

GRUPO

equatorial

ENERGIA

Release de Resultados 1T25

EQTL
B3 LISTED NM



Brasília, 14 de maio 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: EQUQY), anuncia os resultados do primeiro trimestre de 2025 (1T25).

EBITDA Consolidado Ajustado cresce 14,5%, R\$ 2,9 bilhões no período (vs. 1T24)

Enquadramento do DEC do Piauí e redução do PMSO são destaques do trimestre.

- **Qualidade da Operação** – Redução do **DEC no 1T25 vs 4T24**, na visão acumulada 12 meses, em todas as distribuidoras do grupo, com destaque para o enquadramento do DEC no nível regulatório da Equatorial Piauí e para a redução da CEEE-D (-3,2h).
- **Redução das perdas totais consolidadas**, estando abaixo do nível regulatório pelo sexto trimestre consecutivo.
- **PMSO Ajustado Consolidado** atingiu **R\$ 1.133 milhões**, **redução de 3,9%** entre trimestres.
- **Equivalência Patrimonial** da **Sabesp** atingiu **R\$ 214 milhões** no trimestre.
- **Investimentos consolidados** totalizaram cerca de **R\$ 2,3 bilhões** no 1T25.
- Relação **Dívida Líquida / EBITDA consolidado** na visão *covenant*, encerrou o trimestre em **3,2x**.
- **Disponibilidade e Aplicações** do período atingiram **R\$ 11,2 bilhões**, com uma relação **Caixa / Dívida de curto prazo de 1,4x**.
- **Alienação** dos ativos de **transmissão** do grupo anunciada em 04 de abril, com um **enterprise value** de até **R\$ 9,4 bilhões**.
- Assinatura do contrato de **financiamento** com o **IFC** no dia 28 de março, no valor de **US\$ 100 milhões** para a **Equatorial Alagoas**.
- **Ingresso do grupo no Índice de Sustentabilidade Empresarial - ISE B3**.

PRINCIPAIS MACROINDICADORES ¹

Destaques Financeiros	1T24	1T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional líquida (ROL)	9.898	11.709	18,3%	1.811
EBITDA ajustado (trimestral)	2.523	2.889	14,5%	366
Margem EBITDA (%ROL)	25,5%	24,7%	-0,8 p.p.	
EBITDA ajustado (12 meses)	8.849	11.454	29,4%	2.605
Lucro líquido ajustado	491	411	-16,4%	(81)
Margem líquida (%ROL)	5,0%	3,5%	-1,5 p.p.	
Investimentos	1.725	2.311	33,9%	585
Dívida líquida	36.694	44.071	20,1%	7.378
Dívida líquida/EBITDA (12m - Covenants)	3,3	3,2	-0,1x	
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	2,2	1,4	-0,8x	

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	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	21
RESULTADO FINANCEIRO	22
LUCRO LÍQUIDO.....	22
INVESTIMENTOS.....	22
TRANSMISSÃO	23
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	23
RENOVÁVEIS.....	25
DESEMPENHO OPERACIONAL	25
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	28
SANEAMENTO	31
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL.....	31
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	31
EQUATORIAL SERVIÇOS	33
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	33
SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE	34

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.

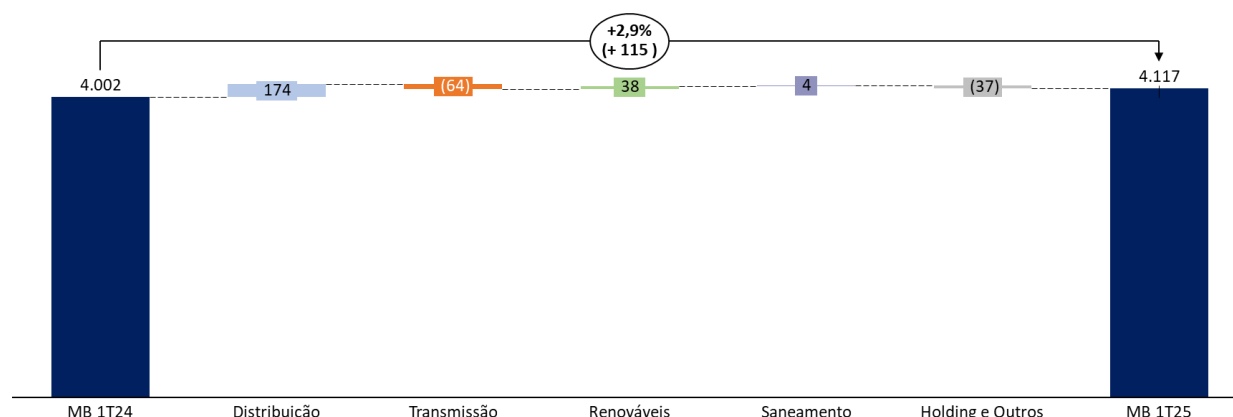
Critérios contábeis adotados:

