	589	2,076	2,812	35.5%	736
Net Adjusted Income	1,020	1,011	-0.9%	(10)	2,113	2,522	19.4%	409
Capex	2,638	2,696	2.2%	58	10,893	8,896	-18.3%	(1,997)

ADJUSTED GROSS MARGIN

On a consolidated basis, the Equatorial group's adjusted Gross Margin in 4Q24 showed a growth of 6.3% compared to 4Q23, totaling R\$4.5 billion, already excluding the effects of construction revenue and IFRS effects (VNR, IFRS 9 and MtM).

The result is mainly explained by the increase in the gross margin of the Distribution segment (R\$319 million), with highlights including the growth of Equatorial Goiás (R\$103.8 million), Equatorial Piauí (R\$81.1 million) and CEA (R\$56.0 million), whose performances will be discussed in the Distribution section of the document, and of the Renewables segment (R\$59.2 million), reflecting the entry into operation of solar projects. It is worth noting that the reduction in the margin in the Transmission segment (- R\$42.7 million) is mainly due to the sale of INTESA (March/24), which is no longer consolidated in 4Q24, and SPE 7, which ceased to be consolidated in December.

In this quarter, variations in market growth in distribution had a positive impact on the result by R\$40 million, while the tariff increase totaled R\$247 million and delta losses added R\$112 million.

It is important to note that, as of this quarter, we began recognizing amounts related to consumer energy credits generated by distributed generation. The credits generated by consumers have a 60-month term to be used by consumers and are used to reduce tariffs in the tariff processes of distributors. The recognition made this quarter of R\$531.3 million refers to both the credits generated in this quarter, a recurring amount, and the recognition of past periods, a non-recurring amount.

In the table below we present the non-recurring effects of Gross Margin broken down by segment:

Non Recurring	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	4Q24 Total
Operational Revenue	(29)	-	-	-	-	(29)
Tariff Discount	(29)	-	-	-	-	(29)
Revenue Deductions	31	-	-	-	-	31
ICMS and PIS/COFINS Adjustments	31	-	-	-	-	31
Net Operating Revenue	2	-	-	-	-	2
Costs	444	-	-	-	-	444
Cost of Energy - DG	444	-	-	-	-	444
Gross Margin	446	-	-	-	-	446

Operating Revenue:

- (i) *Tariff Discount (CEA): retroactive effect of CDE subsidies adjusted in the December tariff process.*

Deductions from Operating Income:

- (i) *ICMS and PIS/COFINS adjustments (PA/CEA): Untimely ICMS adjustments in Pará and effect related to the neutrality of PIS/COFINS credits activated in 3Q24 in CEA.*

Electricity Service Cost:

- (i) *Energy Costs - GD (Distribution): In this quarter we began to record the energy liability due to the consumer with distributed generation. The entire retroactive amount of this recognition was classified as non-recurring in the quarter.*

COSTS AND EXPENSES

Operating Expenses	4Q23	4Q24	Δ%	Δ	2023	2024	Δ%	Δ
R\$ million								
(+) Personnel	300	331	10%	31	1,286	1,244	-3%	(42)
(+) Materials	75	70	-6%	(4)	180	225	25%	45
(+) Third Party Services	747	789	6%	42	2,512	2,829	13%	318
(+) Others	120	283	135%	162	298	699	134%	401
(=) Reported PMSO	1,243	1,473	18.5%	230	4,276	4,998	16.9%	722
Adjustments	(71)	(239)	239%	(169)	(43)	(318)	635%	(275)
Adjusted PMSO	1,172	1,234	5.3%	62	4,233	4,680	10.6%	447
(+) Total Provisions	255	252	-1%	(3)	839	947	13%	108
(+) CCC Subvention	22	25	14%	3	53	76	44%	23
(+) Other Operating Expenses (Revenues)	296	(176)	-159%	(472)	546	90	-84%	(456)
(+) Depreciation and Amortization	512	618	21%	106	1,873	2,185	17%	312
Total	2,258	1,953	-13.5%	(305)	7,543	7,977	5.8%	434
IPCA (12 months)							4.83%	
IGPM (12 months)							6.54%	

Operating Expenses	4Q23	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros*	4Q24	Δ%	Δ
R\$ million								
(+) Personnel	300	7	(1)	12	13	331	10.3%	31
(+) Materials	75	(1)	(1)	(1)	(2)	70	-5.8%	(4)
(+) Third Party Services	747	82	22	23	(86)	789	5.6%	42
(+) Others	120	123	(1)	12	28	283	134.7%	162
(=) Reported PMSO	1,243	212	20	47	(47)	1,473	18.5%	230
Adjustments	(71)	-	-	-	-	(239)	238.9%	(169)
Adjusted PMSO	1,172	82	(2)	35	(53)	1,234	5.3%	62
(+) Total Provisions	255	(154)	(2)	-	153	252	-1.3%	(3)
(+) CCC Subvention	22	3	-	-	-	25	14.2%	3
(+) Other Operating Expenses (Revenues)	296	(271)	(253)	50	2	(176)	-159.3%	(472)
(+) Depreciation and Amortization	512	47	-	57	1	618	20.6%	106
Total	2,328	(163)	(236)	154	109	2,192	-5.8%	(136)
IPCA				4.83%				
IGPM				6.54%				

*Includes PPAs and Eliminations

Adjusted PMSO grew by 5.3% quarter-to-quarter, from R\$1,172 million to R\$1,234 million. Adjusting PMSO on a same-asset basis (normalizing the effects of INTESA, SPE 7 and Echoenergia's solar parks), the variation between quarters would be 4.5% (R\$1,162.9 million in 4Q23 vs. R\$1,215.0 million in 4Q24), in line with inflation for the period.

The provisions line is mainly affected by the effects of updating the provisions matrix, due to the update of the aging period for the full write-off of invoices and by the variation in PPAs in the consolidation of 4Q23.

The variation in the Other Operating Revenues/Expenses line is due to two non-recurring effects: (i) the accounting of the goodwill from the sale of SPE 7, which in the quarter generated a positive effect of R\$253 million, and (ii) the write-off of assets from the Echoenergia pipeline, which generated a negative effect of R\$50 million.

As the main effects of the Adjusted PMSO for the quarter, we highlight:

- (i) Increase of R\$82 million in the Distribution segment, mainly due to the variation in Equatorial Goiás, which still presents volatility in the comparison and will have its effect explained in the distribution section;
- (ii) Increase of R\$ 35 million in the renewables segment, mainly in the Other and Services lines, resulting from the completion of solar parks and maintenance in parks; and
- (iii) Reduction of R\$53 million in Others, explained mainly by the variation in the effects of accounting eliminations between quarters.

In the table below we present the non-recurring effects of costs and expenses, broken down by segment:

Non Recurring	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	4Q24 Total
Operational Costs and Expenses	193	22	12	-	13	239
Personnel	(9)	-	-	-	13	4
Materials	6	-	12	-	-	18
Third Party Services	52	22	-	-	-	73
Others	144	-	-	-	-	144
Provisions	2	-	-	-	-	2
Costs and Expenses	194	22	12	-	13	241

Below is a breakdown of non-recurring effects:

Operating Costs and Expenses:

Personnel

- (i) *Retroactive releases, activation of INSS credits and emergency assistance (MA/CEEE).*
- (ii) *Acquisition bonus – New Business (Holding)*

Material

- (i) *Expenses with the insourcing process and adjustment in the average price of stocks (AL/PA/Echo): acquisition of individual and collective protection equipment resulting from the insourcing process in Alagoas and Pará, and adjustment in the accounting method for Echoenergia's stocks, with no cash effect.*

Third-Party Services

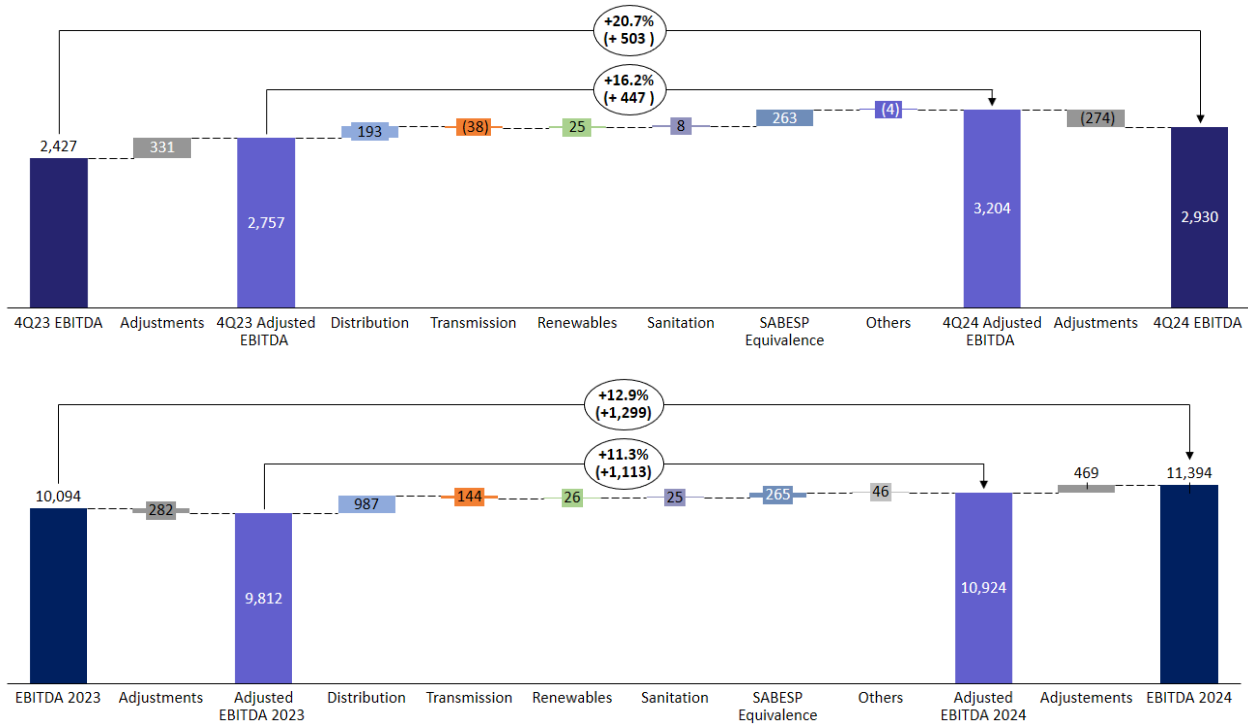
- (i) *Untimely releases (MA/PA/PI/CEEE/GO).*
- (ii) *Expenses with insourcing (PA/AL): Consulting and training aimed at maturing insourcing teams.*
- (iii) *Consultancies (MA/GO/Transmission): Strategic planning consultancies in Maranhão, Fees in Goiás and M&A consultancy in Transmission (SPE 7).*

Others

- (i) *Regulatory fines and other minor effects.*

The individual effects of the distributors can be viewed in the non-recurring table in the Distribution section.

EBITDA



Equatorial's reported EBITDA reached R\$2,930million in 4Q24, 20.7% higher than in 4Q23.

EBITDA adjusted for non-recurring and non-cash effects reached R\$3,204 million, 16.2% higher than the same period of the previous year, or R\$447 million higher, an increase due to: (i) Equity equivalence effect of SABESP, which added R\$263 million in the quarter, and (ii) increase in the distribution segment, which recorded a variation of R\$193 million in the quarter where we highlight the variations of Equatorial Piauí (R\$76 million) and CEA (R\$42 million). It is important to highlight that the EBITDA of the quarter was also affected by the effect of the unbilled income of the quarter, which reached negative R\$98 million.

It is important to mention that adjusted EBITDA already includes non-cash and IFRS adjustments (VNR, IFRS 9 and MtM).

