

GRUPO

equatorial
ENERGIA



Release de
Resultados
1T24

EQTL
B3 LISTED NM



Brasília, 15 de maio de 2024 – A Equatorial Energia S.A., *holding multi-utilities*, com atuação nos segmentos de Distribuição, Transmissão, Geração, Comercialização, Serviços, Saneamento e Telecom (B3: EQTL3; USOTC: EQUQY), anuncia os resultados do primeiro trimestre de 2024 (1T24).

EBITDA Consolidado Ajustado cresce 11%, R\$ 2,5 bilhões no período (vs. 1T23)

Melhoria operacional e crescimento de mercado da distribuição são destaques do período

- **Qualidade da Operação – Redução do DEC**, na visão acumulada 12 meses, Reduções de 10,5h e 6,6h nas concessões do Amapá e Maranhão versus o 1T23, respectivamente.
- **Perdas totais consolidadas** enquadradas no nível regulatório pelo segundo trimestre consecutivo, com destaque para o enquadramento de Goiás no limite regulatório.
- **Volume total de energia distribuída** com crescimento consolidado de 11,2% (vs 1T23), destaque para Amapá (+28,1%), Goiás (+14,9%), Piauí (+14,7%), Pará (+12,5%), Maranhão (+12,4%) e Alagoas (+10,8%), que alcançaram crescimento percentual com dois dígitos.
- **Investimentos consolidados** totalizaram cerca de **R\$ 1,7 bilhão** no 1T24, redução de R\$ 0,8 bilhão quando comparado ao 1T23, reflexo da finalização do ciclo de revisões tarifárias do segmento de distribuição.
- **Relação Dívida Líquida / EBITDA consolidado** na visão *covenant*, encerrou o 1T24 em 3,3x, mantendo o nível apresentado no 4T23.
- **Emissão das debentures da Equatorial Goiás e de Barreiras**, no valor de R\$ 2.005 milhões e R\$ 950 milhões, respectivamente.
- **Disponibilidade** do período atingiu **R\$ 9,6 bilhões**, com uma relação **Caixa / Dívida de curto prazo de 1,7x**.
- **Revisão Tarifária da Equatorial Alagoas** concluída em maio, homologando uma **base de ativos líquida de R\$ 2.568 milhões**.
- **Energização da UFV de Ribeiro Gonçalves** em abril, com data prevista para **entrada em operação comercial em maio**.

PRINCIPAIS MACROINDICADORES ¹

Destaques Financeiros	1T23	1T24	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional líquida (ROL)	10.177	9.898	-2,7%	(278)
EBITDA ajustado (trimestral)	2.267	2.523	11,3%	256
<i>Margem EBITDA (%ROL)</i>	22,3%	25,5%	3,2 p.p.	
EBITDA ajustado (12 meses)	8.287	10.395	25,4%	2.108
Lucro líquido ajustado	273	384	40,9%	112
<i>Margem líquida (%ROL)</i>	2,7%	3,9%	1,2 p.p.	
Investimentos	2.543	1.725	-32,1%	(817)
Dívida líquida	33.061	36.603	10,7%	3.542
Dívida líquida/EBITDA ajustado (12m - Covenants)	3,9	3,3	-0,5x	
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	2,2	1,7	-0,5x	

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.....	5
CUSTOS E DESPESAS	7
EBITDA.....	8
RESULTADO FINANCEIRO	9
LUCRO LÍQUIDO.....	10
ENDIVIDAMENTO	11
INVESTIMENTOS.....	12
ESG (Environmental, Social and Governance)	13
DISTRIBUIÇÃO.....	14
DESEMPENHO COMERCIAL	14
DESEMPENHO OPERACIONAL	16
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	17
MARGEM BRUTA	17
DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR	18
EBITDA.....	20
EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA.....	22
RESULTADO FINANCEIRO	23
LUCRO LÍQUIDO.....	23
INVESTIMENTOS.....	23
TRANSMISSÃO	24
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	24
RENOVÁVEIS.....	27
DESEMPENHO OPERACIONAL	27
PIPELINE RENOVÁVEL.....	29
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	31
SANEAMENTO	34
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL.....	34
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	34
EQUATORIAL SERVIÇOS.....	36
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	36
SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE	37

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:

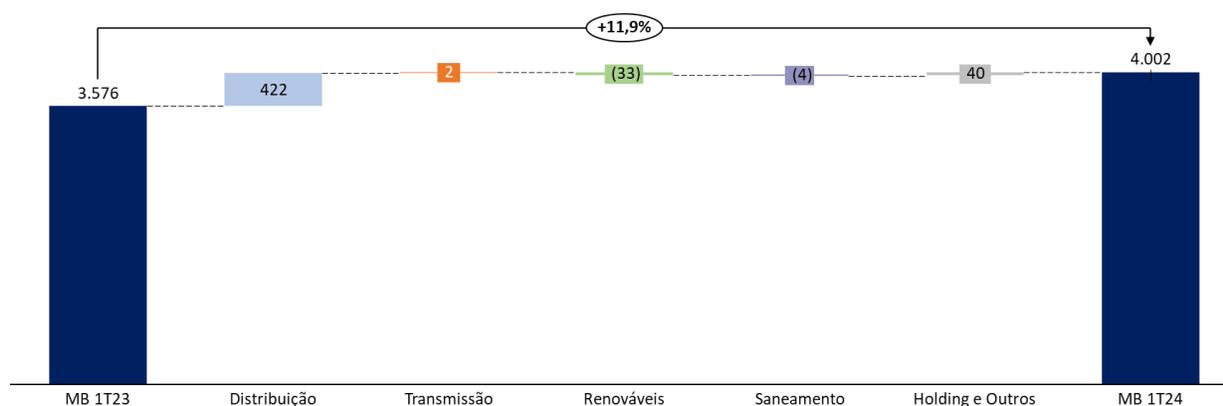
As informações estão apresentadas na forma consolidada e de acordo com os critérios da legislação societária brasileira, a partir de informações financeiras revisadas. As informações financeiras consolidadas apresentadas neste relatório representam 100% do resultado de suas controladas diretas e indiretas 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

Demonstração de Resultado	1T23	1T24	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional bruta (ROB)	13.238	13.837	4,5%	599
Receita operacional líquida (ROL)	10.177	9.898	-2,7%	(278)
Custo de energia elétrica	(6.369)	(5.704)	-10,4%	665
Margem Bruta	3.808	4.194	10,1%	386
Custo e despesas operacionais	(1.343)	(1.484)	10,5%	(141)
Outras receitas/despesas operacionais	(0)	(66)	N/A	(66)
EBITDA	2.465	2.644	7,3%	179
EBITDA Ajustado	2.267	2.523	11,3%	256
Depreciação	(441)	(513)	16,3%	(72)
Amortização de ágio	(150)	(144)	-4,1%	6
Resultado do serviço (EBIT)	1.874	1.987	6,1%	114
Resultado financeiro	(1.500)	(1.276)	-15,0%	225
Resultado financeiro ajustado	(1.241)	(1.338)	7,9%	(97)
Lucro antes da tributação (EBT)	373	711	90,6%	338
IR/CSLL	(85)	(132)	54,5%	(47)
Participações minoritárias	(124)	(300)	141,5%	(176)
Lucro líquido (Ajustado por minoritários)	164	279	70,7%	116
Lucro líquido Ajustado	273	384	40,9%	112
Investimentos	2.543	1.725	-32,1%	(817)

As informações constantes desta seção contemplam os resultados das companhias a partir de suas respectivas aquisições. Importante também mencionar que os números ajustados passaram a considerar efeitos não caixa e IFRS a partir do 2T23, e que essa alteração afeta os números do 1T23, que foram ajustados da mesma forma.

MARGEM BRUTA AJUSTADA

De forma consolidada, a Margem Bruta ajustada do grupo Equatorial no 1T24 apresentou um crescimento de 11,9% em comparação ao 1T23, totalizando R\$ 4,0 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, onde destaca-se o crescimento da Equatorial Goiás (R\$ 218,6 milhões), da Equatorial Piauí (R\$ 65,6 milhões) e da Equatorial Alagoas (R\$ 46,4 milhões).

Neste trimestre as variações de crescimento de mercado impactaram o resultado positivamente em R\$ 259 milhões, enquanto o aumento de tarifa somou R\$ 172 milhões e a melhora de perdas resultou em um resultado positivo de R\$ 51 milhões.

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1T24 Total
Receita Operacional	12	-	-	-	-	12
Descontos Tarifários e Flexibilização de Perdas	12	-	-	-	-	12
Deduções da receita operacional	-	-	-	-	-	-
Receita operacional líquida	12	-	-	-	-	12
Parcela A sem CVA correspondente	34	-	-	-	-	34
Custo do serviço de energia elétrica	34	-	-	-	-	34
Margem Bruta	46	-	-	-	-	46

Abaixo o detalhamento do efeito que foi concentrado no segmento de Distribuição:

Receita Operacional:

- (i) *Descontos Tarifários e Flexibilização de Perdas (CEA): Efeito referente ao ajuste do não recebimento da flexibilização de perdas e de valores que deverão ser devolvidos a Aneel pela não aplicação do efeito da Revisão Tarifária.*

Custo do serviço de energia elétrica:

- (ii) *Parcela A sem CVA correspondente (Goiás): Valor corresponde a provisão de gastos com parcela A que não tiveram uma CVA constituída, que são corrigidos no mês posterior e não tem impacto no resultado acumulado.*

CUSTOS E DESPESAS

Custos Operacionais	1T23	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros*	1T24	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Pessoal	332	-42	-2	2	20	310	-6,7%	-22
(+) Material	46	-3	-1	0	-2	41	-10,9%	-5
(+) Serviço de terceiros	660	75	1	-10	-5	721	9,2%	61
(+) Outros	125	-1	0	-2	10	133	5,9%	7
(=) PMSO Reportado	1.163	29	-1	-10	23	1.204	3,5%	41
<i>Ajustes</i>	-14	-	-	-	-	-25	81,6%	-11
PMSO Ajustado	1.149	29	-1	-10	12	1.179	2,6%	30
(+) Provisões	172	114	0	0	-20	266	54,5%	94
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	8	6	0	0	0	14	84,8%	6
(+) Outras receitas/despesas operacionais	0	68	0	0	-2	66	57250,4%	66
(+) Depreciação e amortização	441	81	-6	-11	8	513	16,3%	72
Custos e Despesas Reportado	1.784	299	-7	-21	8	2.063	15,6%	279
IPCA (12 meses)				3,96%				
IGPM (12 meses)				-4,26%				

*Inclui PPAs e Eliminações

O PMSO Ajustado cresceu 2,6% no comparativo entre trimestres, de R\$ 1.149 milhões para R\$ 1.179 milhões. A variação ajustada abaixo da inflação apurada é reflexo da disciplina de custos da companhia no período. Como principais efeitos do trimestre, destacamos:

- (i) Aumento de R\$ 29 milhões no segmento de Distribuição, principalmente, em função do robustecimento de equipes de campo na Equatorial Maranhão;
- (ii) Redução de R\$ 10 milhões no segmento de Renováveis, principalmente, em função de um adiantamento a fornecedores no 1T23; e
- (iii) Aumento de R\$ 12 milhões em Outros, explicado, majoritariamente, na linha de Pessoal da Holding e da Equatorial Serviços, reflexo do aumento de *headcount* corporativo e das operações de call center na Equatorial Goiás.