Below we present the EBITDA reconciliation, in accordance with CVM Instruction 156/22:

EBITDA	4Q23	4Q24	Δ%	Δ	2023	2024	Δ%	Δ
R\$ million								
EBITDA Equatorial IFRS	2,427	2,930	20.7%	503	10,094	11,394	12.9%	1,299
EBITDA Adjustments	331	274	-17.1%	(56)	(282)	(469)	66.1%	(187)
Non Recurring Adjustments	400	500	24.9%	100	484	555	14.6%	71
(-) IFRS 9 (Transmission)	(48)	(60)	25.3%	(12)	(185)	(450)	142.8%	(265)
(-) VNR	(198)	(178)	-10.2%	20	(619)	(603)	-2.5%	16
(-) MtM	176	12	-93.3%	(164)	38	30	-21.3%	(8)
EBITDA Equatorial (ex new assets)	2,757	3,204	16.2%	447	9,812	10,924	11.3%	1,113
Ajusted EBITDA - Same Assets	2,712	2,882	6.3%	170	9,559	10,358	8.4%	799
Ajusted EBITDA - Retroactive DG Effect	2,718	3,204	17.9%	486	9,679	10,924	12.9%	1,245

The non-recurring effects that impacted EBITDA are listed below.

Non Recurring	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	4Q24 Total
Gross Margin	446	-	-	-	-	446
Costs and Expenses	194	22	12	-	13	241
Other operational revenues/expenses	23	(252)	50	-	-	(179)
IFRS Adjustments (VNR/IFRS9/MtM)	(178)	(60)	-	-	12	(226)
PPAs	-	-	-	-	(8)	(8)
EBITDA Adjustments	486	(290)	62	-	17	274

The EBITDA adjustments represented in the previous sections “Gross Margin” and “Costs and Expenses”. For further details, see the “Distribution” section.

FINANCIAL RESULT

Financial Result, net	4Q23	4Q24	Δ%	Δ	2023	2024	Δ%	Δ
R\$ million								
(+) Financial Income	240	432	79.8%	192	1,059	1,277	20.6%	218
(+) Fines and Interest on Overdue Bills	104	157	51.7%	54	413	488	18.0%	74
(+) Swap Operations	(1,222)	(1,692)	38.4%	(469)	(5,235)	(5,586)	6.7%	(351)
(+) Foreign Exchange on Debt	(125)	(14)	-88.7%	111	(64)	(90)	39.5%	(25)
(+) Charges and Fees	(1)	(30)	5045.7%	(30)	38	(7)	-119.6%	(46)
(+) Interest and Present Value - Judicial Recovery	(100)	(7)	-93.3%	93	(583)	(210)	-64.0%	373
(+) Interest and Present Value - Commercial	78	(178)	-327.6%	(256)	(241)	(613)	154.0%	(372)
Net Financial Result	(1,026)	(1,332)	29.8%	(305)	(4,612)	(4,741)	2.8%	(128)
(-/+ Non Recurring Events	(61)	(126)	104.9%	(64)	534	(119)	-122.2%	(652)
(-/+ Non-Cash Effects	(38)	134	-450.0%	172	(38)	134	-450.0%	172
Adjusted Net Financial Result	(1,126)	(1,324)	17.6%	(198)	(4,079)	(4,859)	19.1%	(781)

It is important to mention that, in the Non-Cash Effects line, we are highlighting the effect of the update of the call option on the participation via preferred shares in Equatorial Distribuição. This effect is being adjusted in a similar way to the non-recurring effects and the adjustment was also mapped to 4Q23.

Below are explanations of non-recurring effects:

Non Recurring	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	4 T24 Total
Financial Revenues	(107)	-	-	-	-	(107)
Fees for fundraising and economic advisors	(103)	-	-	-	-	(103)
PIS/COFINS Reversals	(4)	-	-	-	-	(4)
Financial Expenses	(19)	-	-	-	-	(19)
Fees for fundraising and economic advisors	(24)	-	-	-	-	(24)
Discounts given in renegotiations	29	-	-	-	-	29
Increase on interest in late payment	(24)	-	-	-	-	(24)
Financial Results	(126)	-	-	-	-	(126)
Non Cash	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	4 T24 Total
Preferred Shares Effect	-	-	-	-	134	134

Financial Income

- (i) *Retroactive Entries (PA/PI/CEEE/GO): Entries relating to taxes from other periods.*
- (ii) *PIS/COFINS reversal (CEA).*

Financial Expenses

- (i) *Contingency Update (GO): effect related to the update of regulatory contingency values.*
- (ii) *Discounts Granted in Renegotiations (GO): Discounts aimed at negotiations with customers.*
- (iii) *Late Payments (CEEE): adjustment relating to negotiations carried out with clients.*

On a consolidated basis, the Company's reported financial result reached negative R\$1,332 million against negative R\$1,026 million in 4Q23, while the financial result adjusted for non-recurring and non-cash effects in 4Q24 was negative R\$1,324 million, 17.5% higher compared to 4Q23. Debt charges in the quarter are mainly explained by the increase in gross debt in the period (+ R\$9.4 billion vs. 4Q23) and reflect the financing for the acquisition of the 15% stake in SA-BESP and the investments made in the Distribution and Renewables segment.

It is important to mention that the quarterly result includes an impact of R\$14,7 million related to the update of DG credits based on the current PMIX of the distributors.

NET REVENUE

On a consolidated basis, net income for the period was R\$1,503 million, while adjusted net income for the period was R\$1,011 million, R\$10 million lower than the same period of the previous year.

Consolidated Net Revenues	4Q23	4Q24	Δ%	Δ	2023	2024	Δ%	Δ
Distribution	838	1,263	50.6%	424	2,646	3,514	32.8%	868
Transmission	130	341	161.7%	211	411	818	98.9%	407
Intesa	(7)	-	-100.0%	7	48	3	-93.4%	(45)
Echoenergia	101	88	-12.7%	(13)	67	97	43.7%	30
Echo Crescimento	(7)	(105)	1344.1%	(98)	(1)	(167)	16678.0%	(166)
Serviços	(127)	(0)	-100.0%	127	(25)	(15)	-41.5%	11
CSA	(63)	(52)	-17.5%	11	(234)	(202)	-13.7%	32
PPAs	216	15	-93.1%	(201)	913	136	-85.1%	(777)
Holding & Others	(92)	(47)	-49.1%	45	(950)	(418)	-56.0%	532
(=) Net Revenue	990	1,503	51.8%	513	2,876	3,768	31.0%	892
Total Adjustments	30	(492)	-1720.7%	(522)	(763)	(1,246)	63.2%	(482)
DisCos Adjustments	342	(292)	-185.4%	(634)	491	(427)	-187.1%	(918)
Transmission Adjustments	3	(231)	-8640.3%	(233)	3	(201)	-7545.6%	(204)
Renewables Adjustments	-	62	N/A	62	7	62	749.1%	55
Sanitation Adjustments	7	-	-100.0%	(7)	7	-	-100.0%	(7)
Serviços Adjustments	-	-	N/A	-	-	-	N/A	-
PPAs & Holding Adjustments	(216)	(2)	-99.0%	214	(602)	(95)	-84.2%	507
Preferred Shares Adjustments	(38)	134			(38)	139		
IFRS Adjustments (VNR, IFRS and MtM)	(67)	(163)	144.5%	(96)	(631)	(723)	14.6%	(92)
(=) Adjusted Net Revenue	1,020	1,011	-0.9%	(10)	2,113	2,522	19.4%	409
(=) Net Revenue	990	1,503	51.8%	513	2,876	3,768	31.0%	892
<i>(-) Minorities</i>	<i>(316)</i>	<i>(239)</i>	<i>-24.3%</i>	<i>77</i>	<i>(801)</i>	<i>(956)</i>	<i>19.4%</i>	<i>(155)</i>
(=) Net Revenue Ex Minorities	674	1,264	87.4%	589	2,076	2,812	35.5%	736

The company's minority interests are affected by the restatement of the PN shares issued in Equatorial Distribuição, and therefore do not reflect the existing economic interest in Equatorial. For a more accurate view, Adjusted Net Income for Minorities should take into account: (i) the minority interests of the group's companies, which reached R\$86.7 million in the quarter, and (ii) the amount of the restatement of PNs by CDI, which reached R\$300 million positive in the quarter, given the payment of dividends made in 3Q24. Making these adjustments, Net Income ex-minority would be R\$1,716.2 million.

It is important to highlight that the adjusted net income includes non-cash adjustments related to the update of the call option for preferred shares in Equatorial Distribuição. The effect is mapped within the financial result and reflects the composition of the profit adjustments.

Below we present the non-recurring and non-cash effects that impacted the company's profit:

Non Recurring	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	4Q24 Total
EBITDA Adjustments (Margin+Costs)	640	22	12	-	13	686
Other Non-Operational Revenues and Costs	-	(252)	50	-	-	(202)
Financial Results	(126)	-	-	-	-	(126)
Taxes	(806)	-	-	-	-	(806)
PPAs	-	-	-	-	(15)	(15)
Preferred Shares Adjustments - Non Cash	-	-	-	-	134	134
IFRS adjustments (VNR / IFRS 9 / MtM) net of tax	(117)	(54)	-	-	8	(163)
Total Adjustments Net Revenue	(409)	(284)	62	-	139	(492)

The tax line adjusts the quarterly amount for the incidence of taxes on recurring income, and the IFRS Adjustments line includes non-cash effects already net of taxes.

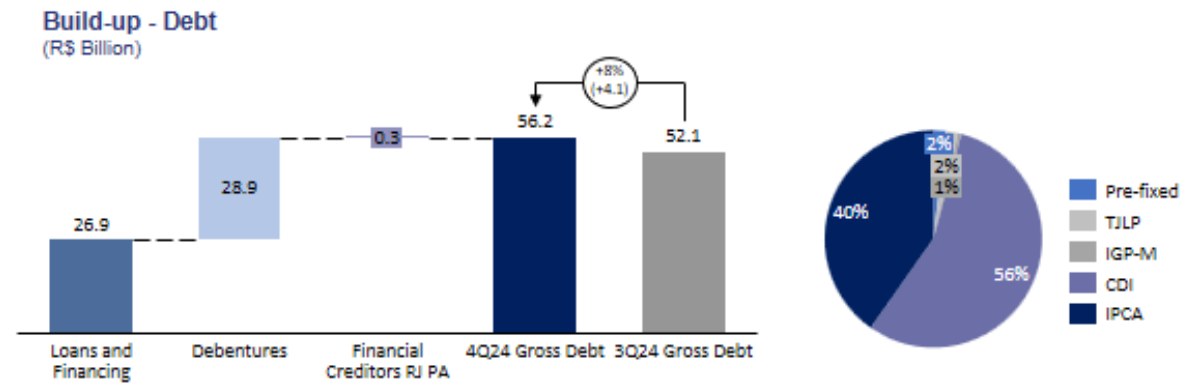
It is important to highlight that in this quarter, reversals were recorded in the IR/CSLL, deferred taxes and tax incentives lines, reflecting tax theses explored by the company. The main effect recorded in the quarter refers to a reversal carried out at Equatorial Goiás, referring to the incidence of taxes on the financial updates of tax debts (thesis of the century). Reversals were also recorded on taxes calculated on operating profit, which affect the distributors of Maranhão, Pará,

Piauí and Alagoas. It is expected that part of the credits generated in the quarter will be appropriated throughout 2025. The table below shows the breakdown of non-recurring effects:

Non Recurring - Tax Gains	4Q 24							Total
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	
R\$ million								
Deferred NR	-	35	68	32	-	-	356	491
Current NR IRPJ/CSLL	(3)	(6)	(27)	(23)	-	-	51	(8)
NR IRPJ Incentive	69	85	26	29	-	-	-	209
Total	67	113	67	38	-	-	407	692

DEBT

In the quarter, consolidated gross debt, considering loans and financing, financial creditors from the judicial recovery (net of adjustment to present value) and debentures, reached R\$56.2 billion. For a more detailed breakdown of the debt, visit the IR website, in the section: Financial Information – Operational and Financial Data.