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1T24 Total
Custos e Despesas Operacionais	25	-	-	-	-	25
Serviços	18	-	-	-	-	18
Outros	6	-	-	-	-	6
Provisões	-	-	-	-	-	-
Custos e Despesas	25	-	-	-	-	25

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes que foram concentrados no segmento de Distribuição:

Custos e Despesas Operacionais:

Serviços de Terceiros

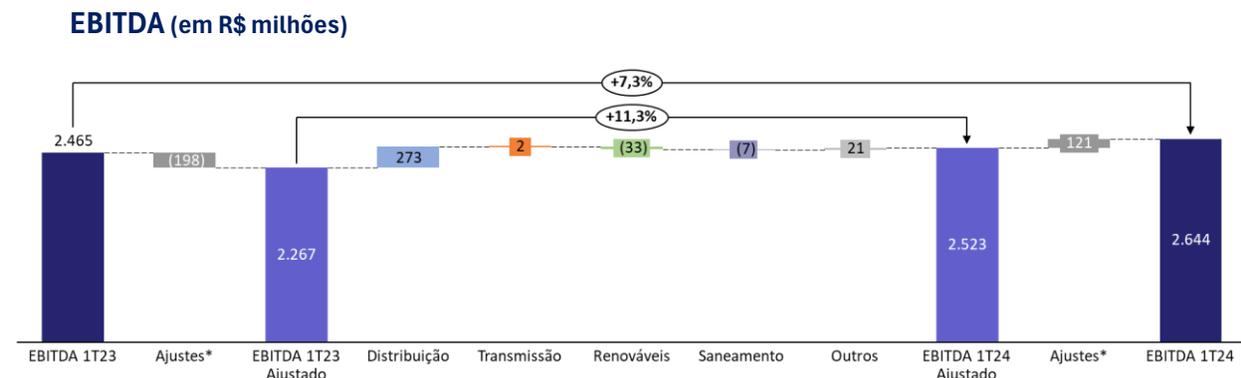
- (i) *Pagamentos extraordinários para terceiros, Consultorias e Reclassificações (Maranhão, Piauí e CEEE-D): Ajustes referentes a consultorias e reclassificações contábeis no Maranhão, pagamentos de bônus e retroativos para equipes de campo no Piauí e equipes mobilizadas para atendimento emergencial na CEEE-D.*

Outros

- (i) Demais efeitos (Goiás): Ajuste referente a baixa contábil de valores pagos a um fornecedor que entrou em recuperação judicial.

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

EBITDA



O EBITDA reportado da Equatorial atingiu R\$ 2.644 milhões no 1T24, valor 7,3% superior ao 1T23.

Já o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa alcançou R\$ 2.523 milhões, 11,3% superior ao mesmo período do ano anterior, ou R\$ 256 milhões superior, aumento explicado, principalmente, pelo crescimento de mercado e tarifa do segmento de distribuição, que contribuiu com uma variação positiva de R\$ 273 milhões no trimestre.

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 Reportado, conforme Instrução CVM 527/12:

EBITDA	1T23	1T24	Δ%	Δ
R\$ milhões				
EBITDA Equatorial Societário	2.465	2.644	7%	179
Ajustes EBITDA	(198)	(121)	-39%	76
Não Recorrentes	(59)	117	-300%	176
(-) IFRS 9 (Transmissão)	(30)	(33)	8%	(3)
(-) VNR	(33)	(201)	516%	(168)
(-) MtM	(76)	(5)	-93%	71
EBITDA Equatorial Ajustado	2.267	2.523	11,3%	256

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1T24 Total
Margem Bruta	46	-	-	-	-	46
Custos e Despesas	25	-	-	-	-	25
Outras receitas/despesas operacionais	68	-	-	-	-	68
Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM)	(201)	(33)	-	-	(5)	(238)
PPAs	-	-	-	-	(22)	(22)
Ajustes EBITDA	(62)	(33)	-	-	(27)	(121)

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

RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro líquido	1T23	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros	1T24	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Rendas Financeiras	312	(78)	16	(8)	(64)	203	-35,0%	(109)
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	102	1	-	-	-	104	1,2%	1
(+) Encargos da dívida	(1.382)	59	9	(79)	80	(1.294)	-6,4%	88
(+) Encargos CVA	11	(25)	-	-	-	(14)	-236,2%	(25)
(+) Juros e AVP - Comercial	24	(5)	-	-	-	19	-20,3%	(5)
(+) Contingências	(179)	(11)	-	112	112	(79)	-55,8%	100
(+) Outras Receitas / Despesas	(388)	(63)	14	(7)	239	(213)	-45,0%	174
Resultado financeiro	(1.500)	(123)	38	18	367	(1.276)	-15,0%	224
(+) Efeitos Não Recorrentes	260	-	-	-	-	(62)	-124,1%	(322)
Resultado financeiro ajustado	(1.241)	(98)	38	18	(178)	(1.338)	7,9%	(98)
IPCA (3 meses)	2,09%					1,42%	-0,67p.p.	
CDI (3 meses)	3,25%					2,62%	-0,63p.p.	

De forma consolidada, o resultado financeiro reportado da Companhia atingiu R\$ 1.276 milhões negativos contra R\$ 1.500 milhões negativos no 1T23.

A seguir, apresentamos os efeitos não recorrentes do período:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1T24 Total
Receitas Financeiras	(72)	-	-	-	-	(72)
Receitas Extemporâneas	(28)	-	-	-	-	(28)
Descontos recebidos em renegociações	(44)	-	-	-	-	(44)
Despesas Financeiras	9	-	-	-	-	9
Descontos concedidos em renegociações	9	-	-	-	-	9
Resultado Financeiro	(62)	-	-	-	-	(62)

Abaixo as explicações dos efeitos não recorrentes:

Receitas Financeiras

- (i) *Receitas Extemporâneas (Goiás): Receitas financeiras de Encargos CVA referente ao período anterior e contabilizada no 1T24.*
- (ii) *Descontos recebidos em renegociações (CEEE-D): Descontos recebidos em renegociações de PIS e COFINS.*

Despesas Financeiras

- (i) *Descontos concedidos em renegociações (Goiás): Descontos concedidos em faturas de clientes em renegociações.*

O resultado financeiro ajustado no 1T24 foi de R\$ 1.338 milhões negativos, uma variação de 7,9% em relação ao 1T23. A piora no resultado financeiro é resultado da atualização das opções de compra de ações preferenciais da Equatorial Distribuição, que afetaram o resultado em R\$ 106,7 milhões negativos. Desconsiderando o efeito da atualização das opções, o resultado financeiro teria melhorado 0,7%, em linha com o 1T23.

LUCRO LÍQUIDO

De forma consolidada, a Equatorial atingiu um lucro de R\$ 579 milhões no 1T24, enquanto o lucro líquido ajustado do período foi de R\$ 384 milhões, R\$ 112 milhões maior que o mesmo período do ano anterior.

Lucro Líquido Consolidado (R\$ Milhões)	1T23	1T24	Δ%	Δ
Distribuição	676	708	4,8%	32
Transmissão	45	94	111,1%	49
Intesa	9	3	-63,3%	(6)
Echoenergia	(42)	(34)	-19,3%	8
Serviços	54	11	-79,0%	(43)
CSA	(47)	(57)	20,0%	(9)
PPAS	8	29	282,5%	21
Holding + outros	(414)	(175)	-57,6%	238
(=) Lucro Líquido	288	579	101,3%	292
<i>(-) Participações Minoritárias</i>	<i>(124)</i>	<i>(300)</i>	<i>141,5%</i>	<i>(176)</i>
(=) Lucro Líquido Ajustado por minoritários	164	279	70,7%	116
Ajustes Totais	(15)	(195)	1172,6%	(180)
Ajustes Distribuição	(106)	6	-105,6%	112
Ajustes Transmissão	-	-	N/A	-
Ajustes Renováveis	7	-	-100,0%	(7)
Ajustes Saneamento	-	-	N/A	-
Ajustes Serviços	-	-	N/A	-
Ajustes PPAS e Holding	220	(29)	-113,1%	(249)
Ajustes IFRS (VNR, IFRS e MtM)	(137)	(173)	26,1%	(36)
(=) Lucro Líquido Equatorial Ajustado	273	384	40,9%	112

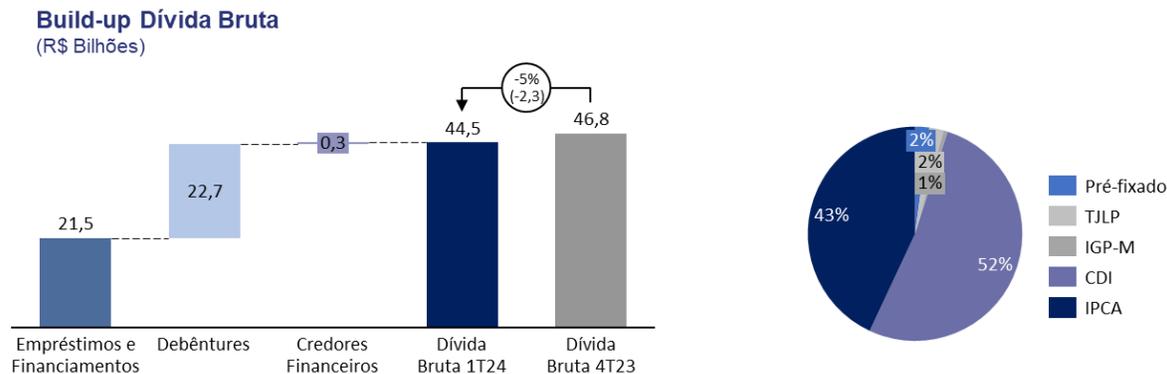
Abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes que impactaram o lucro da companhia:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1T24 Total
Ajustes EBITDA	71	-	-	-	-	71
Resultado Financeiro	(62)	-	-	-	-	(62)
Impostos	(2)	-	-	-	-	(2)
PPAs	-	-	-	-	(29)	(29)
<i>Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM) líquido de impostos</i>	<i>(132)</i>	<i>(37)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(3)</i>	<i>(173)</i>
Ajustes Totais Lucro Líquido	(127)	(37)	-	-	(32)	(195)

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.

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\$ 44,5 bilhões. Para abertura mais detalhada da dívida, visite o website de RI, na seção: Informações Financeiras – Dados Operacionais e Financeiros.



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

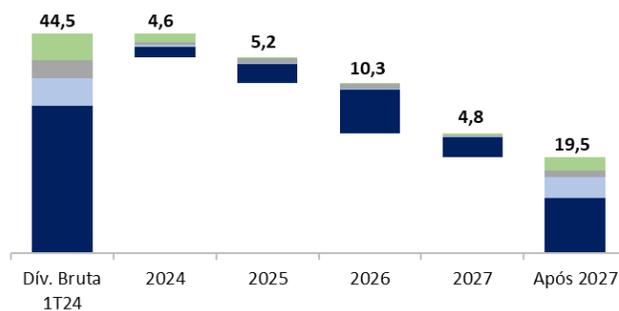
Dívida Bruta	44,5
(-) Ajustes Covenants	1,6
(-) Disponibilidades	9,6
Dívida Líquida	36,6
EBITDA Covenants	11,0
Dívida líquida / EBITDA	3,3

Prazo e Custo Médio

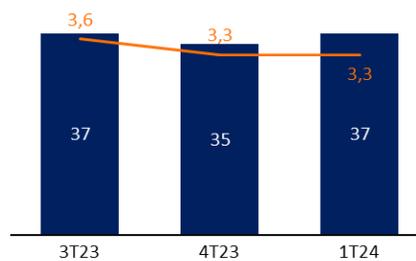
5,1 anos / 11,83% a.a.

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\$ 36,6 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA para fins de *covenants* de 3,3x, com a manutenção do nível registrado no 4T23. Importante mencionar que a redução da dívida bruta se deve pelo pré pagamento de aproximadamente R\$ 2 bilhões de dívidas da Holding.

A cobertura de caixa com relação as obrigações de curto prazo da Companhia fecharam o 1T24 em 1,7x.

INVESTIMENTOS

As informações relativas aos Investimentos realizados consideram 100% de Maranhão, Pará, Piauí, Alagoas, CEEE-D, CEA, Goiás, Intesa, Equatorial Transmissão, Echoenergia, CSA e Equatorial Serviços nos períodos reportados. Os novos ativos, são considerados a partir de suas respectivas consolidações.

No 1T24, o total investido, consolidado, foi de R\$ 1,7 bilhão, volume 32% inferior ao registrado no 1T23.

Investimentos	1T23	1T24	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Distribuição	2.328	1.510	-35%	-818
Ativos elétricos	2.053	1.245	-39%	-808
Obrigações especiais	142	192	35%	50
Ativos não elétricos	133	73	-45%	-60
Transmissão	6	8	37%	2
SPEs 1 a 8	5	8	57%	3
Intesa	1	0	100%	-1
Renováveis	182	183	1%	1
Ativos Operacionais	8	14	64%	5
Projetos em desenvolvimento	173	169	-	-4
Saneamento	15	20	33%	5
Outros	12	4	-65%	-8
Total Equatorial	2.543	1.725	-32%	-817

A variação decorre principalmente da redução de 35% dos investimentos no segmento de Distribuição, onde a linha de ativos elétricos apresentou uma redução de 39%, refletindo o encerramento do período de avaliação da base de ativos das distribuidoras para as revisões tarifárias de 2023 e 2024, que ocorreram em 5 das 7 distribuidoras do grupo.

Cabe pontuar que em função do aumento de volume das obras relacionadas às ligações do PLPT e MLA houve um aumento na linha de obrigações especiais.

No segmento de transmissão, o aumento refere-se ao reforço da SPE 8, dado a substituição de um transformador na subestação Xingu, que trará RAP adicional de R\$ 5,7 milhões.

Os investimentos no segmento de saneamento refletem o estágio inicial da operação da CSA, conforme demonstrado na seção de Saneamento.

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

ESG (Environmental, Social and Governance)

O Grupo Equatorial contabilizou avanços importantes no 1T24, resultados alcançados a partir da estratégia delineada nos últimos anos para a agenda ESG. Como parte de suas iniciativas climáticas, a Companhia continuou a trabalhar na redução da intensidade de emissões de gás SF6, projeto iniciado em 2023 e que atua na manutenção de equipamentos vazantes nos parques de alta tensão. Vale ressaltar que o SF6, por seu alto potencial estufa, é um dos gases mais impactantes para o aquecimento global, sendo cerca de 23.500 vezes mais potente que o dióxido de carbono em termos de capacidade de retenção de calor na atmosfera.

Em linha com o projeto anterior, a Equatorial iniciou no trimestre, para sua frota administrativa, a troca de combustível de forma que o etanol seja o combustível padrão nos abastecimentos e seja utilizado em detrimento da gasolina e/ou diesel. A iniciativa rendeu à Companhia um aumento de mais de 600% no consumo de etanol em relação primeiro trimestre do último ano, projeto que pretende, ao final de 2024, reduzir em até 7% das emissões na categoria de combustão móvel.

O Grupo também aumentou em 14% as ligações de energia realizadas via SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente) em comunidades isoladas sem acesso à energia elétrica, localizadas principalmente no interior do estado do Pará. O sistema, composto por painéis solares, inversores e baterias, funciona como uma miniusina e consegue atender a apenas a uma unidade consumidora, sendo a energia gerada e consumida nas próprias localidades. A Companhia também tem intensificado as ações de contratação de fornecedores locais, de maneira a incentivar a economia das regiões onde atua e reduzir os impactos causados pelo transporte de mercadorias em longa distância.

Indicadores ESG	Medida	1T23	1T24	Δ%
Ambiental				
Consumo de Combustíveis Não Renováveis na Frota Administrativa	L	6.627	47.185	612,0%
# de Ligações em Áreas Remotas via SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente)	#	3.038	3.462	14,0%
Investimentos P&D e Eficiência Energética em Meio Ambiente	R\$ mil	1.225	1.506	22,9%
Social				
% de Mulheres no Grupo Equatorial Energia	%	34,9%	36,2%	3,8%
% de Mulheres em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	22,7%	21,4%	-5,5%
% de Negros em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	6,5%	7,2%	10,9%
% de Fornecedores Locais	%	38,0%	45,9%	20,7%
Investimentos Sociais	R\$ mil	6.491	9.833	51,5%
TG Próprios	#	24	5	-79,2%
TG Terceiros	#	1.510	799	-47,1%
Número de óbitos de empregados (próprios + terceiros)	#	5	1	-80,0%
Número de Acidentes com a População	#	3	10	233,3%
Número de Unidades Consumidoras (UCs) beneficiadas pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)	# mil	4.070	4.233	4,0%
Governança				
% de Conselheiros Independentes ¹	%	87,5%	100,0%	14,3%
% de Mulheres no Conselho	%	25,0%	14,0%	-44,0%
% de Colaboradores Treinados na Trilha de Integridade	%	38,4%	55,8%	45,3%
Casos Registrados no Canal de Ética	#	149	166	11,4%

1 - Considera composição atual

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

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

DISTRIBUIÇÃO

DESEMPENHO COMERCIAL

Dados Operacionais		1T23								1T24							
	Medida	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.054	3.106	1.090	1.347	2.859	433	4.125	15.013	2.316	3.471	1.211	1.463	2.834	468	4.476	16.239
Sistema isolado	GWh	0	74	0	0	0	11	0	86	0	62	0	0	0	13	0	75
Energia Injetada pela Geração Distribuída	GWh	99	124	96	67	111	5	247	749	140	197	146	112	121	13	383	1.111
Energia Injetada Total	GWh	2.153	3.304	1.186	1.413	2.971	450	4.372	15.848	2.456	3.730	1.357	1.575	2.954	494	4.859	17.425
<i>Variação Injetada Total (%)</i>	%									14,1%	12,9%	14,4%	11,4%	-0,5%	9,8%	11,1%	10,0%
Residencial - convencional	GWh	608	672	264	308	899	86	1.213	4.050	693	753	306	327	889	99	1.385	4.452
Residencial - baixa renda	GWh	370	389	184	150	111	45	171	1.419	422	447	205	179	127	86	248	1.714
Industrial	GWh	41	84	21	28	59	13	91	337	31	74	17	23	49	7	86	288
Comercial	GWh	150	316	132	161	445	58	424	1.686	146	314	125	135	418	61	432	1.630
Outros	GWh	340	356	189	228	428	42	661	2.245	360	376	201	240	393	40	726	2.337
Consumidores Cativos	GWh	1.508	1.817	791	875	1.942	244	2.560	9.737	1.652	1.964	854	906	1.875	293	2.877	10.420
Industrial	GWh	95	298	26	152	267	1	856	1.695	111	354	32	170	271	2	908	1.848
Comercial	GWh	104	188	43	53	211	3	142	745	127	210	62	85	250	13	188	935
Outros	GWh	4	29	16	0	16	0	15	79	7	32	18	5	32	4	36	133
Consumidores livres	GWh	203	515	85	205	494	3	1.012	2.518	245	596	112	260	552	19	1.132	2.916
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	GWh	2	0	36	5	20	0	3	65	2	4	43	5	17	0	6	77
Energia Faturada	GWh	1.714	2.332	912	1.085	2.456	247	3.575	12.321	1.899	2.563	1.009	1.171	2.445	312	4.014	13.413
<i>Variação Faturada (%)</i>	%									10,8%	9,9%	10,7%	7,9%	-0,5%	26,1%	12,3%	8,9%
Energia de Compensação da Geração Distribuída	GWh	82	95	73	52	77	4	198	581	121	168	121	88	112	11	320	940
Energia Distribuída	GWh	1.796	2.428	985	1.136	2.533	252	3.772	12.902	2.019	2.731	1.130	1.259	2.557	323	4.334	14.353
<i>Variação Distribuída (%)</i>	%									12,4%	12,5%	14,7%	10,8%	0,9%	28,1%	14,9%	11,2%
Número de Consumidores	MIL	2.692	2.943	1.449	1.330	1.884	203	3.308	13.808	2.744	3.002	1.512	1.361	1.933	224	3.371	14.149
<i>Variação Número de Consumidores (%)</i>	%									2,0%	2,0%	4,3%	2,3%	2,6%	10,4%	1,9%	2,5%
Perdas totais	GWh	357	876	201	277	438	198	600	2.946	437	999	227	316	398	171	525	3.072
Perdas Totais / Injetada Total - 12 meses	%	17,5%	27,3%	18,2%	19,2%	15,7%	44,5%	12,2%	19,0%	18,2%	27,2%	18,1%	18,6%	12,4%	39,2%	11,7%	18,2%
<i>Perdas regulatórias - 12 meses</i>	%	16,9%	27,1%	20,4%	21,0%	11,0%	34,6%	11,8%	18,0%	17,1%	27,8%	20,1%	21,3%	11,1%	33,5%	12,0%	18,2%

PERDAS (12 meses)

Distribuidoras	1T23	4T23	1T24	Regulatório 1T24 LTM	Δ 1T23	Δ 4T23	Δ Regulatório	Regulatório 1T24 Homologado
Consolidado	19,0%	18,4%	18,2%	18,2%	-0,8%	-0,2%	0,0%	18,4%
Equatorial Maranhão	17,5%	17,9%	18,2%	17,1%	0,7%	0,3%	1,0%	17,3%
Equatorial Pará	27,3%	27,2%	27,2%	27,8%	-0,1%	0,0%	-0,6%	28,2%
Equatorial Piauí	18,2%	18,2%	18,1%	20,1%	-0,1%	-0,1%	-2,0%	19,6%
Equatorial Alagoas	19,2%	18,5%	18,6%	21,3%	-0,6%	0,2%	-2,6%	21,3%
CEEE-D	15,7%	12,8%	12,4%	11,1%	-3,2%	-0,4%	1,3%	11,3%
CEA	44,5%	41,4%	39,2%	33,5%	-5,3%	-2,2%	5,8%	33,6%
Equatorial Goiás	12,2%	12,4%	11,7%	12,0%	-0,5%	-0,7%	-0,3%	12,3%

As informações operacionais foram divulgadas no release operacional da companhia. Para acessar o documento, [clique 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. Vale ressaltar que a sobrecontratação do Amapá se dá pelos contratos feitos antes da gestão Equatorial, a companhia tem interagido com a Aneel para equilibrar a contratação de energia da concessão.

2024	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% de Contratação	103,2%	103,5%	102,5%	103,3%	112,2%	114,3%	105,7%
% de Contratação Involuntária	103,2%	103,5%	102,5%	103,3%	101,0%	106,8%	101,9%

PECLD e ARRECADAÇÃO (12 meses)

PDD / ROB1 (trimestral)	1T23	1T24	Var.	Arrecadação - IAR (trimestral)	1T23	1T24	Var.
Equatorial Maranhão	1,8%	2,0%	0,2 p.p	Equatorial Maranhão	97,2%	95,4%	-1,8 p.p
Equatorial Pará	1,4%	2,5%	1,1 p.p	Equatorial Pará	96,7%	96,0%	-0,7 p.p
Equatorial Piauí	2,2%	2,2%	0 p.p	Equatorial Piauí	96,1%	96,7%	0,6 p.p
Equatorial Alagoas	1,5%	1,3%	-0,1 p.p	Equatorial Alagoas	98,7%	97,4%	-1,4 p.p
CEEE-D	1,7%	2,3%	0,6 p.p	CEEE-D	97,0%	95,4%	-1,6 p.p
CEA	-1,2%	3,4%	4,6 p.p	CEA	92,4%	99,2%	6,8 p.p
Equatorial Goiás	-1,2%	0,4%	1,5 p.p	Equatorial Goiás	100,9%	98,2%	-2,7 p.p
Consolidado	0,8%	1,7%	0,9 p.p	Consolidado	98,0%	96,6%	-1,4 p.p

1 Desconsidera Receita de Construção.

De maneira consolidada, a PECLD do grupo atingiu 1,7% da ROB. O aumento da PECLD/ROB deve-se às reversões que ocorreram no 1T23 em Goiás e Amapá e o aumento do contas a receber, resultado dos impactos de arrecadação no trimestre, explicado no parágrafo abaixo.