Build-up Net Debt / EBITDA* Covenants View

Equatorial's covenants consider the 12m EBITDA from the company's acquisitions and disregard part of RJ's debts

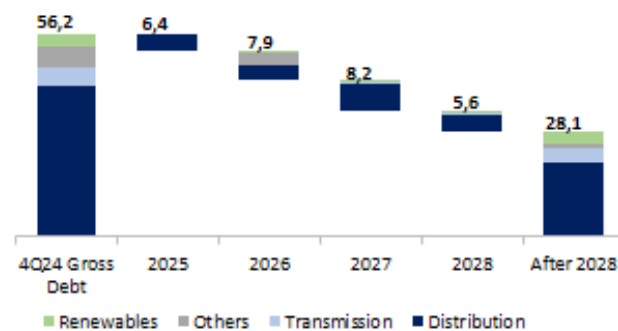
Build-up Covenants	
Gross Debt	56.2
(-) Covenants Adjustments	-0.1
(-) Cash	13.7
Net Debt	42.5
<hr/>	
EBITDA Covenants	12.9
Net Debt / EBITDA	3.3

Deadline and Average Cost

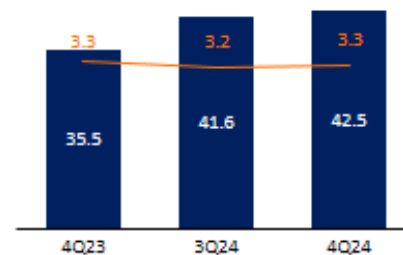
5.4 years / 11.36% p.y.

Referring to the average cost of the liability incurred in the period

Amortization Schedule (R\$ Billion)



Historical Net Debt / EBITDA Covenants View (R\$ Bi)



Net debt for covenant purposes reached R\$42.5 billion, implying a net debt/EBITDA ratio for covenant purposes of 3.3x. The opening of the covenant table presents Equatorial's EBITDA, in addition to the equity of the 15% stake in SABESP, both referring to the last 12 months and from a covenant perspective.

Cash coverage of the Company's short-term obligations was 2.2x in 4Q24.

INVESTMENTS

Investments	4Q23	4Q24	Δ%	Δ	2023	2024	Δ%	Δ
R\$ million								
Distribution	2,025	2,619	29%	594	8,166	8,378	3%	212
Electrical Assets	1,328	1,813	37%	485	6,318	6,189	-2%	-129
Special Obligations	397	512	29%	115	1,068	1,453	36%	385
Non-Electrical Assets	300	295	-2%	-5	779	735	-6%	-44
Transmission	25	6	-77%	-19	100	24	-76%	-76
EQTT	28	6	-80%	-23	102	24	-77%	-78
Intesa	-	3	100%	3	-	2	100%	2
Renewables	526	4	-99%	-521	2,444	310	-87%	-2,134
Operational Assets	38	-	124%	-47	84	42	-50%	-42
Projects in Development	488	14	-	-474	2,360	268	-	-2,092
Sanitation	15	57	275%	42	73	156	113%	83
Others	47	9	-80%	-38	111	29	-74%	-82
Total Equatorial	2,638	2,696	2%	58	10,893	8,896	-18%	-1,997

Information regarding Investments made considers 100% of our assets in the reported periods. New assets are considered based on their respective consolidations.

In 4Q24, the total consolidated investment was R\$2.7 billion, a volume 2% higher than that recorded in 4Q23.

The reduction in investments in renewables reflects the completion of the solar projects in Ribeiro Gonçalves and Barreiras, while the reduction in the Transmission segment reflects the completion of the reinforcement work on the Xingu Transformer, in SPE 8. The increase in investments in the Distribution segment is the result of investments in expansion, quality and losses in the Electrical Assets line, while the increase in special obligations is due to the greater number of works aimed at universalization.

To return to the Summary, click [here](#).

ESG (Environmental, Social and Governance)

The Equatorial Group ended 2024 with significant results in its Safety Journey, based on five main pillars: Leadership, Behavior, Training, Suppliers and Population. In the supplier pillar, the company integrated more than 19 thousand employees into its safety system. In the leadership pillar, more than 1,700 inspections were carried out outside of business hours, covering 1,563 teams, through the "Altas Horas Program", whose objective is to ensure that leadership conducts inspections and implements safe behavior initiatives, promoting the safety agenda in teams.

Regarding fuel management, Grupo Equatorial recorded a consumption of 206,954 liters of ethanol in the quarter, achieving an increase of over 2600% compared to consumption in 2023. This advance reflects the Company's strategy to promote the reduction of greenhouse gas (GHG) emissions, replacing fossil fuels with cleaner and renewable alternatives. This project to increase ethanol consumption will be maintained and expanded in 2025, with the Company seeking to further intensify the use of renewable fuels in its operations.

The Group also increased by 15% the number of power connections made through the SIGFI (Individual System for Generating Electric Power with Intermittent Source) in isolated communities without access to electricity, especially in the interior of the state of Pará. The SIGFI, composed of solar panels, inverters and batteries, works like a mini power plant, serving a single consumer unit, with the energy generated and consumed locally.

ESG Indicators	Measure	4Q23	4Q24	Δ%
Environmental				
Consumption of Renewable Fuels in the Administrative Fleet	L	7,603	206,954	2622.0%
SF6 Emission Intensity	tCO2eq/GWh	0.059	0.044	-25.1%
# of Connections in Remote Areas via SIGFI (Individual Electric Power Generation System with Intermittent Source)	#	8,858	10,212	15.3%
Investments in R&D and Energy Efficiency in the Environment	R\$ mil	40,394	28,175	-30.2%
Social				
% of Women in the Equatorial Energia Group	%	35.5%	34.9%	-0.6p.p.
% of Women in Leadership Positions x Total Leaders	%	21.7%	22.4%	0.7p.p.
% of Blacks in Leadership Positions x Total Leaders	%	47.6%	52.1%	4.5p.p.
% de Fornecedores Locais	%	45.8%	39.3%	-6.5p.p.
Social Investments	R\$ mil	20,822	13,144	-36.9%
TF Own	#	46	25	-45.7%
TF Third Party Employees	#	1,589	577	-63.7%
Number of employee deaths (own + third parties)	#	4	2	-50.0%
Número de Acidentes com a População	#	11	14	27.3%
Number of Consumer Units (CUs) benefiting from the Social Electricity Tariff (TSEE)	# mil	4,261	4,494	5.5%
Governance				
% of Independent Directors ¹	%	100.0%	86.0%	-14p.p.
% of Women on the Board	%	25.0%	14.0%	-44.0%
% of Employees Trained on the Integrity Track	%	95.9%	99.0%	3.2%
Cases Registered on the Ethics Channel	#	93	210	125.8%

1 - Considers current composition

2 - It is important to highlight that, until last year, the Integrity Trail control was carried out only in the companies EQTL MA, EQTL PA, EQTL PI, EQTL AL, EQTL ENERGIA and EQTL TRANSMISSÃO. As of January 2024, the Company began monitoring all business units.

3 - Starting in the third quarter of 2024, the Equatorial Group began including black and brown categories in the '% of Black People in Leadership Positions x Total Number of Leaders' indicator. Previously, only employees who self-declared as black were counted in the indicator.

Find out more about our indicators, made available every quarter, in the table below:

To return to the Summary, click [here](#).

DISTRIBUTION**COMMERCIAL PERFORMANCE**

Operational Data		4Q23									4Q24								
	Measure	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total		
SIN Injected Energy	GWh	2,581	3,805	1,431	1,344	2,332	538	4,898	16,928	2,661	3,919	1,417	1,356	2,384	516	4,477	16,729		
Isolated Systems	GWh	0	68	-	-	-	14	-	83	0	74	-	-	-	16	-	90		
DG Injected Energy	GWh	145	205	151	105	99	12	379	1,098	218	318	237	180	134	29	538	1,653		
Energia injetada Total	GWh	2,727	4,078	1,582	1,450	2,431	565	5,277	18,109	2,878	4,312	1,654	1,536	2,518	560	5,015	18,473		
Δ%	%									5.6%	5.7%	4.6%	5.9%	3.6%	-0.8%	-5.0%	2.0%		
Residencial - conventional	GWh	771	862	351	294	703	105	1,579	4,665	790	832	348	291	735	122	1,483	4,601		
Residencial - low income	GWh	451	486	224	161	104	101	262	1,788	477	497	225	186	129	96	286	1,896		
Industrial	GWh	39	92	21	24	53	8	99	337	33	69	15	18	40	11	81	266		
Commercial	GWh	171	365	145	135	341	71	493	1,721	151	324	126	120	340	59	437	1,557		
Others	GWh	433	443	244	245	234	32	869	2,500	437	439	252	214	224	44	780	2,390		
Captive Consumers	GWh	1,866	2,248	984	859	1,435	316	3,303	11,011	1,888	2,161	967	828	1,467	333	3,067	10,710		
Industrial	GWh	113	337	34	161	271	2	890	1,807	121	381	42	174	282	3	979	1,982		
Commercial	GWh	125	217	62	72	213	9	179	877	150	250	76	94	254	20	216	1,060		
Others	GWh	5	32	18	2	26	4	37	124	11	37	20	65	55	4	50	242		
Free Consumers	GWh	244	587	115	234	509	15	1,105	2,808	283	668	139	333	591	27	1,244	3,285		
Connection - Others DisCos	GWh	2	4	46	5	12	0	3	72	3	13	49	3	18	0	3	89		
Billed Energy	GWh	2,112	2,838	1,145	1,098	1,957	331	4,411	13,891	2,173	2,841	1,155	1,164	2,077	360	4,315	14,084		
Δ%	%									2.9%	0.1%	0.9%	6.0%	6.1%	8.7%	-2.2%	1.4%		
DG Compensation Energy	GWh	131	178	135	77	74	10	336	941	183	268	194	113	93	23	408	1,281		
Distributed Energy	GWh	2,243	3,016	1,280	1,174	2,031	341	4,747	14,832	2,357	3,109	1,348	1,276	2,169	383	4,722	15,365		
Δ%	%									5.1%	3.1%	5.4%	8.7%	6.8%	12.2%	-0.5%	3.6%		
# Of Consumers	# 000'	2,739	2,990	1,502	1,350	1,923	217	3,355	14,077	2,806	3,064	1,547	1,395	1,958	238	3,436	14,443		
Δ%	%									2.5%	2.5%	3.0%	3.3%	1.8%	9.4%	2.4%	2.6%		
Total Losses	GWh	484	1,062	302	275	400	223	531	3,277	522	1,202	306	259	349	177	293	3,108		
Total Losses / Total Injected - 12m	%	17.9%	27.2%	18.2%	18.5%	12.8%	41.5%	12.4%	18.4%	17.9%	28.2%	17.4%	16.9%	12.3%	33.5%	9.9%	17.5%		
<i>Regulatory - 12m</i>	%	17.0%	27.5%	20.3%	21.2%	11.1%	33.5%	11.9%	18.1%	17.4%	28.4%	19.6%	18.9%	11.3%	33.6%	12.4%	18.3%		

LOSSES (12 months)

DisCos	4Q23	3Q24	4Q24	Regulatory 4Q24 LTM	Δ 4Q23	Δ 3Q24	Δ Regulatory	Regulatory 4Q24 Homologated
Consolidated	18.4%	17.9%	17.5%	18.3%	-0.9%	-0.3%	-0.8%	18.4%
Equatorial Maranhão	17.9%	17.8%	17.9%	17.4%	0.0%	0.1%	0.5%	17.5%
Equatorial Pará	27.2%	27.8%	28.2%	28.4%	1.1%	0.5%	-0.1%	28.5%
Equatorial Piauí	18.2%	17.6%	17.4%	19.6%	-0.8%	-0.2%	-2.2%	19.5%
Equatorial Alagoas	18.5%	17.4%	16.9%	18.9%	-1.6%	-0.5%	-2.0%	17.8%
CEEE-D	12.8%	12.9%	12.3%	11.3%	-0.6%	-0.6%	1.0%	11.4%
CEA ¹	41.4%	35.6%	33.5%	33.6%	-7.9%	-2.1%	-0.1%	33.7%
Equatorial Goiás	12.4%	11.0%	9.9%	12.4%	-2.5%	-1.0%	-2.4%	12.5%

¹Regarding the tariff coverage for the purchase of energy from CEA, it is worth highlighting that in addition to the usual value implicit in the level of regulatory losses, in REH 3,430, of December 10, 2024, Aneel approved the additional amount of R\$ 69.8 million, to be received in 12 installments, referring to the sole paragraph of art. 4º b of Law 12,111, of December 9, 2009. This complementary mechanism, provided for by law, is extinguished in the 2026 tariff process, and the associated amount of energy is gradually reduced by 25% each year.