A arrecadação das companhias finalizou o trimestre em um patamar consolidado de 96,6%, 1,4 p.p. abaixo do mesmo período do ano anterior. O primeiro trimestre costuma ter menores níveis de arrecadação em relação ao resto do ano, e a piora em relação ao 1T23 deve-se ao forte crescimento de mercado, que aumenta o contas a receber das distribuidoras e gera descasamento do volume de faturas emitidas com o volume arrecadado, piora da arrecadação no Poder Público e alta tensão, que já foi revertida no mês de abril, além da redução das ações de cobrança devido a equipes que foram temporariamente deslocadas para atendimentos emergenciais.

Ao longo do mês de abril foi possível ver o impacto do escorregamento do pagamento de faturas do período, que já impactam positivamente a performance do mês. Em relação ao menor número de ações voltadas para cobrança, a diretoria comercial do grupo já realizou o mapeamento de ações para aumentar a efetividade das equipes e melhorar a arrecadação.

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

Distribuidoras	1T23	4T23	1T24	Regulatório	Δ 1T23	Δ 4T23	Δ Regulatório
DEC							
Equatorial Maranhão	20,3	14,0	13,8	14,2	-6,6	-0,3	-0,4
Equatorial Pará	18,5	16,9	17,1	22,4	-1,4	0,2	-5,3
Equatorial Piauí	23,3	24,0	23,4	20,0	0,1	-0,6	3,5
Equatorial Alagoas	17,5	16,3	17,3	15,5	-0,2	1,0	1,8
CEEE-D	17,2	17,8	19,0	8,4	1,8	1,2	10,5
CEA	41,9	33,1	31,4	45,6	-10,5	-1,7	-14,3
Equatorial Goiás	20,6	21,6	20,7	11,4	0,1	-0,9	9,3
FEC							
Equatorial Maranhão	7,5	6,0	6,1	8,3	-1,4	0,1	-2,2
Equatorial Pará	9,1	8,3	8,0	16,8	-1,1	-0,3	-8,8
Equatorial Piauí	9,9	9,1	8,7	13,2	-1,2	-0,5	-4,6
Equatorial Alagoas	7,2	7,1	7,1	12,9	-0,2	0,0	-5,9
CEEE-D	8,7	7,7	7,7	6,0	-1,0	-0,1	1,7
CEA	19,1	15,1	14,1	30,6	-5,0	-1,0	-16,5
Equatorial Goiás	10,5	11,2	10,4	7,7	-0,2	-0,8	2,6

O nível da qualidade do sistema de distribuição é medido pelos índices de DEC² e FEC³, ambos no período de 12 meses.

Os destaques do trimestre são as reduções de 10,5h e 6,6h da CEA e da Equatorial Maranhão quando comparadas com o mesmo período do ano anterior. No comparativo entre anos apresentamos reduções no DEC em 4 das 7 distribuidoras, reforçando o compromisso com a qualidade operacional nas concessões do grupo. Tanto o Piauí quanto Goiás apresentaram resultados com leve aumento de 0,1h entre períodos.

No comparativo com o 4T23 houve uma melhora no DEC em GO, CEA, PI e MA e piora no Pará (+0,2h), Alagoas (+1,0h) e na CEEE-D (+1,2h). Tanto no Pará, como em Alagoas, os aumentos são reflexo do aumento de chuvas nos estados. No Pará, o leve aumento de 0,2h contra o 4T23 veio de ocorrências em pontos de alta tensão que foram afetados pela maior pluviosidade, enquanto Alagoas teve fortes chuvas, ventos e raios, principalmente no mês de fevereiro, que contribuíram para o aumento do indicador.

Na CEEE-D, o aumento do DEC deve-se aos seguidos eventos climáticos extremos que tem afetado o estado do Rio Grande do Sul e, dificultam a manutenção de rede pela grande mobilização de equipes voltadas para atendimento emergencial. Apesar das mecânicas de expurgos do indicador, parte do impacto causado na rede não pode ser expurgado, aumentando o indicador.

Atualmente, três das sete concessões da Equatorial estão dentro do limite regulatório.

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

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

3 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	1T23								1T24								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
R\$ milhões																	
(+) Vendas as classes	1.080	1.772	673	715	1.511	210	2.219	8.181	1.376	2.208	847	872	1.477	248	2.401	9.428	15%
Renda Não Faturada	6	(6)	2	7	51	2	53	116	8	(6)	(6)	19	55	1	25	95	-18%
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(3)	(8)	(4)	(3)	(7)	(1)	(9)	(35)	(4)	(12)	(4)	(5)	(9)	(1)	(15)	(49)	42%
(+) Outras receitas	203	364	109	123	241	41	398	1.479	285	568	146	186	282	27	470	1.962	33%
Subvenção baixa renda	77	102	45	39	14	6	29	314	92	120	56	50	16	10	44	388	24%
Subvenção CDE outros	26	114	14	21	39	26	67	307	31	140	17	38	46	3	89	364	19%
Uso da rede	40	121	29	42	127	3	224	586	53	135	35	67	152	9	236	687	17%
Atualização ativo financeiro	25	(29)	2	2	15	1	17	33	61	101	3	4	10	0	22	201	516%
Bandeira Tarifária	5	7	3	3	5	0	-	23	6	7	3	3	6	1	-	26	14%
Multa por atraso de pagamento	12	19	7	6	8	2	17	71	16	24	9	8	8	(0)	23	88	24%
(+) Outras receitas operacionais	18	29	9	11	32	3	45	147	27	41	23	17	44	3	55	209	42%
Outras Receitas (Parcela B)	9	17	6	5	-	2	26	65	14	21	7	6	26	2	27	103	58%
(+) Suprimento	5	13	11	4	20	8	36	97	0	1	5	2	10	6	39	63	-35%
(+) Valores a receber de parcela A	156	215	70	5	(162)	23	55	362	0	(76)	13	(87)	(11)	53	201	93	-74%
(+) Receita de construção	198	614	180	120	208	107	902	2.329	220	521	132	99	127	88	352	1.539	-34%
(=) Receita operacional bruta	1.638	2.970	1.038	965	1.811	389	3.601	12.413	1.877	3.209	1.138	1.068	1.876	420	3.447	13.036	5%
(+) Deduções à receita	(396)	(636)	(259)	(262)	(516)	(71)	(854)	(2.995)	(527)	(815)	(340)	(347)	(596)	(112)	(1.128)	(3.863)	29%
PIS/COFINS/CMS/ISS	(297)	(484)	(198)	(190)	(332)	(52)	(507)	(2.059)	(408)	(633)	(257)	(232)	(361)	(68)	(653)	(2.612)	27%
Compensações Indicadores de Qualidade	(10)	(8)	(6)	(3)	(7)	1	(26)	(59)	(7)	(10)	(7)	(5)	(24)	(2)	(88)	(143)	140%
Demais Deduções (CDE e Encargos)	(89)	(144)	(55)	(70)	(177)	(20)	(321)	(876)	(112)	(172)	(76)	(109)	(211)	(42)	(386)	(1.109)	27%
(=) Receita operacional líquida	1.243	2.334	779	703	1.295	318	2.747	9.418	1.351	2.394	798	721	1.280	309	2.320	9.173	-3%
(-) Receita de construção	(198)	(614)	(180)	(120)	(208)	(107)	(902)	(2.329)	(220)	(521)	(132)	(99)	(127)	(88)	(352)	(1.539)	-34%
(=) Receita operac. líq. sem rec.de construção	1.045	1.720	599	583	1.087	211	1.845	7.089	1.131	1.873	666	622	1.153	221	1.968	7.634	8%
(-) Energia comprada e transporte e Encargos	(552)	(853)	(333)	(335)	(658)	(124)	(1.106)	(3.960)	(573)	(867)	(334)	(327)	(733)	(120)	(1.102)	(4.055)	2%
(=) Margem Bruta	493	867	267	248	429	87	738	3.129	558	1.007	333	296	420	101	866	3.580	14%
(+) Não-Recorrentes	-	-	-	-	(21)	(10)	(62)	(93)	-	-	-	-	-	12	34	46	-150%
(-) VNR	(25)	29	(2)	(2)	(15)	(1)	(17)	(33)	(61)	(101)	(3)	(4)	(10)	(0)	(22)	(201)	516%
(=) Margem Bruta Ajustada	469	895	264	246	393	76	660	3.003	497	906	330	292	409	112	878	3.425	14%
	<i>Δ% Margem Bruta Ajustada</i>																
									6,0%	1,2%	24,8%	18,9%	4,1%	47,3%	33,1%	14,0%	

No 1T24, a Margem Bruta ajustada das distribuidoras ex-VNR alcançou R\$ 3,4 bilhões, 14% maior do que o mesmo período do ano anterior, influenciado principalmente aumento do consumo e aumento da tarifa. As distribuidoras que mais contribuíram para a variação positiva do trimestre foram a Equatorial Goiás, a Equatorial Piauí e a Equatorial Alagoas, que juntas contribuíram para o resultado com R\$ 330,6 milhões.

DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR

Custos Operacionais	1T23								1T24								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
R\$ milhões																	
(+) Pessoal	47	48	21	19	51	9	70	266	45	48	17	15	30	10	60	224	-16%
(+) Material	5	7	2	2	2	1	17	36	5	5	2	2	2	0	17	33	-8%
(+) Serviço de terceiros	93	101	56	43	78	26	273	671	124	112	72	52	108	25	253	746	11%
(+) Outros	7	5	2	1	0	1	31	46	6	7	3	2	9	0	20	46	-2%
(=) PMSO Reportado	152	161	81	66	131	37	392	1.019	178	171	93	71	149	36	350	1.049	3%
Ajustes	-	16	4	3	4	-	(52)	(24)	(3)	-	(2)	-	(13)	-	(6)	(25)	1%
PMSO Ajustado	152	176	85	69	135	37	341	995	175	171	91	71	136	36	344	1.024	3%
PECLD e perdas	27	32	19	13	27	(3)	(32)	82	34	67	22	13	40	11	11	198	141%
% Receita bruta (s/ receita de construção)	1,84%	1,35%	2,20%	1,49%	1,70%	-1,17%	-1,18%	0,81%	2,02%	2,49%	2,17%	1,34%	2,28%	3,41%	0,37%	1,72%	
Provisões para contingências	5	6	2	2	9	1	18	42	4	5	1	3	21	1	13	48	14%
Provisão para redução ao valor recuperável - FUNAC	-	-	-	-	-	-	42	42	-	-	-	-	-	-	34	34	-19%
(+) Provisões	31	37	21	15	36	(3)	28	166	38	72	23	16	61	12	59	280	69%
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	-	5	-	-	-	3	-	8	-	13	-	-	-	1	-	14	85%
(+) Outras receitas/despesas operacionais	52	(28)	16	9	(2)	2	(48)	0	17	14	14	6	19	(3)	1	68	60278%
(+) Depreciação e amortização	61	115	22	10	40	6	119	372	70	115	38	32	35	10	154	454	22%
(=) Custos e despesas gerenciáveis	296	290	140	99	206	45	491	1.566	303	385	168	125	264	56	564	1.864	19%
PMSO Ajustado/Consumidor (12m)	218	247	234	206	306	653	392	285	248	234	244	207	302	604	348	278	
	Δ% PMSO por Consumidor																
									13,9%	-5,1%	4,5%	0,6%	-1,3%	-7,5%	-11,1%	-2,5%	

MARANHÃO

No comparativo entre trimestres, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, cresceu 13,9%, totalizando R\$ 240, mas manteve o patamar apresentado no 4T23. Já o PMSO ajustado do período totalizou R\$ 175 milhões, com um aumento de 15,4% entre trimestres, ou R\$ 23 milhões.

O aumento do PMSO em bases ajustadas é resultado principalmente da linha **Serviços de Terceiros**, que apresentou um aumento de R\$ 27,2 milhões, decorrente da maior mobilização de equipes e plantão com foco na melhoria dos indicadores de qualidade. É importante ressaltar que a estrutura de serviços de terceiros da Equatorial Maranhão ficou mais robusta ao longo do ano de 2023, e o efeito comparativo da nova estrutura de equipes terceirizadas se normalizará a partir do segundo semestre.

No 1T24, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) atingiram R\$ 34 milhões, refletindo o maior inadimplemento de clientes residenciais, fruto da redução das ações de cobrança no trimestre, efeito que foi potencializado pela nova matriz de perdas (que possui percentuais mais elevados de provisionamento) e pelo escorregamento do pagamento de faturas para o mês de abril, fugindo da competência do trimestre. A PECLD do trimestre representa 2,02% da ROB.

PARÁ

No 1T24, o PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 236, uma redução de 5,1% em relação ao 1T23, enquanto o PMSO ajustado alcançou R\$ 171 milhões, cerca de 2,8% abaixo de 1T23.

No 1T24, a **PECLD** alcançou R\$ 67 milhões, 2,49% da ROB. O aumento entre trimestres deve-se ao: (i) aumento do contatos a receber da companhia, que foi agravado pela atualização de matriz que tem maior percentual de provisionamentos para dívidas não parceladas; (ii) aumento do inadimplemento de clientes residenciais entrantes e aumento do inadimplemento do setor público, fruto de uma renegociação feita no 1T23; e (iii) a redução de ações de cobrança e chuvas na região.

PIAUI

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 241, um aumento de 4,5% contra o 1T23. O PMSO ajustado do trimestre aumentou 6,4%, ou R\$ 5 milhões quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

A variação do trimestre ficou concentrada na linha de **Serviços de terceiros**, que variou R\$ 9 milhões, impactada, principalmente, por plantões de serviços elétricos voltados para melhoria da qualidade (limpeza de faixa, poda e manutenção) e ações voltadas para combate a perdas, que foram mais intensas no período devido ao forte crescimento de mercado.

No 1T24, a **PECLD** registrou provisão de R\$ 22 milhões, 2,17% da ROB, em linha com o 1T23.

ALAGOAS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 205, 0,6% superior ao 1T23, enquanto o PMSO ajustado apresentou um aumento de 3,1%, ou R\$ 2 milhões.

A **PECLD** registrou provisão de R\$ 13 milhões, representando 1,34% da ROB, 0,1 p.p. abaixo do 1T23.

CEEE-D

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 301, uma redução de 1,3% frente o 1T23, enquanto o PMSO ajustado totalizou R\$ 136 milhões, em linha com o mesmo período do ano anterior.

Apesar de não apresentar crescimento no PMSO consolidado, no trimestre, há um incremento de R\$ 17,6 milhões na linha de **Serviços de terceiros**, reflexo do maior número de equipes mobilizadas para atendimento emergencial e robustecimento da estrutura de equipes na concessão. A redução na linha de **Pessoal** em R\$ 21,4 milhões 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. Desconsiderando a movimentação dos juros do plano de pensão, o PMSO ajustado seria de R\$ 160 milhões, e teria crescido 18,6%.

A **PECLD** registrou R\$ 40 milhões, impactada, principalmente, pelo direcionamento de equipes de corte e cobrança para atendimento emergencial, que contribuíram para o aumento da inadimplência no período. Com esse resultado, a PECLD/ROB atingiu 2,28%. A linha de Provisões para contingências registrou R\$ 21 milhões no trimestre, R\$ 12 milhões maior que o mesmo período do ano anterior, em virtude do aumento da constituição de processos trabalhistas e cíveis.

CEA

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 611, valor 7,5% menor que o mesmo período do ano anterior. O PMSO ajustado da CEA foi de R\$ 36 milhões, em linha com o registrado no 1T23.

Por fim, no 1T24 a **PECLD** atingiu R\$ 11 milhões, impactada pela atualização de matriz que avançou para os últimos 5 anos, retirando o ano de 2017 que foi marcado por muitas renegociações e arrecadação acima de 150% e substituiu por um ano de operação normal com arrecadação na casa de 99,1%, além do aumento do contas a receber e da atualização de matriz, que traz percentuais maiores de provisionamento para faturas não parceladas. Com esse resultado, a PECLD/ROB foi de 3,41%.

GOIÁS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 347 no 1T24, resultado 11,1% menor que o 1T23, primeiro trimestre de gestão da Equatorial na concessão, refletindo o compromisso do grupo com a disciplina de custos. O PMSO ajustado foi de R\$ 344 milhões, 1% maior que o 1T23.

É importante destacar que devido ao processo de turnaround, tanto este trimestre quanto os próximos podem apresentar volatilidade nas despesas operacionais devido ao processo de padronização das estruturas e processos da companhia ao modelo de gestão do grupo.

As variações positivas do trimestre se concentram nas linhas de **Serviços de Terceiros** e **Pessoal**, que aumentaram R\$ 8 milhões e R\$ 12 milhões, respectivamente, reflexo do robustecimento e oxigenação de equipes de campo e corporativas da Equatorial Goiás. Já a redução na linha de **Outros** em R\$ 17 milhões é resultado do ajuste de lançamentos de despesas relacionadas ao FUNAC, que no 1T23 impactavam a linha.

A **PECLD** registrou R\$ 11 milhões e representa 0,37% da ROB.

EBITDA

Recomposição EBITDA R\$ milhões	1T23								1T24								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
(+) Resultado do Exercício	162	425	29	86	41	(6)	(60)	676	155	430	65	106	33	(22)	(59)	708	4,8%
(+) Impostos sobre o Lucro	(10)	48	4	18	1	2	30	94	38	95	10	17	(49)	(0)	(19)	91	-2,5%
(+) Resultado Financeiro	45	103	94	45	182	46	277	793	62	97	90	49	172	67	379	916	15,4%
(+) Depreciação e Amortização	61	115	22	10	40	6	119	372	70	115	38	32	35	10	154	454	21,8%
(=) EBITDA societário (CVM)*	258	691	149	159	264	48	366	1.935	325	737	203	203	191	55	456	2.169	12%
(+) Outras receitas/despesas operacionais	52	(28)	16	9	(2)	2	(48)	0	17	14	14	6	19	(3)	1	68	60331,2%
(+) Impactos Margem Bruta	-	-	-	-	(21)	(10)	(62)	(93)	-	-	-	-	-	12	34	46	-149,6%
(+) Ajustes de PMSO	-	(16)	(4)	(3)	(4)	-	52	24	3	-	2	-	13	-	6	25	0,8%
(+) Ajustes Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
(-) VNR	(25)	29	(2)	(2)	(15)	(1)	(17)	(33)	(61)	(101)	(3)	(4)	(10)	(0)	(22)	(201)	516,3%
(=) EBITDA societário ajustado	286	676	159	162	222	39	291	1.834	284	650	216	205	212	64	475	2.107	15%
									-0,5%	-3,9%	36,5%	26,5%	-4,3%	63,1%	63,6%	14,9%	

*Calculado em conformidade com a instrução CVM 527/12

MARANHÃO

No 1T24, o EBITDA ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 284 milhões, 0,5% inferior ao 1T23, ou R\$ 1,6 milhões.

A margem bruta ajustada do trimestre registrou crescimento de R\$ 28 milhões, tendo como principais efeitos positivos o crescimento de mercado de R\$ 48,2 milhões, mas compensado, parcialmente, pela queda na tarifa fio-b que impactou negativamente em R\$ 31,1 milhões.

A variação negativa do EBITDA no trimestre deve-se, principalmente, as variações do PMSO ajustado (R\$ -23,4 milhões) e variação das provisões e contingências do período (R\$ -6,3 milhões).

PARÁ

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 650 milhões, redução de 3,9%.

A Margem Bruta do trimestre cresceu R\$ 11 milhões, impactada, principalmente, pelos efeitos positivos de mercado (R\$ 85,1 milhões) e do delta perdas (R\$ 0,8 milhão), o aumento foi parcialmente compensado pelo efeito negativo da redução da tarifa fio-b (-R\$ 84,6 milhões).

O PMSO ajustado do período apresentou uma redução de R\$ 5 milhões entre trimestres, no entanto, a variação de R\$ -34 milhões da PECLD e a variação das despesas dos sistemas isolados em R\$ -8 milhões impactaram o EBITDA do trimestre.

PIAUI

No Piauí, o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa atingiu R\$ 216 milhões, 36,5% maior, ou R\$ 58 milhões, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

O aumento de R\$ 66 milhões na Margem bruta, deve-se: (i) crescimento de mercado (R\$ 21,7 milhões) e, (ii) efeito tarifa (R\$ 47,9 milhões), que foram parcialmente compensados pela Renda Não Faturada (-R\$ 8,3 milhões) e pelo delta perdas (-R\$ 2,9 milhões).

O crescimento da margem foi levemente reduzido pelo aumento de R\$ 5 milhões no PMSO, que carrega relação com o forte aumento do número de consumidores (+63 mil vs 1T23), e a variação da PECLD de R\$ 2 milhões entre trimestres.

ALAGOAS

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes de Alagoas atingiu R\$ 205 milhões, aumento de R\$ 43 milhões ou 26,5% superior ao 1T23.

A margem bruta de Alagoas cresceu R\$ 46 milhões, principalmente, pelo: (i) crescimento de mercado (+R\$ 17,6 milhões), (ii) da tarifa fio b (+R\$ 7,3 milhões) e, (iii) Renda Não Faturada (+R\$ 11,5 milhões).

O PMSO ajustado apresentou um aumento de R\$ 2 milhões, e as provisões ajustadas do período (PECLD e contingências) prejudicaram o resultado em R\$ 1 milhão.

CEEE-D

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR do Rio Grande do Sul atingiu R\$ 212 milhões no trimestre, R\$ 9 milhões inferior ao 1T23, ou -4,3%.

A margem bruta da CEEE-D apresentou um crescimento de R\$ 16 milhões, em virtude dos seguintes efeitos: (i) tarifa fio b, (+R\$ 8,5 milhões) e, (ii) do delta perdas (+R\$ 8,3 milhões).

O PMSO do período apresentou um aumento de R\$ 1 milhão, enquanto a PECLD e contingências aumentaram R\$ 24 milhões entre trimestres.

CEA

O EBITDA Ajustado da CEA registrou R\$ 64 milhões, aumento de R\$ 25 milhões entre trimestres.

A margem bruta da CEA aumentou R\$ 36 milhões em função do aumento da energia faturada em 26% (R\$ 16,4 milhões) e da melhora do delta perdas (R\$ 12,8 milhões).

A redução de PMSO contribuiu em R\$ 1 milhão para o aumento de EBITDA, em conjunto com a variação positiva das despesas de sistemas isolados que somaram R\$ 2 milhões, enquanto o aumento da PECLD e das contingências em R\$ 15 milhões prejudicaram o resultado.

GOIÁS

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR da Equatorial Goiás atingiu R\$ 475 milhões.

O principal impacto para o aumento do EBITDA é o crescimento da margem bruta, que neste trimestre apresentou aumento de R\$ 218 milhões em função de crescimento de mercado (+R\$ 70,2 milhões), aumento da tarifa fio-B (+R\$ 222,4 milhões) dado o processo de revisão tarifária e da melhora do delta perdas (+R\$ 40,2 milhões).

O PMSO do período aumentou em R\$ 3,3 milhões, enquanto a PECLD e provisões variaram em R\$ 30 milhões, prejudicando o resultado.

É importante destacar que, tanto este trimestre, quanto os próximos devem apresentar volatilidade no resultado devido ao processo de turnaround.

EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA

Não Recorrentes	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	1T24 Total
Receita Operacional	-	-	-	-	-	12	-	12
Parcela A sem CVA correspondente	-	-	-	-	-	12	-	12
Deduções da receita operacional	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita operacional líquida	-	-	-	-	-	12	-	12
Parcela A sem CVA correspondente	-	-	-	-	-	-	34	34
Custo do serviço de energia elétrica	-	-	-	-	-	-	34	34
Margem Bruta	-	-	-	-	-	12	34	46
Custos e Despesas Operacionais	3	-	2	-	13	-	6	25
Serviços - Pagamentos extraordinários para terceiros, Consultorias e Reclassificações	3	-	2	-	13	-	-	18
Outros - Demais Efeitos	-	-	-	-	-	-	6	6
Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-
Custos e Despesas	3	-	2	-	13	-	6	25
Outras receitas/despesas operacionais	17	14	14	6	19	(3)	1	68
VNR	(61)	(101)	(3)	(4)	(10)	(0)	(22)	(201)
Ajustes EBITDA	(41)	(87)	13	3	22	9	20	(62)

RESULTADO FINANCEIRO

O segmento de distribuição encerrou o 1T24 com um resultado financeiro líquido em R\$ 916 milhões negativos.