The operational information was disclosed in the company's operational release. To access the document, [click here](#).

CONTRACTING PERCENTAGE (12 months)

Below, we present the expected level of contracting by distributors for the year 2024, with and without adjustments resulting from involuntary overcontracting.

2024	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% of contraction	102,35%	103,68%	102,77%	106,57%	103,92%	110,02%	105,81%
% disconsidering involuntary	102,35%	103,68%	102,77%	100,00%	103,92%	104,04%	100,00%

PDA AND COLLECTION- QUARTER

PDA / GOR ¹	4Q23	4Q24	Δ	Adjusted PDA / GOR ¹	4Q23	4Q24	Δ
Equatorial Maranhão	5.28%	4.07%	-1.2 p.p.	Equatorial Maranhão	1.73%	2.26%	0.53 p.p.
Equatorial Pará	1.59%	3.61%	2.02 p.p.	Equatorial Pará	2.49%	2.77%	0.28 p.p.
Equatorial Piauí	1.64%	6.04%	4.4 p.p.	Equatorial Piauí	1.32%	2.03%	0.71 p.p.
Equatorial Alagoas	0.98%	4.25%	3.27 p.p.	Equatorial Alagoas	1.31%	1.44%	0.13 p.p.
CEEE-D	-0.14%	0.17%	0.3 p.p.	CEEE-D	1.89%	0.40%	-1.49 p.p.
CEA	3.13%	-2.12%	-5.25 p.p.	CEA	1.98%	2.12%	0.13 p.p.
Equatorial Goiás	2.30%	-0.75%	-3.05 p.p.	Equatorial Goiás	0.00%	0.47%	0.47 p.p.
Consolidated	2.11%	2.11%	0 p.p.	Consolidated	1.39%	1.56%	0.18 p.p.

¹ Does not consider construction revenues.

Collection Index	4Q23	4Q24	Δ
Equatorial Maranhão	98.00%	99.07%	1.07 p.p.
Equatorial Pará	99.60%	100.00%	0.4 p.p.
Equatorial Piauí	100.20%	99.24%	-0.96 p.p.
Equatorial Alagoas	99.20%	102.61%	3.41 p.p.
CEEE-D	102.60%	101.11%	-1.49 p.p.
CEA	97.00%	99.48%	2.48 p.p.
Equatorial Goiás	97.00%	97.89%	0.89 p.p.
Consolidated	99.10%	99.54%	0.44 p.p.

On a consolidated basis, the group's PDA reached 2.11% of the Gross Domestic Product (Gross Domestic Product) against 2.11% in 4Q23. The indicator for the quarter is positively impacted by the non-recurring effect of the update of the group's loss matrix (R\$96 million), an effect carried out annually in December, positively impacted by the adjustment of large negotiations carried out during the quarter (R\$99 million) and negatively by the update of the aging period for the full provision of invoices (R\$266 million). This effect indicates that the quarter's PDA does not reflect a deterioration in collections but rather the impact of the aging period update for full invoice provisioning, even though the company continues to collect fully provisioned invoices.

In an adjusted view, PDA reached 1.56% of the Gross Operating Revenue in the quarter, a level considered recurrent for the characteristics of the concessions in which we operate and in line with the same period of the previous year. The individual movements by company are explained in the costs and expenses section.

A arrecadação das companhias finalizou o trimestre em um patamar consolidado de 99,5%, com destaque para os níveis de arrecadação da Equatorial Alagoas (102,6%), da CEEE-D (101,1%) e da Equatorial Pará (100,0%).

OPERATIONAL PERFORMANCE

DEC and FEC (12 months)

DisCos	4Q23	3Q24	4Q24	Regulatory	Δ 4Q23	Δ 3Q24	Δ Regulatory
DEC							
Equatorial Maranhão	14.0	14.0	13.4	14.2	-0.7	-0.6	-0.8
Equatorial Pará	16.9	18.7	19.4	22.5	2.5	0.8	-3.1
Equatorial Piauí	24.0	23.3	21.0	20.0	-3.0	-2.2	1.1
Equatorial Alagoas	16.3	18.6	19.9	15.5	3.6	1.3	4.4
CEEE-D	17.8	20.1	18.8	8.4	1.0	-1.4	10.4
CEA	33.1	34.1	34.5	46.0	1.5	0.4	-11.4
Equatorial Goiás	21.6	18.5	15.9	11.4	-5.7	-2.6	4.5
FEC							
Equatorial Maranhão	6.0	6.0	5.8	8.3	-0.2	-0.2	-2.5
Equatorial Pará	8.3	8.0	8.0	16.9	-0.4	0.0	-8.9
Equatorial Piauí	9.1	7.9	7.2	13.2	-1.9	-0.7	-6.0
Equatorial Alagoas	7.1	6.9	6.8	12.9	-0.3	-0.1	-6.1
CEEE-D	7.7	7.8	7.3	6.0	-0.4	-0.5	1.3
CEA	15.1	13.7	14.4	30.7	-0.7	0.7	-16.3
Equatorial Goiás	11.2	8.9	7.6	7.7	-3.6	-1.3	-0.1

The quality level of the distribution system is measured by the DEC² and FEC³ indexes, both over a 12-month period.

In this quarter, we highlight the reductions compared to 3Q24 of the DEC of Equatorial Goiás, Equatorial Piauí, CEEE-D and Equatorial Maranhão by -2.6h, -2.2h and -1.4h, -0.6h respectively. In the comparison with 4Q23, we highlight the reductions of Equatorial Goiás (-5.7h), Equatorial Piauí (-3.0h) and Equatorial Maranhão (-0.7h). It is also important to highlight the classification of Equatorial Goiás in the regulatory FEC.

The reductions in companies reflect the assertiveness of the maintenance process as well as the investments made during the period.

In Alagoas, the increase in DEC during the period can be explained by the beginning of the process of outsourcing emergency services, which has a natural stability curve. In Pará, we carried out the process of replacing one of the outsourced emergency services companies in the southern region of the concession, which is also going through a period of stability.

Currently, three of Equatorial's seven concessions are within the DEC's regulatory limit, and six of the seven concessions are within the FEC's regulatory limit.

² Equivalent Interruption Duration per Consumer - indicates the average duration of interruptions, in hours per customer per period

³ Equivalent Interruption Frequency per Consumer - indicates the frequency of supply interruptions, in number of interruptions per customer per period

FINANCIAL PERFORMANCE

Operating Revenues	4Q23								4Q24							
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
R\$ million																
(+) Gross Supply Revenues	1,533	2,475	965	849	1,165	276	2,567	9,830	1,642	2,429	1,003	814	1,215	305	2,782	10,190
Unbilled Income	6	(14)	36	13	30	(4)	(38)	28	5	(13)	3	6	7	2	(107)	(98)
(+) Demand Excess / Reactive Surplus	(5)	(14)	(4)	(2)	(5)	(1)	(18)	(48)	(5)	(13)	(4)	(5)	(6)	(1)	(14)	(48)
(+) Other Revenues (R\$ MM)	370	575	215	196	305	45	531	2,238	354	695	235	205	324	108	576	2,495
Low Income Subsidy	93	121	50	46	15	10	41	378	95	124	58	53	19	10	50	408
CDE Subvention	33	142	37	32	57	19	86	407	38	140	59	35	90	33	143	538
CDE Distributed Generation	-	-	-	-	-	-	-	-	21	72	29	16	(6)	30	88	229
Grid Usage	48	135	37	65	146	7	242	679	62	158	41	72	158	13	278	781
Financial Asset Update	111	64	15	2	11	(0)	(5)	198	45	95	3	3	5	1	25	178
Financial Asset Write-off	6	8	3	3	4	1	-	26	72	62	35	28	26	15	(0)	257
Late Payment Fine	16	27	9	7	7	3	21	90	18	30	11	8	9	3	25	103
(+) Other Operating Revenues / Expenses	63	77	64	41	65	5	146	462	3	(5)	(1)	(8)	23	3	(14)	1
Mutual Use	14	19	9	7	27	2	24	102	14	17	7	5	24	2	28	97
(+) Supply (R\$ MM)	0	0	5	11	42	4	119	180	4	7	(2)	28	71	14	76	199
(+) Parcel A Revenues (R\$ MM)	(6)	(107)	(18)	(37)	155	20	253	261	10	(64)	(50)	(61)	60	19	112	27
(+) Construction Revenues	291	773	221	217	37	95	366	2,000	335	829	206	127	354	114	654	2,619
(=) Gross Operating Revenues	2,184	3,703	1,384	1,233	1,699	439	3,818	14,460	2,340	3,884	1,388	1,109	2,018	559	4,185	15,482
Deductions from Operating Revenues	(541)	(848)	(386)	(361)	(522)	(53)	(1,190)	(3,902)	(634)	(899)	(375)	(290)	(526)	(90)	(1,170)	(3,983)
PIS and COFINS	(434)	(671)	(317)	(252)	(326)	(24)	(788)	(2,792)	(550)	(777)	(328)	(252)	(348)	(82)	(894)	(3,231)
Quality Indicator Compensations	(7)	(11)	(8)	(7)	(9)	(1)	(6)	(100)	(5)	(16)	(5)	(1)	(22)	(1)	(53)	(103)
Consumer Charges	(100)	(167)	(61)	(103)	(187)	(28)	(364)	(1,009)	(79)	(106)	(43)	(37)	(156)	(7)	(223)	(649)
(=) Net Operating Revenues	1,642	2,855	998	872	1,177	386	2,628	10,559	1,706	2,986	1,013	819	1,492	469	3,015	11,499
(-) Construction Revenues	(291)	(773)	(221)	(217)	(37)	(95)	(366)	(2,000)	(335)	(829)	(206)	(127)	(354)	(114)	(654)	(2,619)
(=) Net Operating Revenues w/o Construction Rev	1,351	2,082	777	655	1,139	292	2,262	8,559	1,371	2,157	807	691	1,138	355	2,361	8,879
(-) Energy Purchase and Transmission	(674)	(1,006)	(415)	(381)	(789)	(137)	(1,491)	(4,893)	(772)	(1,138)	(445)	(442)	(840)	(163)	(1,536)	(5,336)
(=) Gross Margin	678	1,076	362	275	350	154	772	3,666	599	1,019	362	249	298	192	825	3,544
(+) Non Recurring Adjustments	-	13	-	4	(23)	(51)	82	25	51	113	70	44	38	(31)	162	446
(-) VNR	(111)	(64)	(15)	(2)	(11)	0	5	(198)	(45)	(95)	(3)	(3)	(5)	(1)	(25)	(178)
(=) Adjusted Gross Margin (ex-VNR)	566	1,024	347	277	317	104	858	3,493	604	1,037	428	290	331	160	962	3,812
	Δ% Adjusted Gross Margin															
									0.7%	1.2%	23.4%	4.0%	4.6%	53.0%	12.1%	0.1%

GROSS MARGIN

No 4T24, a Margem Bruta ajustada das distribuidoras ex-VNR alcançou R\$ 3,8 bilhões, 9,1% maior do que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 319,1 milhões.

Operating Expenses	4Q23								4Q24							
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
R\$ million																
Personnel	45	59	22	12	56	9	29	232	62	53	23	31	18	9	42	239
Material	11	15	5	4	9	1	21	67	8	10	4	9	7	2	27	66
Third Party Services	131	126	73	49	96	25	189	689	108	123	70	66	118	25	262	771
Others	10	8	6	7	6	0	24	61	14	41	1	16	70	7	34	184
PMSO	197	208	105	71	167	36	263	1,048	191	226	98	122	213	44	366	1,260
Others Adjustments	(25)	(17)	(7)	4	(12)	-	(8)	(64)	(14)	(45)	(3)	(39)	(55)	(5)	(32)	(193)
Adjusted PMSO	172	191	98	76	156	36	255	985	178	181	96	83	158	39	334	1,067
PDA	100	47	19	10	(2)	11	79	263	82	110	71	42	3	(9)	(26)	272
Adjusted PDA and Losses	33	73	15	13	31	7	(0)	173	45	85	24	14	7	9	17	201
% GOR (w/o Construction Revenues)	5.3%	1.0%	1.0%	1.0%	-0.1%	3.1%	2.3%	2.1%	4.1%	3.0%	0.0%	4.3%	0.2%	-2.1%	-0.7%	2.1%
Adjusted PDA/GOR	1.7%	2.5%	1.3%	1.3%	1.0%	2.0%	0.0%	1.4%	2.3%	2.8%	2.0%	1.4%	0.4%	2.1%	0.5%	1.8%
Provision for Contingencies	13	1	4	2	48	(2)	39	105	2	3	3	2	14	0	(39)	(14)
FUNAC Provisions	-	-	-	-	-	-	40	40	-	-	-	-	-	-	(4)	(4)
Provisions	112	47	23	12	45	9	158	408	84	114	75	44	17	(9)	(70)	254
CCC Subvention	-	18	-	-	-	4	-	22	-	15	-	-	-	10	-	25
Other Operating Expenses (Revenues)	38	6	(6)	14	106	17	119	294	(6)	27	8	13	(56)	(6)	44	23
Depreciation and Amortization	71	116	38	59	40	8	154	487	95	122	43	36	48	14	178	534
Manageable Expenses	419	396	161	156	359	74	695	2,259	364	503	224	215	222	53	515	2,096
Adjusted OPEX/Consumer (12m)	240	234	242	207	303	629	330	272	253	231	246	212	292	581	365	281
	Δ% PMSO per Consumer															
									5.5%	-1.4%	1.4%	2.5%	-3.5%	-7.0%	10.0%	3.3%

OPERATING EXPENSES AND OPEX/CONSUMER

MARANHÃO

In the comparison between quarters, the Adjusted/Consumer PMSO, in the 12-month view, grew 5.5%, totaling R\$ 253. The adjusted PMSO for the period totaled R\$ 178 million, with an increase of 3.1% between quarters, or R\$ 5 million.

The main movements in the quarter are the increase of R\$13 million in the **Personnel** line and the reduction of R\$11 million in the **Third-Party Services** line. The increase in the **Personnel** line reflects the increase in sharing expenses, in addition to the increase in local headcount, while the reduction in the **Third-Party Services** line is a result of the lower volume of lane cleaning and the lower number of teams mobilized in the period.

Expected Losses on Doubtful Loans (**PDA**) reached R\$82 million in 4Q24. Disregarding the non-recurring effects of the period, the PDA recorded is R\$45 million and represents 2.2% of the GOR, an effect explained mainly by the mobilization of collection teams for emergency service, in addition to the worsening of low-income collection.

PARÁ

In 4Q24, Adjusted PMSO/Consumer (12 months) recorded R\$231, a reduction of 1.4% compared to 4Q23, while adjusted PMSO reached R\$181 million, approximately 5.5% below 4Q23, or R\$11 million.

The reduction in the **Third-Party Services** line (R\$ -16 million) reflects the lower performance of legal services, in addition to lower expenses with maintenance services in the period. The increase in the **Personnel** line is mainly the result of the salary adjustment in the period.

In 4Q24, **PDA** reached R\$110 million. Adjusting the result for the period by the update of the loss matrix that occurred in the quarter, PDA would be R\$85 million, or 2.7% of the G.O.B. The PDA/G.O.B. levels for the quarter are influenced both by the ramp-up effect of the primary teams in the southern region, which momentarily harms the indicator, and by the worsening in government revenue.

PIAUI

Adjusted PMSO/Consumer (12 months) recorded R\$246, an increase of 1.4% compared to 4Q23. Adjusted PMSO for the quarter showed a reduction of 2.5%, or R\$2 million when compared to the same period of the previous year.

The **PDA** for the quarter was R\$71 million. The amount adjusted for non-recurring effects incurred in the period is R\$24 million, and represents 2.0% of the ROB, an amount impacted by the aging of the debt with the government.

ALAGOAS

Adjusted PMSO/Consumer (12 months) recorded R\$211, 2.5% higher than 4Q23, while adjusted PMSO showed an increase of 9.0%, or R\$7 million.

The increase in the quarter's adjusted PMSO is caused by increases in the **Personnel** and **Material** lines, which reflect the effect of the outsourcing process carried out in the concession. The outsourcing process tends to transfer expenses from the Third Party Services line to the Personnel line, but while the teams are ramping up, there may be volatility in the company's expenses.

In Alagoas, Expected Losses for Doubtful Loans (**PDA**) for the quarter reached R\$42 million. The adjusted PDA for the period recorded a reversal of R\$11.1 million, or -1.1% of the GOR, reflecting the work of renegotiations and adjustments of provisions that occurred in the period with the government.

CEEE-D

Adjusted PMSO/Consumer (12 months) recorded R\$293, a reduction of 3.5%. Adjusted PMSO for the period showed an increase of 1.3%, in line with the same period of the previous year.

The reduction in the **Personnel** line is mainly due to the transfer of interest payments related to the CEEE-D pension plan to the financial expenses line, in line with market practice, and had an impact in the quarter of R\$24 million. The reduction was offset by the increase in the **Third-Party Services** line, which showed an increase of R\$27 million and reflects the additional mobilization of teams for on-call and emergency services, in addition to the greater amount of services focused on band clearing, tree trimming.

PDA registered R\$ 3 million. Adjusted PDA/ROB reached 0.4%, or R\$ 6.6 million. The quarterly result was mainly influenced by renegotiations with the government.

CEA

Adjusted PMSO/Consumer (12 months) was R\$588, 7.6% lower than the same period last year. CEA's adjusted PMSO was R\$39 million, 8.4% higher compared to 4Q23.

The increase in CEA's PMSO comes mainly from the Others line, and is due to the greater volume of marketing campaigns carried out in the period.

In 4Q24, PDA reached a positive R\$9.4 million. The adjusted PDA for the period reached R\$9.4 million and represents 2.1% of the Gross Operating Revenue.

GOIÁS

Adjusted PMSO/Consumer (12 months) was R\$365 in 4Q24, 4.5% higher than in 4Q23. Adjusted PMSO was R\$334 million, 30.7% higher than in 4Q23.

The increase in Goiás' adjusted PMSO (Personnel, Material, and Services Operating Expenses), despite already operating below regulatory limits, is primarily driven by the Third-Party Services line item. This reflects higher volumes of on-call services, increased demand for band clearing, tree trimming, and maintenance services – all of which contributed to significant quality improvements during the period, even though we only assumed control of the company two years ago.

In 4Q24, PDA recorded a negative R\$26.4 million. Adjusting the amount for non-recurring effects incurred in the period, PDA would be R\$16.6 million, or 0.5% of the ROB.

EBITDA

EBITDA	4Q23								4Q24							
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total
(+) Net Income	244	604	90	97	(231)	87	(52)	838	225	508	128	8	(123)	79	440	1,263
(+) Income Tax / Social Contribution	(15)	(2)	9	(24)	-	(24)	(239)	(295)	(32)	(81)	(59)	(16)	-	-	(452)	(639)
(+) Net Financial Result	30	78	102	46	222	18	368	864	42	90	68	42	199	60	322	825
(+) Depreciation & Amortization	71	116	38	59	40	8	154	487	95	122	43	36	48	14	176	534
(=) EBITDA IFRS (CVM)*	330	796	239	177	32	89	231	1,894	330	637	180	71	125	153	485	1,982
Total Adjustments	29	(55)	(10)	8	100	(29)	338	381	49	116	125	121	28	(53)	100	486
(+) Other Operating Revenues / Expenses	38	6	(6)	14	106	17	119	294	(6)	27	8	13	(56)	(6)	44	23
(+) Gross Margin Impacts	-	13	-	4	(23)	(51)	82	25	51	113	70	44	38	(31)	162	446
(+) PMSO Adjustments	25	17	7	(4)	12	-	8	64	14	45	3	39	55	5	32	193
(+) Provisions Adjustments	77	(26)	4	(3)	16	4	125	196	38	26	47	28	(4)	(19)	(113)	2
(+) VNR	(111)	(64)	(15)	(2)	(11)	0	5	(198)	(45)	(95)	(3)	(3)	(5)	(1)	(25)	(178)
Adjusted IFRS EBITDA	359	741	229	186	132	59	569	2,275	379	753	305	191	153	101	585	2,468
									5.6%	1.0%	33.2%	3.0%	15.0%	70.0%	2.6%	6.5%

MARANHÃO

In 4Q24, EBITDA adjusted for VNR and non-recurring effects reached R\$379 million, 5.8% higher than 4Q23, or R\$20.7 million.

The adjusted gross margin for the quarter grew by R\$37.9 million, mainly as a result of the increase in the wire-to-wire tariff during the period.

The increase in margin was partially offset by variations in adjusted PMSO (R\$ -5.3 million) and variations in provisions for the period (R\$ -11.9 million).

PARÁ

Adjusted EBITDA for VNR and non-recurring effects reached R\$753 million, in line with the same period of the previous year.

PIAUI

In Piauí, EBITDA adjusted for non-recurring and non-cash effects reached R\$305 million, 33.2% higher, or R\$76.0 million, when compared to the same period of the previous year.

The R\$81 million increase in Gross Margin is mainly due to the tariff effect (R\$51 million) and the improvement in the market (R\$9 million).

The adjusted PMSO for the quarter showed a reduction of R\$2.4 million, while PDA and contingencies showed an increase of R\$7.5 million.

ALAGOAS

Adjusted EBITDA for VNR and non-recurring effects from Alagoas reached R\$191 million, an increase of R\$6 million or 3.0% higher than in 4Q23.

The gross margin of Alagoas grew by R\$ 13 million, mainly influenced by the growth of the market and the reduction of compensations and fines.

Adjusted PMSO showed an increase of R\$6.8 million, while provisions (PDA and contingencies) showed a negative variation of R\$1.0 million.

CEEE-D

EBITDA adjusted for non-recurring effects and VNR for Rio Grande do Sul reached R\$153 million in the quarter, 15.9% higher than 4Q23, or R\$21.0 million.

CEEE-D's gross margin showed a growth of R\$14.4 million, reflecting the return of consumption in the concession.

The PMSO for the period showed an increase of R\$2.0 million, while provisions and contingencies for the period showed a positive variation of R\$8.5 million.

CEA

Adjusted EBITDA reached R\$101.0 million, 70.0% higher than the same period of the previous year, or R\$41.6 million.

CEA's gross margin grew by R\$56.0 million, impacted by the recognition of the concession's new asset base and the improvement in losses in the period.

Increases in the PMSO, provisions and contingencies and isolated systems expenses lines were R\$3.0 million, R\$4.9 million and R\$6.5 million, respectively.

GOIÁS

Equatorial Goiás' EBITDA adjusted for non-recurring effects and VNR reached R\$585.2 million, 2.8% higher than the same period of the previous year.

The increase in margin (R\$ 103.8 million), was partially offset by the reduction in RNF (R\$ -107 million in the quarter), by the increase in PMSO in the period (R\$ 78.3 million) and PDA and provisions (R\$ 9.4 million).