Resultado Financeiro R\$ milhões	1T23									1T24									Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	TOTAL	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	TOTAL			
(+) Rendas Financeiras	30	46	24	11	26	6	38	181	21	31	17	4	16	9	23	121	-33%		
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	17	24	9	6	24	6	16	102	19	34	11	7	14	3	16	104	1%		
(+) Encargos da Dívida	(80)	(208)	(108)	(60)	(121)	(45)	(306)	(928)	(86)	(157)	(100)	(52)	(138)	(64)	(311)	(910)	-2%		
(+) Encargos CVA	(1)	18	(0)	5	(5)	4	5	26	(8)	(0)	(3)	1	17	0	(21)	(14)	-157%		
(+) Ajuste a Valor Presente	2	16	(4)	(0)	8	1	-	24	1	9	(5)	2	6	3	2	19	-20%		
(+) Contingências	(8)	0	(4)	(4)	(27)	(7)	(18)	(68)	(2)	(4)	(4)	(5)	(38)	(4)	(22)	(79)	17%		
(+) Outras Receitas/Despesas	(6)	(1)	(10)	(4)	(87)	(10)	(12)	(130)	(7)	(9)	(8)	(5)	(48)	(14)	(65)	(156)	21%		
(=) Resultado Financeiro	(45)	(103)	(94)	(45)	(182)	(46)	(277)	(793)	(62)	(97)	(90)	(49)	(172)	(67)	(379)	(916)	15%		
Não Recorrentes	4	-	-	-	-	2	(91)	(85)	-	-	-	-	(72)	-	9	(62)	-27%		
(=) Resultado Financeiro Ajustado	(41)	(103)	(94)	(45)	(182)	(44)	(368)	(879)	(62)	(97)	(90)	(49)	(244)	(67)	(370)	(979)	11%		

O resultado financeiro ajustado atingiu um saldo negativo de R\$ 979 milhões no trimestre, um aumento de 11% em comparação com o 1T23. Esse incremento se deve principalmente à redução das receitas financeiras das distribuidoras, decorrente da queda do CDI.

LUCRO LÍQUIDO

Lucro Líquido R\$ milhões	1T23								1T24								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
(+) Lucro Líquido	162	425	29	86	41	(6)	(60)	676	155	430	65	106	33	(22)	(59)	708	5%
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	-	(16)	(4)	(3)	(25)	(10)	(10)	(69)	3	-	2	-	13	12	41	71	-203,2%
(+) Efeito IR e CSLL	(1)	2	1	0	8	3	34	48	(1)	-	(1)	-	20	(4)	(17)	(2)	-105,1%
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	4	-	-	-	-	2	(91)	(85)	-	-	-	-	(72)	-	9	(64)	-24,6%
(+) VNR Líquido de IR e CSLL	(16)	19	(1)	(2)	(10)	(0)	(11)	(21)	(40)	(67)	(2)	(2)	(7)	(0)	(15)	(130)	506,8%
(=) Lucro Líquido Ajustado	149	431	24	82	14	(12)	(139)	549	118	363	65	103	(13)	(14)	(41)	582	6%
	Δ%								-20,9%	-15,6%	171,8%	26,7%	-187,7%	19,2%	-70,6%	6,1%	

INVESTIMENTOS

Investimentos Distribuidoras R\$ milhões	1T23								1T24								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
Ativos elétricos	179	456	141	117	188	84	887	2.053	207	350	104	90	114	57	323	1.245	-39,4%
Obrigações especiais	9	130	31	0	0	19	47	142	6	160	23	1	3	28	29	192	35,4%
Ativos não elétricos	10	28	8	3	19	4	62	133	8	10	5	8	10	3	29	73	-45,1%
Total	198	613	180	120	208	107	902	2.328	220	521	132	99	127	88	323	1.510	-35%
	Δ%								11,2%	-15,1%	-26,5%	-17,5%	-38,9%	-17,9%	-64,2%	-35,1%	

No 1T24, os investimentos em distribuição totalizaram R\$ 1.510 milhões, volume 35,1% inferior ao executado no mesmo período de 2023.

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

TRANSMISSÃO**DESEMPENHO FINANCEIRO****TRANSMISSÃO CONSOLIDADO (INTESA + SPEs)**

Demonstração de Resultado - Regulatório - R\$ milhões	1T23	1T24	Δ%
Receita líquida	327	329	0,5%
Custos e despesas operacionais	(22)	(22)	-1,0%
Custos de infraestrutura	-	-	N/A
EBITDA Regulatório	305	307	0,6%
Margem EBITDA	93,2%	93,3%	0,1%
Depreciação / amortização	(141)	(116)	-17,6%
Resultado do serviço (EBIT)	164	191	16,2%
Resultado financeiro	(161)	(121)	-25,3%
Impostos	(15)	(10)	-32,9%
Lucro Líquido	(12)	60	-613,5%
Endividamento	1T23	1T24	Δ%
Dívida Líquida	5.141	4.081	-20,6%
Volume de dívida (Empréstimos + Debêntures)	6.246	5.566	-10,9%
Disponibilidades	1.105	1.486	34,5%

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

EQUATORIAL TRANSMISSÃO – SPEs 01 a 08

O resultado regulatório do 1T24 trouxe uma receita líquida de R\$ 302,6 milhões, um aumento de 7,1% em relação ao 1T23, resultado do reajuste da RAP para o ciclo de 23/24 de 3,94% para as SPEs 1 a 8, e do aumento da base de clientes com subvenção CDE, que aumentam a receita das transmissoras.

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 18,1 milhões, R\$ 1,5 milhão inferior ao 1T23. O EBITDA regulatório atingiu R\$ 284,6 milhões, com margem de 94,0%.

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)	1T23 Regulatório	Ajustes	1T23 Societário	1T24 Regulatório	Ajustes	1T24 Societário
Receita operacional	313.822	27.045	356.145	337.095	46.786	383.881
Transmissão de energia	-	-	-	337.095	(337.095)	-
Receita de Operação e Manutenção	-	25.689	25.689	-	20.220	20.220
Receita de construção	-	1.356	1.356	-	6.097	6.097
Atualização ativo de contrato em serviço	313.822	-	329.100	-	357.564	357.564
Outras receitas	-	0	0	-	-	-
Deduções da receita operacional	(31.385)	10.858	(20.527)	(34.464)	(564)	(35.028)
Receita operacional líquida	282.437	53.180	335.618	302.631	46.222	348.853
Custo do serviço de energia elétrica	-	-	-	-	-	-
Margem Bruta Operacional	282.437	53.180	335.618	302.631	46.222	348.853
Custo/despesa operacional	(19.522)	(5.718)	(25.240)	(18.075)	(8.187)	(26.262)
Pessoal	(10.091)	(543)	(10.634)	(8.954)	2	(8.952)
Material	(988)	-	(988)	(817)	475	(342)
Serviço de terceiros	(7.961)	26	(7.935)	(6.999)	(472)	(7.471)
Custo de construção	-	(5.201)	(5.201)	-	(8.249)	(8.249)
Outros	(482)	0	(482)	(1.305)	93	(1.212)
Provisões	-	-	-	-	(36)	(36)
EBITDA	262.915	47.462	310.377	284.556	38.035	322.591
Depreciação e amortização	- 134.843	57.253	- 77.590	(109.904)	38.557	(71.347)
Resultado do serviço	128.073	104.715	232.787	174.652	76.592	251.244
Resultado financeiro	(147.307)	(2)	(147.309)	(108.984)	(3)	(108.987)
Receitas financeiras	30.168	(5.244)	24.924	53.330	(1)	53.329
Despesas financeiras	(177.475)	5.242	(172.233)	(162.314)	(2)	(162.316)
Resultado antes do imposto de renda	(19.234)	104.712	85.478	65.668	76.589	142.257
Imposto de renda e contribuição social	(10.059)	(27.699)	(37.758)	(50.451)	12.368	(38.083)
Subvenção do imposto de renda	-	28.185	28.185	-	28.666	28.666
Impostos diferidos	-	(31.399)	(31.399)	41.035	(79.901)	(38.866)
Resultado do exercício	(29.293)	73.799	44.506	56.252	37.722	93.974

INTESA

A Receita líquida regulatória da Intesa foi de R\$ 26,1 milhões no 1T24, 41,6% abaixo do apresentado no 1T23, decorrente do reajuste da RAP para o ciclo de 23/24, onde ocorreu a redução da RAP original da INTESA em 50%, que gerou um efeito médio de reajuste de -37,9%.

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 3,9 milhões, 44% acima do observado no 1T23, decorrente do aumento de serviços de manutenção e limpeza de faixa. O EBITDA atingiu R\$ 22,1 milhões no 1T24, como uma margem EBITDA de 84,8%.

É importante ressaltar que, em virtude da venda do ativo, este é o último trimestre onde o resultado da INTESA é consolidado pelo grupo e os saldos de balanço foram consolidados até o 3T23.

Demonstração do resultado (R\$ mil)	1T23 Regulatório	Ajustes	1T23 Societário	1T24 Regulatório	Ajustes	1T24 Societário
Receita operacional	50.930	(46.904)	32.978	30.885	(22.007)	32.027
Transmissão de energia	50.717	-	50.717	30.626	-	30.626
Receita de Operação e Manutenção	-	3.194	3.194	-	7.999	7.999
Atualização ativo de contrato em serviço	-	-	-	-	-	23.149
Ativo de contrato - Ganho de realização	213	619	832	-	-	-
Outras receitas	-	-	28.952	259	620	879
Deduções da receita operacional	(6.249)	1.437	(4.812)	(4.783)	1	(4.782)
Receita operacional líquida	44.682	(16.515)	28.166	26.102	1.143	27.245
Custo do serviço de energia elétrica	-	-	-	-	-	-
Margem Bruta Operacional	44.682	(16.515)	28.166	26.102	1.143	27.245
Custo/despesa operacional	(2.740)	(775)	(3.516)	(3.957)	(6.500)	(10.457)
Pessoal	(765)	-	(765)	(868)	0	(868)
Material	(483)	-	(483)	(602)	27	(575)
Serviço de terceiros	(1.332)	(0)	(1.332)	(2.355)	(334)	(2.689)
Custo de construção	-	(775)	(775)	-	(6.499)	(6.499)
Outros	(159)	-	(159)	(132)	305	173
EBITDA	41.942	(17.291)	24.651	22.145	(5.357)	16.788
Depreciação e amortização	(5.913)	5.912	(1)	(6.095)	6.094	(1)
Resultado do serviço	36.028	(11.379)	24.649	16.050	737	16.787
Resultado financeiro	(14.061)	-	(14.061)	(11.550)	1	(11.549)
Receitas financeiras	5.829	-	5.829	4.644	1	4.645
Despesas financeiras	(19.890)	-	(19.890)	(16.194)	0	(16.194)
Resultado antes do imposto de renda	21.967	(11.379)	10.588	4.500	738	5.238
Imposto de renda e contribuição social	(4.445)	1.718	(6.163)	(314)	(1)	(315)
Subvenção do imposto de renda	-	(1.718)	1.718	-	-	-
Incentivos fiscais	-	(2.569)	2.569	-	(1.722)	(1.722)
Resultado do exercício	17.522	(8.810)	8.712	4.186	(984)	3.202

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

RENOVÁVEIS**DESEMPENHO OPERACIONAL**

Dados Operacionais	1T23	1T24	Var.
Velocidade do Vento (m/s)	7,34	6,45	-12,1%
Energia Gerada Líquida (GWh)*	1.079,9	817,1	-24,3%
Energia Gerada Líquida (GWh) - 12 meses*	4.718,3	4.128,2	-12,5%
Disponibilidade Técnica Ajustada ¹ (12 meses)**	96,1%	96,1%	0,0%

* Valores medidos no centro de gravidade

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

GERAÇÃO EÓLICA

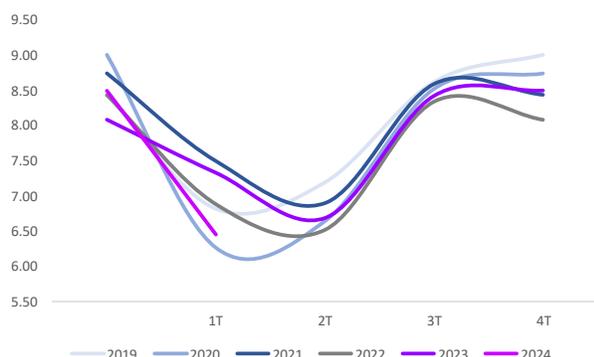
No 1T24, a geração eólica líquida foi de 817,1 GWh, uma queda de 24,3% quando comparado ao mesmo período do ano anterior (1.079,9 GWh no 1T23), ainda com impacto do *constrained-off* no trimestre, mesmo que em menor dimensão, quando comparado aos dois trimestres anteriores. Desconsiderando os efeitos de *constrained-off* no período (22,4 GWh), a geração seria 22,3% menor comparado ao 1T23.