Non Recurring	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	4Q24 Total
Operational Revenue	-	-	-	-	-	(29)	-	(29)
Tariff Discount	-	-	-	-	-	(29)	-	(29)
Revenue Deductions	-	36	-	-	-	(5)	-	31
ICMS and PIS/COFINS Adjustments	-	36	-	-	-	(5)	-	31
Net Operating Revenue	-	36	-	-	-	(34)	-	2
Costs	51	76	70	44	38	3	162	444
Energy Costs - DG	51	76	70	44	38	3	162	444
Gross Margin	51	113	70	44	38	(31)	162	446
Operational Costs and Expenses	14	45	3	39	55	5	32	193
Personnel	4	-	-	-	(12)	-	-	(9)
Materials	2	2	-	2	-	-	-	6
Third Party Services	2	13	3	26	3	-	5	52
Others	6	30	-	12	64	5	27	144
Provisions	36	26	47	28	(4)	(19)	(113)	2
Costs and Expenses	50	71	50	67	51	(14)	(81)	194
Other operational revenues/expenses	(6)	27	8	13	(56)	(6)	44	23
VNR	(45)	(95)	(3)	(3)	(5)	(1)	(25)	(178)
EBITDA Adjustments	49	116	125	121	28	(53)	100	486

NON-RECURRING EFFECTS - EBITDA

FINANCIAL RESULT

Financial Result, net R\$ million	4Q23								4Q24							
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total
(+) Financial Income	25	45	9	6	23	8	27	142	37	74	25	15	22	22	41	238
(+) Fines and Interest on Overdue Bills	19	37	10	11	15	2	9	104	21	54	14	12	40	1	15	157
(+) Swap Operations	(28)	(83)	(43)	(32)	(83)	(49)	-	(278)	112	142	154	140	122	99	7	777
(+) Foreign Exchange on Debt	16	41	29	22	41	31	-	180	(121)	(160)	(289)	(147)	(123)	(113)	(48)	(981)
(+) Foreign Exchange on Debt - Jud Recovery	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Interest and Fees on Debt	(51)	(107)	(88)	(35)	(92)	(39)	(304)	(892)	(104)	(147)	9	(53)	(157)	(88)	(420)	(939)
(+) Monetary and Exchange Variations	(0)	-	-	-	-	-	-	(0)	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) CVA Charges	(7)	1	(18)	(2)	(38)	(1)	(85)	(125)	(5)	(4)	(1)	(0)	4	(1)	(7)	(14)
(+) Interest on Debt	-	(20)	-	-	-	-	-	(20)	-	(28)	-	-	-	-	-	(28)
(+) Interest on Debt - Jud Recovery	-	(5)	-	-	-	-	-	(5)	-	(5)	-	-	-	-	-	(5)
(+) Present Value Adjustment on Debt	1	8	(5)	6	10	1	(22)	(1)	1	(9)	(3)	3	(16)	0	(6)	(30)
(+) Contingencies	(18)	(2)	(6)	(3)	(45)	(4)	(24)	(100)	(0)	(4)	(6)	(2)	(31)	6	30	(7)
(+) Other Revenues	33	20	1	4	7	46	2	114	31	37	5	3	53	5	124	258
(+) Other Expenses	(22)	(33)	(17)	(24)	(81)	(13)	8	(182)	(14)	(39)	3	(14)	(114)	(11)	(59)	(247)
(=) Net Financial Result	(30)	(78)	(102)	(46)	(222)	(18)	(368)	(864)	(42)	(90)	(68)	(42)	(199)	(60)	(322)	(825)
Non Recurring	(11)	-	-	-	25	(46)	(32)	(84)	-	44	(20)	-	(88)	(4)	(77)	(126)
(=) Adjusted Net Financial Result	(41)	(78)	(102)	(46)	(197)	(64)	(401)	(928)	(42)	(46)	(89)	(42)	(267)	(64)	(399)	(850)
	Δ%								3.8%	-4.7%	-12.8%	-8.5%	35.8%	0.4%	-0.3%	2.4%

NET PROFIT

Net Income R\$ million	4Q23								4Q24							
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total
(+) Net Income	244	604	90	97	(231)	87	(52)	838	225	506	128	8	(123)	79	440	1,263
(+) EBITDA Adjustments (Net of Taxes)	102	3	11	(4)	5	(47)	214	285	101	184	120	110	89	(45)	82	640
(+) IR and CSLL Effect	12	17	(4)	13	(44)	(24)	(61)	(91)	(102)	(114)	(88)	(85)	-	(11)	(446)	(806)
(+) Financial Results Adjustments	(11)	-	-	-	25	(46)	(32)	(64)	-	44	(20)	-	(68)	(4)	(77)	(126)
(+) Net VNR from IR and CSLL	(73)	(42)	(10)	(1)	(7)	0	3	(130)	(30)	(83)	(2)	(2)	(3)	(1)	(17)	(117)
(=) Adjusted Net Income	273	582	88	105	(152)	(30)	183	1,050	194	556	157	51	(105)	19	(19)	854
	Δ%								-29.2%	-4.4%	79.3%	-61.2%	-30.3%	-162.6%	-110.4%	-15.7%

INVESTMENTS

Investment on Distribution R\$ million	4Q23								4Q24								
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
Electrical Assets	338	399	163	190	-	4	22	219	1,328	284	242	160	98	296	82	575	1,737
Special Obligations	4	329	27	2	2	58	-	26	397	19	520	21	1	8	18	-	588
Non-Electrical Assets	49	46	31	25	39	15	96	300	32	67	25	28	50	14	79	295	
Total	391	775	221	217	37	95	290	2,025	335	829	206	127	354	114	654	2,619	
	Δ%								-14.4%	7.0%	-6.9%	-41.2%	840.0%	20.4%	125.8%	29.3%	

To return to the Summary, click [here](#).

TRANSMISSION**FINANCIAL PERFORMANCE**

Financial Statement - R\$ million	4Q23	4Q24	Δ%	Δ
Net Revenues	292	274	-6.2%	(18)
OPEX	(18)	209	-1232.7%	228
Regulatory EBITDA	274	484	76.6%	210
Adjustments	-	(231)	N/A	(231)
Regulatory Adj. EBITDA	274	253	-7.6%	(21)
EBITDA Margin	93.7%	176.4%	88.3%	N/A
EBITDA Margin	93.7%	92.3%	-1.5%	N/A
Depreciation / Amortization	(110)	(112)	1.9%	(2)
EBIT	164	372	126.7%	208
Financial Results	(79)	(73)	-7.3%	6
Taxes	(5)	(11)	103.7%	(6)
Net Revenues	80	288	260.4%	208
Debt	4Q23	4Q24	Δ%	Δ
Net Debt	4,687	2,862	-38.9%	(1,825)
Debt Volume (Loans + Debentures)	5,865	5,022	-14.4%	(844)
Cash and Cash Equivalents	1,178	2,160	83.3%	981

The regulatory result for 4Q24 brought net revenue of R\$274.1 million, a reduction of 13.4% compared to 4Q23 caused by the higher variable portion of the quarter (R\$11.9 million) and the anticipation of the adjustment portion in the quarter (R\$7.3 million), in addition to the deconsolidation of SPE 7 in December. These effects offset the increase in RAP and reinforcements in the period.

Operating costs and expenses totaled R\$209.4 million positive, impacted by the accounting of the goodwill from the sale of SPE 7. Disregarding the goodwill value and the non-recurring effect of the consultancy hired to assist in the divestment process, operating costs and expenses would have reached R\$21.2 million, R\$ 5 million less than the amount recorded in 4Q23.

Regulatory EBITDA reached R\$483.5 million, while adjusted regulatory EBITDA reached R\$252.9 million, with an EBITDA margin of 92.3%.

It is worth mentioning that, in a view of the same assets (excluding the month of December of SPE 7 in 4Q23), the variation in EBITDA between quarters would be -4.6%.

In the table below, we present the income statement of the transmission segment, from corporate to regulatory, of the SPEs consolidated by Equatorial Transmissão.

Income Statement (R\$ '000)	4Q23 Regulatory	Adjustments	4Q23 IFRS	4Q24 Regulatory	Adjustments	4Q24 IFRS
Operating Revenues	355,759	(295,398)	463,625	304,917	65,759	370,676
Energy Transmission	355,472	- 355,472	-	304,917	- 304,917	-
Maintenance and Operation Revenues	-	31,179	31,179	-	29,626	29,626
Construction Revenues	-	28,276	28,276	-	1,145	1,145
Contract Asset Update	-	-	403,264	-	339,905	339,905
Other Revenues	287	618	905	-	-	-
Deductions from Operating Revenues	(38,892)	(34,915)	(73,807)	(30,797)	(106)	(30,902)
Net Operating Revenues	316,867	72,951	389,818	274,121	65,653	339,774
Operational Gross Margin	316,867	72,951	389,818	274,121	65,653	339,774
Operating Expenses	(26,192)	(25,130)	(51,322)	209,421	(5,710)	203,711
Personnel	(10,310)	(1)	(10,311)	(9,007)	(0)	(9,007)
Material	(639)	(0)	(639)	15	(0)	14
Third Party Services	(10,854)	0	(10,854)	(33,023)	0	(33,022)
Provisions	-	(25,129)	(25,129)	-	(5,710)	(5,710)
Other	(1,376)	(0)	(1,377)	(752)	(0)	(752)
Provisions	(2,057)	(0)	(2,057)	-	-	-
Other non-operational expenses	(955)	0	(955)	252,188	0	252,188
EBITDA	290,675	47,821	338,496	483,542	59,943	543,485
Depreciation and Amortization	(115,798)	44,461	(71,337)	(111,933)	40,078	(71,855)
Patrimonial Equivalence			-			(8,408)
Operating Income	174,877	92,282	267,158	371,609	91,613	463,222
Net Financial Results	(95,355)	(0)	(95,356)	(72,935)	(0)	(72,935)
Financial Revenues	46,109	0	46,109	55,881	(0)	55,881
Financial Expenses	(141,464)	(1)	(141,465)	(128,816)	(0)	(128,816)
Income Before Taxes	79,522	92,281	171,803	298,674	91,613	390,287
Social Contribution	(8,430)	(41,771)	(50,201)	(11,197)	(33,600)	(44,797)
Income Tax	-	42,518	42,518	-	33,600	33,600
Fiscal Incentives	-	(4,175)	(4,175)	-	-	-
Deferred Taxes	-	(36,583)	(36,583)	-	(38,056)	(38,056)
Net Income	71,092	52,270	123,362	287,477	53,557	341,034

RENEWABLES

OPERATIONAL PERFORMANCE

GENERATION

Operational Data - Portfolio	4Q23	4Q24	Δ%	Δ% Ex Curtailment
Net Energy Generated (GWh)*	1,225.0	1,560.2	27.4%	28.5%
Net Energy Generated (GWh) - 12 months*	4,391.0	4,559.3	3.8%	19.3%
Adjusted Technical Availability - 12 months**	95.7%	95.9%	0.2 p.p	0.2 p.p

* Values measured at the center of gravity

** The adjustment is applied to the indicator because the periods of unavailability that are subject to penalties from O&M contracts are considered as available periods.

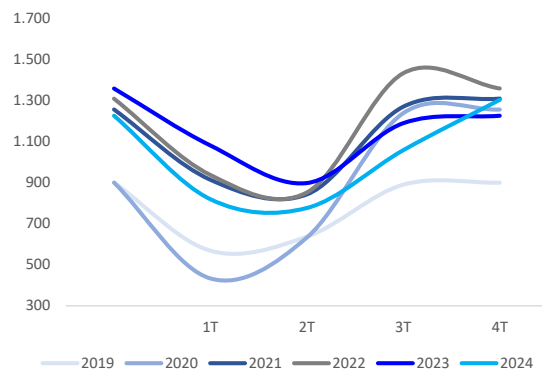
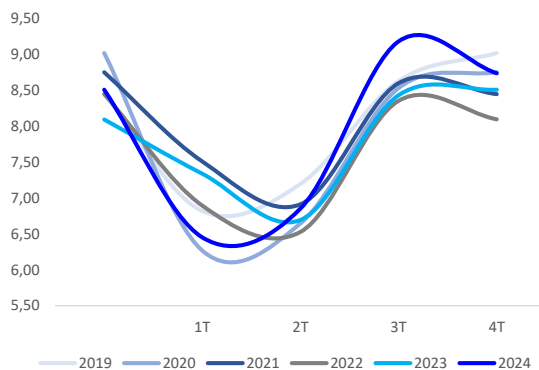
The operational information was disclosed in the company's operational release. To access the document, [click here](#).

Below, we highlight the main variations between periods for wind and solar farms:

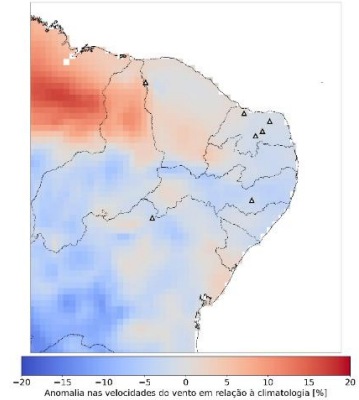
Wind Clusters	Generation (GWh)				Wind (m/s)			
	4Q23	4Q24	Δ%	Δ	4Q23	4Q24	Δ%	Δ
Ventos de Tianguá	180.3	183.5	1.8%	3.2	9.2	9.4	1.6%	0.1
Serra do Mel 1 e 2	436.5	532.2	21.9%	95.7	8.8	8.9	1.7%	0.1
Echo 1, 2, 4 e 5	361.0	322.5	-10.7%	-38.5	8.4	8.6	2.9%	0.2
Ventos de São Clemente	247.2	264.0	6.8%	16.8	7.7	8.1	5.5%	0.4
Wind Portfolio	1,225.0	1,302.1	6.3%	77.2	8.5	8.7	2.7%	0.2

Wind Clusters	Generation (GWh)				Average Irradiance (W/m ²)			
	4Q23	4Q24	Δ%	Δ	4Q23	4Q24	Δ%	Δ
Ribeiro Gonçalves	-	94.5	-	-	-	260.1	-	-
Barreiras	-	163.6	-	-	-	315.6	-	-
Solar Portfolio	-	258.1	-	-	-	294.0	-	-

AVERAGE WIND – WIND PORTFOLIO (m/s) TOTAL GENERATION – WIND PORTFOLIO (GWh)



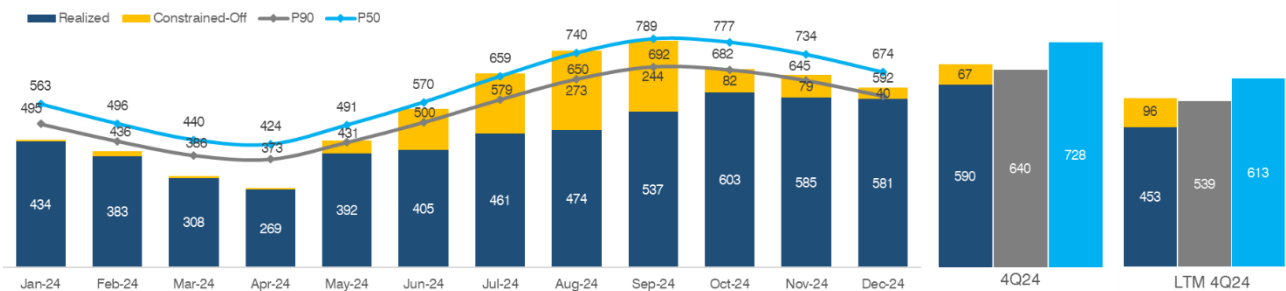
4Q24 was marked by wind speeds below the climatological average in most of the Northeast, with the exception of some areas in the states of Maranhão, Piauí and Ceará, which recorded positive anomalies. However, compared to 4Q23, the average wind speed at Echoenergia's complexes showed an increase of 2.7%, approaching the climatological average.



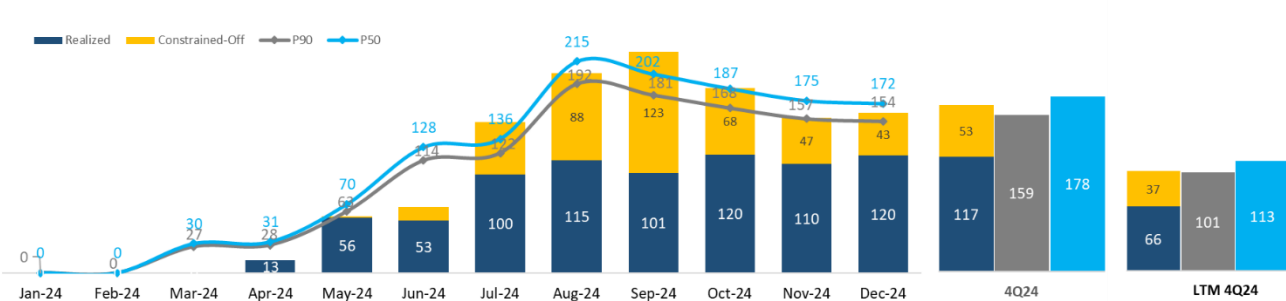
The figure aside illustrates wind anomalies in 4Q24 compared to the long-term average, highlighting the negative climate impact on most of Echoenergia's complexes. Even so, this quarter's results were closer to the P50 than those observed in 4Q23.

The following graphs show Echoenergia's wind and solar energy generation in recent months and the outlook for 4Q24, comparing it with the annual P50 and P90 values revised by the company in early 2024. It is worth noting that these energy production estimates are considered robust, as the studies were prepared using consolidated methodologies in the market and are based on operational data for all complexes.

Echoenergia Wind Portfolio - Realized Generation and Resource Variability for 1-Year P50 and P90 (aMW)



Echoenergia Solar Portfolio - Realized Generation and Resource Variability for 1-Year P50 and P90 (aMW)



¹ The values presented only consider months of full operation, that is, from the month following the COD of each plant onwards.

CONSTRAINED-OFF

Following the incident on August 15, 2023, which resulted in the partial shutdown of the National Interconnected System (SIN), the National System Operator (ONS) implemented changes to the system's operating mode that caused significant generation restrictions (known as "constrained-off") for renewable energy generation agents in the Northeast. Among the changes, the reduction of energy export limits from the Northeast to the Southeast/Central-West and the North stands out. Historically, up until the date of the incident, Echoenergia had experienced limited and, therefore, negligible impacts due to the constrained-off. However, after the date of the incident, the company was mainly affected in its wind projects in Serra do Mel and Tianguá and solar projects in Ribeiro Gonçalves and Barreiras.

In 4Q24, energy losses totaled 263.7 GWh (14.5%), with greater relevance for the Serra do Mel wind farm with 112.0 GWh (17.0%) and for the Barreiras and Ribeiro Gonçalves solar farms, with 80.3 GWh (32.4%) and 35.9 GWh (27.0%) respectively. This impact on the portfolio exceeded that reported in 4Q23 (194.7 GWh or 13.7%), due to the entry into operation of solar plants, which presented higher losses in 4Q24 (116.3 GWh or 31.1%). On the other hand, when considering wind assets exclusively, there was a reduction to 147.4 GWh (10.2%) in 4Q24, reflecting changes in the ONS control criteria, the entry of new transmission lines and progress in meeting RAP requirements by agents. In addition, Echoenergia has been actively working in collaboration with industry associations to minimize the impact of the constrained-off on its portfolio.

LONG TERM FINANCING

The Ribeiro Gonçalves and Barreiras I solar complexes have contracted the following long-term financing lines, detailed below:

Funding	Source	R\$ Million Hired	R\$ Million Disbursed	% Disbursed	Cost	Due
Ribeiro Gonçalves	BNDES - Subcredit A	510.0	347.0	68.0%	IPCA + 7,57%	24 years
	BNDES - Subcredit B	195.0	0.0	0.0%	IPCA + 8,37%	15 years
	BNB	200.0	0.0	0.0%	IPCA + 4,54%	24 years
	Vinci	100.0	100.0	100.0%	IPCA + 7,54%	18 years
	Total	1,005.0	447.0	44.5%	N/A	N/A
Barreiras I	BNB/AFD	380.0	364.0	95.8%	IPCA + 5,11%	24 years
	Debentures	950.0	950.0	100.0%	IPCA + 6,84%	21 years
	Total	1,330.0	1,314.0	98.8%	N/A	N/A

FINANCIAL PERFORMANCE

Income Statement	Echo Participações				Echo Crescimento			
	4Q23	4Q24	Δ%	Δ	4Q23	4Q24	Δ%	Δ
Net Revenues	286.1	333.3	16.5%	47.2	4.4	57.4	1219.0%	53.0
(-) Energy Costs	(2.6)	(42.9)	1535.2%	(40.3)	(4.4)	(4.4)	-1.3%	0.1
(+/-) MtM (Gains and Losses)	-	-	N/A	-	-	(0.1)	N/A	(0.1)
Gross Energy Profit	283.4	290.4	2.5%	7.0	(0.1)	52.9	-56493.5%	53.0
Operations Costs and Expenses	(66.6)	(89.7)	34.8%	(23.1)	(0.6)	(68.1)	11412.7%	(67.5)
(-) Energy Operation and Production Costs	(38.6)	(82.6)	114.1%	(44.0)	-	(66.5)	N/A	(66.5)
(-) Operational and Administrative Expenses	(28.0)	(7.1)	-74.5%	20.9	(0.6)	(1.6)	166.0%	(1.0)
EBITDA	216.9	200.7	-7.4%	(16.1)	(0.7)	(15.2)	2123.7%	(14.6)
EBITDA Margin (%)	75.8%	60.2%	-15.6p.p.	N/A	-15.7%	-26.6%	-10.8p.p.	N/A
(-/+) Non Recurring Effects	-	11.8	N/A	11.8	-	50.0	N/A	50.0
(+/-) MtM (Gains and Losses)	-	-	N/A	-	-	0.1	N/A	0.1
Adjusted EBITDA	216.9	212.5	-2.0%	(4.3)	(0.7)	34.9	-5199.7%	35.6
Adjusted EBITDA Margin (%)	75.8%	63.8%	-12p.p.	N/A	115.8%	-51.3%	-167.2p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(30.1)	(74.8)	148.4%	(44.7)	(0.2)	(19.3)	11172.2%	(19.1)
(-/+) Financial Results	(68.8)	(69.9)	1.5%	(1.1)	(8.3)	(68.7)	730.9%	(60.5)
(-) Taxes	(16.9)	32.2	-290.2%	49.1	1.7	(2.2)	-229.2%	(4.0)
Reported Net Profit (Loss)	101.0	88.2	-12.7%	(12.8)	(7.4)	(105.5)	1326.2%	(98.1)
Net Margin (%)	35.3%	26.5%	-8.8p.p.	N/A	N/A	-210.8%	N/A	N/A

Income Statement	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	4Q23	4Q24	Δ%	Δ
Net Revenues	290.4	390.7	34.5%	100.3
(-) Energy Costs	(7.1)	(47.3)	568.8%	(40.2)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	-	(0.1)	N/A	(0.1)
Gross Energy Profit	283.3	343.3	21.2%	59.9
Operations Costs and Expenses	(67.1)	(157.8)	135.0%	(90.6)
(-) Energy Operation and Production Costs	(38.6)	(149.1)	286.7%	(110.5)
(-) Operational and Administrative Expenses	(28.6)	(8.7)	-69.5%	19.9
EBITDA	216.2	185.5	-14.2%	(30.7)
EBITDA Margin (%)	74.4%	47.5%	-27p.p.	N/A
(-/+) Non Recurring Effects	-	61.8	N/A	61.8
(+/-) MtM (Gains and Losses)	-	0.1	N/A	0.1
Adjusted EBITDA	216.2	247.5	14.5%	31.3
Adjusted EBITDA Margin (%)	74.4%	63.3%	-11.1p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(30.3)	(94.1)	210.6%	(63.8)
(-/+) Financial Results	(77.1)	(138.6)	79.8%	(61.5)
(-) Taxes	(15.2)	29.9	-297.2%	45.1
Reported Net Profit (Loss)	93.6	(17.2)	-118.4%	(110.9)
Net Margin (%)	32.2%	-4.4%	-36.7p.p.	N/A

GROSS ENERGY PROFIT - ECHOENERGIA

Echoenergia's Gross Profit from Energy in 4Q24 was R\$343.3 million, an increase of 21.2% when compared to the same period last year, or R\$59.9 million. The increase is mainly explained by the start of operations of the solar complexes, which added R\$52.9 million to the gross profit for the period. The Gross Profit from Energy of Echo Participações, which concentrates the company's wind farms, was R\$290.4 million in 4Q24, an increase of 2.5%, in line with the growth in energy generated in the period, or R\$7.0 against the same period last year.