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

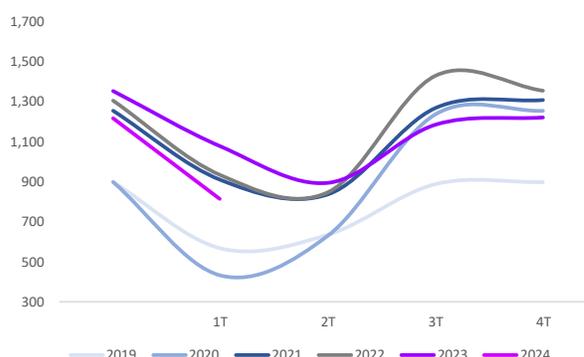
Complexos	Geração (GWh)				Vento (m/s)			
	1T23	1T24	Δ%	Δ	1T23	1T24	Δ%	Δ
Ventos de Tianguá	118,5	116,9	-1,3%	-1,5	6,95	6,79	-2,4%	-0,2
Serra do Mel 1 e 2	430,4	299,4	-30,4%	-131,0	7,20	6,19	-14,0%	-1,0
Echo 1, 2, 4 e 5	292,9	207,5	-29,2%	-85,4	7,53	6,45	-14,4%	-1,1
Ventos de São Clemente	238,1	193,3	-18,8%	-44,8	7,56	6,78	-10,2%	-0,8
Porfólio	1.079,9	817,1	-24,3%	-262,8	7,34	6,45	-12,1%	-0,9

INDICADORES OPERACIONAIS

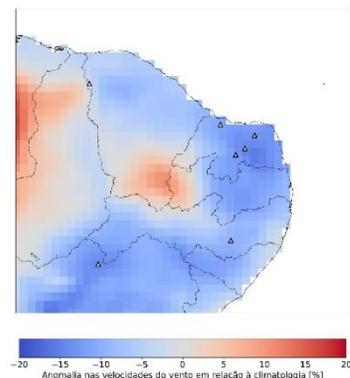
MÉDIA DOS VENTOS - PORTFÓLIO (m/s)



GERAÇÃO TOTAL - PORTFÓLIO (GWh)

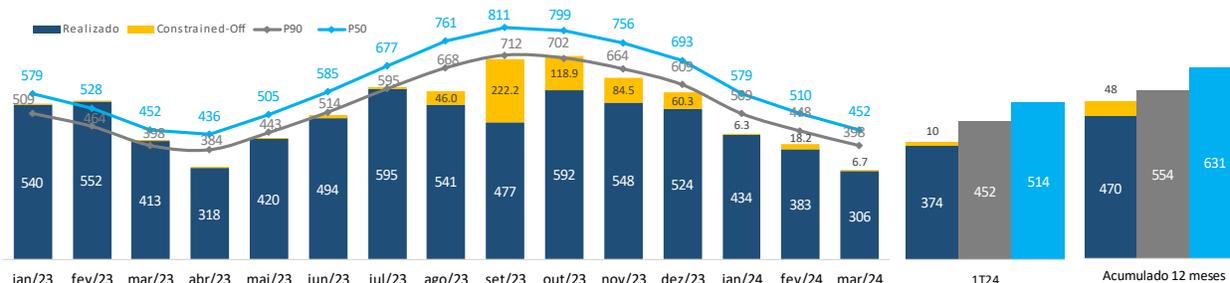


O 1T24 apresentou condições climáticas atípicas que impactaram a geração eólica da Echoenergia. A intensificação de Ondas de Leste, ZCIT (Zona de Convergência Intertropical) e chuvas convectivas, impulsionadas por anomalias positivas na TSA (Índice Tropical do Atlântico Sul), contrastou com anomalias negativas na temperatura do oceano na região Sudeste. Esse cenário intensificou o gradiente de temperatura no Atlântico, aumentando a frequência de sistemas transientes como frentes frias e ciclones, enfraquecendo a ASAS (Alta Subtropical do Atlântico Sul). Essa conjuntura resultou em um aumento do volume de chuvas e na redução da velocidade dos ventos em grande parte do Nordeste, afetando diretamente a produção eólica da Echoenergia. Nos complexos da empresa, a velocidade dos ventos apresentou queda de 12,1% entre o 1T23 e o 1T24. A figura ao lado ilustra a anomalia de vento no 1T24 em comparação com a climatologia de longo prazo⁴, evidenciando anomalias negativas significativas em todos os complexos da Echoenergia, com exceção de Tianguá.



O gráfico a seguir apresenta a geração de energia da Echoenergia nos últimos 12 meses e a visão para o 1T24, 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.

Portfólio Echoenergia- Geração realizada e variabilidade do recurso em 12 meses para P50 e P90 de 1 ano (MWm)



⁴ Dados provenientes do modelo ERA5 (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts Reanalysis v5), considerando como climatologia período de 1980 a 2024.

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 aos *constrained-offs*. No entanto, após a data da ocorrência, a empresa foi afetada principalmente em seus projetos de Serra do Mel e Tianguá. No 1T24, as perdas de energia totalizaram 22,4 GWh (2,7%), com maior relevância para Serra do Mel com 17,1 GWh.

É relevante destacar que o ONS tem gradualmente reduzido as restrições, observando-se um impacto menor no 1T24 em comparação com o 4T23. Além disso, a Echoenergia tem trabalhado ativamente em colaboração com as associações do setor para minimizar o impacto dos *constrained-offs* em seu portfólio.

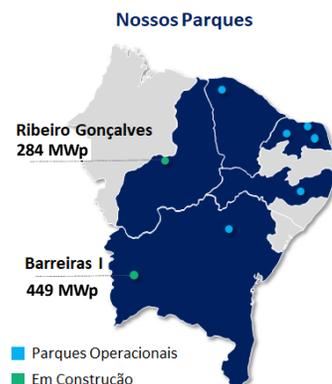
PIPELINE RENOVÁVEL

PROJETOS EM CONSTRUÇÃO

A Echoenergia, por meio de sua subholding Echo Crescimento, iniciou o desenvolvimento do pipeline de projetos, com a construção de dois complexos solares: o de **Ribeiro Gonçalves**, localizado no Piauí, com capacidade instalada de 283,7 MWp, e energizado em 24 de abril de 2024 e, o de **Barreiras I**, localizado na Bahia, com capacidade instalada de 449,2 MWp.

Esta etapa é um importante marco no processo de geração de valor da Echoenergia, em linha com o planejamento estratégico de longo prazo da Companhia, permitindo não apenas diversificar o portfólio de ativos de geração, agora na frente de desenvolvimento de projetos solares, como também avançar na sua estratégia de comercialização.

Maiores informações sobre os projetos em desenvolvimento estão demonstradas na tabela a seguir.



DADOS TÉCNICOS

Projetos em Construção	Ribeiro Gonçalves	Barreiras I
Dados Gerais		
Fonte	Solar	Solar
Localização (Estado)	PI	BA
Capacidade Instalada (MWac)	223,2	351,1
Capacidade Instalada (MWp)	283,7	449,2
Energia assegurada P50 (Aneel)	68,0	117,5
Fator de Capacidade P50 (%)	30,5%	33,4%
Prazo de autorização	ago/2055	mai/2056
Dados Técnicos		
Número de painéis	468.376	725.760
Subestação	SE Ribeiro Gonçalves	SE Barreiras II
Dados Regulatórios		
Possui desconto no Fio	Sim, 50%	Sim, 50%
CUST/CCT Assinada	14/04/2021 - 30/06/2022	26/11/2021 - 03/06/2022
Cronograma estimado		
Construção UFV	1T24	3T24
Construção SE	1T24	2T24
Construção LT	1T24	2T24
COD ¹	Data limite: Não aplicável	Data limite: abr/25
Avanço Físico (até 31/03/2024)	99,1%	91,8%
Dados Financeiros		
Hard CAPEX ² (R\$ milhões)	960,5	1.488,8
CAPEX (R\$ milhões)/MWp	3,4	3,3
Total Investido (R\$ milhões)	966,8	1.415,1

1 - Ribeiro Gonçalves teve outorga emitida antes da Lei 14.120/21, portanto, não se enquadra no prazo de 48 meses contados a partir da sua emissão para manutenção do benefício do desconto na TUSD/TUST.

2 - Hard CAPEX: módulos, trackers, inversores e engenharia; não contempla contingências, inflação e hedge.

FINANCIAMENTO DE LONGO PRAZO

Projetos em Construção	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
	Total	905,0	347,0	38,3%	N/A	N/A
Barreiras I	BNB/AFD	380,0	-	-	IPCA + 8,37%	24 anos
	Debêntures	950,0	950,0	100,0%	IPCA + 6,84%	21 anos
	Total	1.330,0	950,0	71,4%	N/A	N/A

O subcrédito B do financiamento BNDES para Ribeiro Gonçalves foi contratado apenas como seguro, mas a intenção da companhia é substituí-lo por linhas de longo prazo de menor custo.

DESEMPENHO FINANCEIRO

Apresentamos o desempenho econômico-financeiro da Echoenergia para o 1T24 e, para melhor visão do negócio de geração e comercialização, trazemos uma visão proforma combinando o resultado da Solenergias (Equatorial Renováveis S.A.), veículo de comercialização do grupo, o qual é atualmente consolidado, na visão societária, sob a Equatorial Serviços.

DRE	Echo Crescimento				Sol Energias			
	1T23	1T24	Δ%	Δ	1T23	1T24	Δ%	Δ
Receita Líquida	-	4,4	N/A	4,4	61,2	68,9	12,6%	7,7
(-) Compra de Energia	-	(4,3)	N/A	(4,3)	(54,1)	(61,8)	14,3%	(7,7)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	(0,1)	N/A	(0,1)	76,3	5,1	-93,3%	(71,3)
Lucro Bruto de Energia	-	(0,0)	N/A	(0,0)	83,5	12,3	-85,3%	(71,2)
Custos e Despesas Operacionais	-	0,7	N/A	0,7	(4,6)	(5,3)	14,0%	(0,6)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	-	(0,0)	N/A	(0,0)	(1,7)	(0,3)	-80,6%	1,4
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	-	0,7	N/A	0,7	(2,9)	(5,0)	68,8%	(2,0)
EBITDA	-	0,7	N/A	0,7	78,8	7,0	-91,2%	(71,9)
Margem EBITDA (%)	N/A	15,1%	N/A	N/A	128,8%	10,1%	-118,7p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	-	-	N/A	-	-	-	N/A	-
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	0,1	N/A	0,1	(76,3)	(5,1)	-93,3%	71,3
EBITDA Ajustado	-	0,7	N/A	0,7	2,5	1,9	-25,1%	(0,6)
Margem EBITDA Ajustada (%)	N/A	16,9%	N/A	N/A	4,1%	2,7%	-1,4p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	-	(0,0)	N/A	(0,0)	(0,0)	(0,0)	0,0%	(0,0)
(+/-) Resultado Financeiro	-	0,1	N/A	0,1	1,7	0,1	-91,9%	(1,6)
(-) Impostos	-	(0,2)	N/A	(0,2)	(28,1)	(2,6)	-90,7%	25,5
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	-	0,6	N/A	0,6	52,5	4,5	-91,5%	(48,0)
Margem Líquida (%)	N/A	14,3%	N/A	N/A	85,7%	6,5%	-79,2p.p.	N/A

DRE	Echo Participações			
	1T23	1T24	Δ%	Δ
Receita Líquida	240,9	201,6	-16,3%	(39,3)
(-) Compra de Energia	(12,4)	(6,2)	-49,6%	6,1
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,1)	-	-100,0%	0,1
Lucro Bruto de Energia	228,4	195,4	-14,5%	(33,0)
Custos e Despesas Operacionais	(90,4)	(80,5)	-11,0%	10,0
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(70,6)	(72,4)	2,4%	(1,7)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(19,8)	(8,1)	-59,0%	11,7
EBITDA	138,0	114,9	-16,7%	(23,1)
Margem EBITDA (%)	57,3%	57,0%	-0,3p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	10,9	(0,3)	-102,5%	(11,1)
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,1	-	-100,0%	(0,1)
EBITDA Ajustado	149,0	114,6	-23,0%	(34,3)
Margem EBITDA Ajustada (%)	61,8%	56,9%	-5p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(76,1)	(65,2)	-14,3%	10,9
(+/-) Resultado Financeiro	(90,6)	(72,3)	-20,2%	18,3
(-) Impostos	(13,0)	(11,1)	-15,0%	1,9
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(41,7)	(33,7)	-19,3%	8,0
Margem Líquida (%)	-17,3%	-16,7%	0,6p.p.	N/A

LUCRO BRUTO DE ENERGIA - ECHOENERGIA

A receita líquida totalizou R\$ 201,6 milhões no 1T24, uma redução de 16,3% quando comparado ao mesmo período do ano passado, ou de R\$ 39,3 milhões. Essa variação é explicada pela menor geração dos ativos eólicos e impactos do *constrained off*.

Desde o 3T23, passamos a apresentar o resultado da Echo Crescimento, veículo que consolida as operações dos projetos em construção, e é consolidado pela Equatorial Transmissão. Pelo fato de os parques solares ainda não estarem operacionais, o Lucro Bruto de Energia de Echo Crescimento foi zero no período.

É importante destacar que no 4T23 houve um ajuste na metodologia de mensuração do MtM, que agora impacta apenas os contratos de *trading* da comercializadora.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - ECHOENERGIA

Os custos e despesas operacionais (excluindo depreciação e amortização e compra de energia) totalizaram R\$ 80,5 milhões no período, uma redução de 11,0%, ou R\$ 10,0 milhões, comparado ao 1T23. Esse efeito é explicado, principalmente, pelos fatores abaixo:

- (i) A variação em despesas operacionais e administrativas se deve ao valor de R\$ 10,9 milhões relacionado à baixa de adiantamento de fornecedores contabilizada no 1T23, efeito não caixa e extemporâneo;
- (ii) O&M em R\$ 0,8 milhões, principalmente devido ao recebimento de nota de débito de serviços compartilhados com parceiros em Vila Sergipe e menor custo de alvará para o período;
- (iii) Outros, cuja variação foi de R\$ 2,3 milhões, principalmente devido: (i) redução de prêmio na renovação de seguros, no valor de R\$ 0,6 milhão e ao complemento da indenização por lucros cessantes referente ao sinistro em Echo 2, no montante de R\$ 0,8 milhão e, (ii) despesas diversas, com ênfase para redução em despesas de condomínio devido a realocação do escritório, despesas de cartório e alvarás e taxas.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento com:

- (i) Pessoal, em R\$ 1,6 milhão, devido ao aumento de headcount;
- (ii) Encargos de transmissão em R\$ 1,4 milhão, reflexo do último reajuste.

EBITDA - ECHOENERGIA

O EBITDA Ajustado no 1T24 foi de R\$ 114,6 milhões, uma redução de 16,7% quando comparado com o 1T23, refletindo os impactos mencionados acima. O EBITDA Ajustado desconsidera o efeito não recorrente de R\$ 0,3 milhões relacionado à atualização do valor de registro contábil do plano de outorga de ações de diretores, que foi favorável ao resultado.

Analisando o resultado proforma, foi reconhecido a efeito líquido, não-caixa, de marcação a mercado de contratos futuros no valor de R\$ 5,1 milhões negativos na Solenergias (Equatorial Renováveis S.A.), conforme explicação no capítulo anterior.

RESULTADO FINANCEIRO - ECHOENERGIA

O resultado financeiro líquido registrado no período foi de R\$ 72,3 milhões negativos, valor R\$ 18,3 milhões menor quando comparado ao resultado negativo de R\$ 90,6 milhões no 1T23. Este efeito é composto por uma diminuição na despesa financeira e juros afetados pela queda no IPCA e queda da receita financeira devido a menor disponibilidade de caixa no período.

- i. Queda nas receitas financeiras em R\$ 7,7 milhões, principalmente, pela: (a) menor posição de caixa e equivalentes de caixa e (b) ao CDI menor em 1T24 com relação a 1T23, atingindo 2,62% no trimestre contra 3,24% no mesmo período no ano anterior;
- ii. Redução de R\$ 26,0 milhões de despesas financeiras sendo afetada em sua grande parte pela queda nos juros comparada ao 1T23, saindo de R\$ 120,9 milhões no 1T23 para R\$95,1 milhões no 1T24.

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

SANEAMENTO**DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL**

Indicadores Operacionais - Água	1T23	4T23	1T24	Δ% vs 1T23	Δ% vs 4T23
Economias faturadas (mil)	85,7	81,5	80,7	-5,7%	-0,9%
Volume Faturado (mil m ³)	5.787,7	5.450,4	4.964,7	-14,2%	-8,9%
Índice de cobertura (%)	40,6%	42,0%	42,0%	3,5%	0,0%
Índice de Perda da Distribuição (%)	64,0%	58,5%	60,2%	-5,9%	3,0%
Indicadores Operacionais - Esgoto	1T23	4T23	1T24	Δ% vs 1T23	Δ% vs 4T23
Economias faturadas (mil)	11,8	9,7	10,9	-7,6%	12,3%
Volume Faturado (mil m ³)	745,9	638,7	589,2	-21,0%	-7,8%
Índice de cobertura (%)	7,0%	8,0%	8,0%	14,3%	0,0%

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

DESEMPENHO FINANCEIRO

Demonstração de Resultado	1T23	1T24	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita Operacional	42,6	42,8	1%	0,2
Abastecimento de água e serviços de esgoto	27,0	21,8	-19%	-5,2
Receita de construção	15,2	20,2	33%	5,0
Outras receitas	0,3	0,8	140%	0,5
Deduções à receita operacional	(2,5)	(2,1)	-18%	0,4
Receita operacional líquida	40,1	40,8	2%	0,7
Custos de construção	(15,2)	(20,2)	33%	-5,0
Custo da Operação	(23,4)	(26,0)	11%	-2,6
Pessoal	(7,8)	(8,5)	8%	-0,6
Material	(3,1)	(2,3)	-26%	0,8
Serviços de terceiros	(2,3)	(3,4)	49%	-1,1
PDD/Provisões	(6,3)	(8,1)	28%	-1,8
Outros	(3,9)	(3,5)	-11%	0,4
Outras Receitas e Despesas Operacionais	-	(0,3)		
EBITDA	1,5	(5,4)	-472%	-6,9
Depreciação e amortização	(6,8)	(7,2)	6%	-0,4
Resultado financeiro	(42,1)	(44,3)	5%	-2,2
Receita financeira	1,0	3,0	202%	2,0
Despesa financeira	(43,1)	(47,3)	10%	-4,2
Tributos	-	-	N/A	0,0
Resultado do exercício	(47,5)	(56,9)	20%	-9,5

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 1T24, a receita operacional líquida da CSA atingiu R\$ 40,8 milhões, um aumento de 2% em comparação ao 1T23.

Embora o total permaneça em linha com o 1T23, observamos variações na composição da receita operacional líquida, onde destacam-se: (i) aumento de R\$ 5,0 milhões ou 33% na receita de construção em função dos investimentos realizados no período, e (ii) redução de R\$ 5,2 milhões ou 19% na receita proveniente do abastecimento de água e serviços de esgoto, refletindo o saneamento da base de clientes e o avanço dos serviços de corte de consumidores inadimplentes.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais (excluindo depreciação e amortização) totalizaram R\$ 26,0 milhões, um aumento de R\$ 2,6 milhões ou 11% quando comparado ao 1T23, levando em consideração os pontos abaixo:

Pessoal e Serviços de Terceiros: aumento referente ao robustecimento do quadro de colaboradores e equipes de cobrança com efeitos de R\$ 0,6 milhão e R\$ 1,8 milhão, respectivamente.

Material: Redução de 26% nos custos de materiais (R\$ 0,8 milhões) dado a redução na compra produtos químicos entre trimestres, resultado da entrada em operação do gerador de cloro em maio de 2023.

Outros: Redução de 11% (R\$ 0,4 milhão) pelo efeito contábil do IFRS 16 (Arrendamento).

O aumento na PDD/Provisões foi de R\$ 1,8 milhões.

RESULTADO FINANCEIRO

No 1T24, o resultado financeiro líquido foi de R\$ 44,3 milhões, R\$ 2,2 milhões menor que o 1T23, refletindo o aumento da dívida entre períodos (+19,9%) e parcialmente compensado pelo aumento das rendas financeiras, que refletem o maior caixa no trimestre.

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

EQUATORIAL SERVIÇOS**DESEMPENHO FINANCEIRO**

Demonstração de Resultado	1T23	1T24	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional	212	186	-12,2%	-25,8
Deduções da receita operacional	(29)	(23)	-20,2%	5,9
Receita operacional líquida	183	163	-10,9%	-19,9
Energia elétrica comprada para revenda	(50)	(65)	30,1%	-15,1
Custos e Despesas Operacionais	(47)	(67)	44,1%	-20,6
Outras receitas e despesas operacionais	-	(0)	N/A	-0,2
EBITDA	85,8	30,0	-65,1%	-55,8
<i>Margem EBITDA</i>	40,5%	16,1%	-60,2%	
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(76)	(5)	-93,4%	71,3
EBITDA Ajustado	9,5	25,0	161,8%	15,4
Depreciação e Amortização	(1)	(3)	83,6%	-1,2
Resultado do serviço (EBIT)	84	27	-67,6%	-57,1
Resultado financeiro	2	(5)	-386,2%	-6,6
Tributos	(32)	(11)	-65,6%	21,1
Lucro Líquido	54	11	-79,0%	-42,6

A Receita operacional bruta apresentou uma redução de R\$ 25,8 milhões entre trimestres. A variação entre os períodos deve-se a variação positiva do efeito de marcação a mercado em R\$ 71,2 milhões, principalmente, em função da nova metodologia de precificação do volume de contratos para entrega futura negociados pela Solenergias no período; compensado parcialmente pelo: (i) aumento das receitas com serviços de Call Center, que cresceram em R\$ 20 milhões devido ao novo contrato de anuência e início do faturamento dos serviços digitais em GO; e, (ii) aumento da receita da Equatorial Telecom e da venda de seguros em R\$ 5,8 e R\$ 1,2 milhões, respectivamente.

O EBITDA da companhia foi de R\$ 30,0 milhões no trimestre, enquanto o EBITDA Ajustado atingiu R\$ 24,9 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](#)