OPERATIONAL COSTS AND EXPENSES - ECHOENERGIA

Echoenergia's operating costs and expenses totaled R\$157.8 million in 4Q24, an increase of 135.0%, or R\$90.6 million compared to 4Q23.

The quarter was impacted by the following non-recurring effects:

- (i) Write-off of investments recognized in Intangible assets, related to pipeline projects that will not be continued (R\$ 50.0 million); and
- (ii) Adjustment in the inventory cost pricing methodology, a non-cash effect that affected the quarter's results (R\$ 11.8 million).

In the adjusted view, Echoenergia's operating costs and expenses increased by 42.9%, or R\$28.8 million, an increase mainly explained by the entry into operation of solar parks (R\$18.1 million), in addition to the increase in Personnel and O&M expenses.

FINANCIAL RESULT - ECHOENERGIA

Echoenergia's financial result was negative R\$138.6 million, R\$61.5 million worse when compared to 4Q23, impacted by expenses related to the financing of solar complexes, now operational.

PROFORMA – ECHOENERGIA + EQUATORIAL RENOVÁVEIS

Below we present the economic and financial performance of Echoenergia in a pro forma view combining the results of Equatorial Renováveis S.A. (formerly Solenergias), the group's sales vehicle, which is currently consolidated, in the corporate view, under Equatorial Serviços.

Income Statement	Echoenergia (Part. + Cresc.)				EQTL Renováveis			
	4Q23	4Q24	Δ%	Δ	4Q23	4Q24	Δ%	Δ
Net Revenues	290.4	390.7	34.5%	100.3	68.5	339.9	396.2%	271.4
(-) Energy Costs	(7.1)	(47.3)	568.8%	(40.2)	(58.1)	(341.2)	487.3%	(283.1)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	-	(0.1)	N/A	(0.1)	(175.8)	(10.7)	-93.9%	165.1
Gross Energy Profit	283.3	343.3	21.2%	59.9	(165.4)	(12.0)	-92.7%	153.4
Operations Costs and Expenses	(67.1)	(157.8)	135.0%	(90.6)	(4.6)	(17.0)	267.2%	(12.4)
(-) Energy Operation and Production Costs	(38.6)	(149.1)	286.7%	(110.5)	(0.0)	(0.9)	#####	(0.9)
(-) Operational and Administrative Expenses	(28.6)	(8.7)	-69.5%	19.9	(4.6)	(16.1)	247.6%	(11.5)
EBITDA	216.2	185.5	-14.2%	(30.7)	(170.1)	(29.0)	-82.9%	141.0
EBITDA Margin (%)	74.4%	47.5%	-27p.p.	N/A	-248.2%	-8.5%	239.7p.p.	N/A
(-/+) Non Recurring Effects	-	61.8	N/A	61.8	-	-	N/A	-
(+/-) MtM (Gains and Losses)	-	0.1	N/A	0.1	175.8	10.7	-93.9%	(165.1)
Adjusted EBITDA	216.2	247.5	14.5%	31.3	5.8	(18.3)	-416.2%	(24.1)
Adjusted EBITDA Margin (%)	74.4%	63.3%	-11.1p.p.	N/A	8.4%	-5.4%	-13.8p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(30.3)	(94.1)	210.6%	(63.8)	0.0	(0.1)	-2000.4%	(0.2)
(-/+) Financial Results	(77.1)	(138.6)	79.8%	(61.5)	0.1	(0.0)	-108.1%	(0.2)
(-) Taxes	(15.2)	29.9	-297.2%	45.1	58.5	2.5	-95.6%	(56.0)
Reported Net Profit (Loss)	93.6	(17.2)	-118.4%	(110.9)	(111.4)	(26.6)	-76.1%	84.7
Net Margin (%)	32.2%	-4.4%	-36.7p.p.	N/A	-162.6%	-7.8%	154.7p.p.	N/A

Income Statement	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	4Q23	4Q24	Δ%	Δ
Net Revenues	358.9	730.6	103.6%	371.7
(-) Energy Costs	(65.2)	(388.5)	496.1%	(323.3)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(175.8)	(10.9)	-93.8%	165.0
Gross Energy Profit	117.9	331.2	180.9%	213.3
Operations Costs and Expenses	(71.8)	(174.8)	143.5%	(103.0)
(-) Energy Operation and Production Costs	(38.6)	(150.0)	289.0%	(111.4)
(-) Operational and Administrative Expenses	(33.2)	(24.8)	-25.4%	8.4
EBITDA	46.1	156.5	239.2%	110.3
EBITDA Margin (%)	12.9%	21.4%	8.6p.p.	N/A
(-/+) Non Recurring Effects	-	61.8	N/A	61.8
(+/-) MtM (Gains and Losses)	175.8	10.9	-93.8%	(165.0)
Adjusted EBITDA	222.0	229.2	3.3%	7.2
Adjusted EBITDA Margin (%)	61.8%	31.4%	-30.5p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(30.3)	(94.2)	211.2%	(63.9)
(-/+) Financial Results	(76.9)	(138.6)	80.2%	(61.7)
(-) Taxes	43.3	32.5	-25.0%	(10.8)
Reported Net Profit (Loss)	(17.7)	(43.9)	147.3%	(26.1)
Net Margin (%)	-4.9%	-6.0%	-1.1p.p.	N/A

To return the summary, click [here](#).

SANITATION

OPERATIONAL AND COMERCIAL PERFORMANCE

Operational Data - Water	4Q23	3Q24	4Q24	Δ% vs 4Q23	Δ% vs 3Q24
Billed savings (thousand)	81.5	89.8	95.4	17.1%	6.3%
Billed Volume (thousand m ³)	5,450.4	5,363.6	5,484.8	0.6%	2.3%
Coverage ratio (%)	42.0%	58.9%	63.5%	21.5 p.p.	4.6 p.p.
Distribution Losses Index (%)	58.5%	61.2%	63.2%	4.7 p.p.	2 p.p.
Operational Data - Sewage	4Q23	3Q24	4Q24	Δ% vs 4Q23	Δ% vs 3Q24
Billed savings (thousand)	9.7	18.1	18.9	93.9%	4.0%
Billed Volume (thousand m ³)	638.7	981.5	1,013.7	58.7%	3.3%
Coverage ratio (%)	8.0%	13.8%	14.7%	6.7 p.p.	0.9 p.p.

The operational information was disclosed in the company's operational release. To access the document, [click here](#).

FINANCIAL PERFORMANCE

Financial Statement	4Q23	4Q24	Δ%	Δ
R\$ million				
Gross Operating Revenue	33.9	85.7	153.1%	51.8
Water and Sewage Services	17.7	26.2	47.9%	8.5
Construction Revenue	15.2	56.9	275.1%	41.7
Other revenue	1.0	2.7	165.1%	1.7
Deductions	(3.4)	(4.7)	39.5%	-1.3
Net Operating Revenue	30.5	81.0	165.7%	50.5
Construction Costs	(15.2)	(56.9)	275.1%	-41.7
Operating Costs	(29.1)	(22.7)	-22.0%	6.4
Personnel	(7.5)	(7.4)	-1.5%	0.1
Material	(3.0)	(2.2)	-24.7%	0.7
Third Party Services	(11.8)	(5.2)	-56.1%	6.6
PDA	(3.8)	(5.3)	38.3%	-1.5
Others	(3.0)	(2.7)	-11.1%	0.3
Other Operational Revenues and Expenses	-	0.1		
EBITDA	(13.8)	1.4	-110.1%	15.2
Depreciation and Amortization	(8.4)	(7.4)	-12.0%	1.0
Financial Result	(40.8)	(46.0)	12.7%	-5.2
Financial Revenues	7.9	1.8	-76.7%	-6.1
Financial Expenses	(48.7)	(47.8)	-1.8%	0.9
Taxes	-	-	N/A	0.0
Net Income	(63.0)	(51.9)	-17.5%	11.0

NET OPERATING REVENUE

In 4Q24, CSA's net operating revenue reached R\$81.0 million, an increase of 166% compared to 4Q23. Excluding construction revenue, growth was R\$8.8 million or 57%. The increase in revenue reflects the increase in hydrometering between periods, which increases the average tariff and consequently revenue, in addition to the increase in both water (+14 thousand) and sewage (+9 thousand) customers.

OPERATIONAL COSTS AND EXPENSES

The PMSO for the period reached R\$17.5 million, 31% lower than the same period of the previous year, or R\$7.8 million lower. Adjusting the PMSO for 4Q23 by the non-recurring effect of R\$6.8 million, the variation between periods is R\$1 million, or 5% lower between periods.

The PDA in the quarter reached R\$5.3 million, R\$1.5 million higher than the same period of the previous year. The PDA/ROB ratios disregarding construction revenue are 18.4% in 4Q24 and 20.5% in 4Q23.

FINANCIAL RESULT

In 4Q24, the financial result was R\$46.0 million, R\$5.2 million worse than in 4Q23, impacted by lower availability in the period, reflected in financial revenues.

To return to the summary, click [here](#)

EQUATORIAL SERVIÇOS

Financial Statement	4T23	Δ Telecom	Δ Serviços	Δ Enova	Δ EQTL Renováveis	Δ Outros	4T24	Δ%	Δ
R\$ million									
Gross Operational Revenues	(48,6)	(21,16)	12,34	17,72	487,6	6,0	453,8	-1033,8%	502,4
Deductions	(5,0)	3,65	(0,68)	(1,36)	(79,2)	0,2	(82,4)	1560,0%	(77,5)
Net Operational Revenues	(53,6)	(17,52)	11,66	16,36	408,34	6,14	371,4	-793,4%	425,0
Operational Costs	(63,5)	21,06	1,25	(2,05)	(255,9)	(12,0)	(311,1)	390,3%	(247,6)
Operating Expenses	(59,7)	2,25	(2,09)	14,31	(11,5)	(7,0)	(63,7)	6,6%	(4,0)
EBITDA	(176,7)	5,79	10,82	28,62	141,03	(12,89)	(3,4)	-98,1%	173,4
<i>EBITDA Margin</i>	329,9%	-	-	-	-	-	-0,9%	-100,3%	
(-/+) MtM (Gains and Losses)	175,9				(164,0)	(0,0)	11,9	-93,3%	(164,0)
Adjusted EBITDA	(0,8)	5,79	10,82	28,62	(22,98)	(12,93)	8,5	-1132,3%	9,3
D&A	(2,8)	0,00	0,02	(1,81)	(0,1)	0,0	(4,7)	69,5%	(1,9)
EBIT	(179,5)	5,8	10,8	26,8	140,9	(12,9)	(8,1)	-95,5%	171,4
Financial Results	(3,5)	0,85	(2,53)	(0,99)	(0,1)	0,1	(6,2)	77,2%	(2,7)
Equivalence	-	-	9,22	(0,81)	-	-	8,4	N/A	8,4
Taxes	56,3	0,62	4,70	1,09	(56,0)	(0,8)	5,9	-89,5%	(50,4)
Net Profit	(126,7)	7,26	22,23	26,10	84,76	(13,62)	(0,0)	-100,0%	126,7

FINANCIAL PERFORMANCE

The variations in revenue and costs of Equatorial Serviços come mainly from the group's trading company, which negotiates the energy contracts for the Ribeiro Gonçalves and Barreiras I solar projects, and therefore has a higher sales revenue and a higher energy purchase cost in the period.

EBITDA reached R\$ 8.5 million.

To return to the summary, click [here](#)

SERVICES PROVIDED BY THE INDEPENDENT AUDITOR

The Company did not hire Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., its external auditor, for services other than the independent audit and services required by ANEEL. The hiring policy adopted by the Company complies with the principles that preserve the independence of the auditor, in accordance with current regulations, which mainly determine that the auditor must not audit his own work, nor exercise managerial functions in his client or promote his interests.

The following information was not reviewed by the independent auditors: i) operational data; ii) pro forma financial information, as well as the comparison of this information with the corporate results for the period; and iii) management's expectations regarding the future performance of the companies.

To return to the summary, click [here](#)