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	1T24	1T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional bruta (ROB)	13.837	15.496	12,0%	1.658
Receita operacional líquida (ROL)	9.898	11.709	18,3%	1.811
Custo de energia elétrica	(5.704)	(7.208)	26,4%	(1.504)
Margem Bruta	4.194	4.501	7,3%	307
Margem Bruta Ajustada	4.002	4.117	2,9%	115
Custo e despesas operacionais	(1.484)	(1.211)	-18,4%	274
Outras receitas/despesas operacionais	(66)	(129)	95,1%	(63)
EBITDA	2.644	3.161	19,6%	517
EBITDA Ajustado	2.523	2.889	14,5%	366
Depreciação	(513)	(619)	20,8%	(106)
Amortização de ágio	(144)	(143)	-0,8%	1
Equivalência patrimonial	-	214	N/A	214
Resultado do serviço (EBIT)	1.987	2.399	20,7%	412
Resultado financeiro	(1.276)	(1.455)	14,0%	(179)
Resultado financeiro ajustado	(1.231)	(1.509)	22,6%	(278)
Lucro antes da tributação (EBT)	711	945	32,8%	233
IR/CSLL	(132)	(239)	80,7%	(107)
Participações minoritárias	(300)	(150)	-50,0%	150
Lucro líquido Ex Minoritários	279	556	99,0%	277
Lucro líquido Ajustado	491	411	-16,4%	(81)
Investimentos	1.725	2.311	33,9%	585

MARGEM BRUTA AJUSTADA

De forma consolidada, a Margem Bruta ajustada do grupo Equatorial no 1T25 apresentou um crescimento de 2,9% em comparação ao 1T24, totalizando R\$ 4,1 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\$ 174 milhões), onde se destacam o crescimento da margem bruta Equatorial Goiás (R\$ 108 milhões). Vale ressaltar que a redução da margem no segmento de Transmissão (- R\$ 64 milhões) se dá, principalmente, pela venda da INTESA e da SPE 7, que tiveram suas alienações concluídas em março e dezembro de 2024, respectivamente.

Neste trimestre, a variação de mercado impactou a margem negativamente em R\$ 130 milhões, enquanto as variações de tarifa e o delta perdas adicionaram R\$ 354 milhões e R\$ 10 milhões, respectivamente.

É importante ressaltar os efeitos da contabilização do custo de compra de energia da geração distribuída começaram a ser contabilizados apenas no 4T24. Para uma comparação mais aderente da margem bruta ajustada, o valor do 1T24 deve ser ajustado com um custo de R\$ 46,9 milhões, que resultariam em uma variação entre trimestres de 3,4%, ou R\$ 134,8 milhões em uma visão consolidada.

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1T25 Total
Receita Operacional	-	-	-	-	-	-
Deduções da receita operacional	-	-	-	-	-	-
Receita operacional líquida	-	-	-	-	-	-
Custos	18	-	27	-	-	45
Lançamentos Retroativos	18	-	-	-	-	18
Despesas O&M	-	-	27	-	-	27
Margem Bruta	18	-	27	-	-	45

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes do período:

Custo do Serviço de Energia Elétrica:

- (i) *Lançamentos Retroativos (Alagoas): Ajustes realizados para ajustar neutralidade de acordo com a CP 09.*
- (ii) *Despesas O&M (Echo): Ajuste referente a reclassificação contábil de despesas de O&M para os custos. Este efeito também está presente no PMSO, em igual valor e sinal inverso.*

CUSTOS E DESPESAS

Custos Operacionais	1T24	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros*	1T25	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Pessoal	310	14	(2)	7	3	332	7,1%	22
(+) Material	41	11	(1)	(0)	0	51	25,1%	10
(+) Serviço de terceiros	721	(60)	6	2	(11)	659	-8,6%	(62)
(+) Outros	133	2	(1)	(42)	(3)	88	-33,3%	(44)
(=) PMSO Reportado	1.204	(33)	3	(33)	(11)	1.130	-6,2%	(74)
Ajustes	(25)	-	-	-	-	3	-113,0%	28
PMSO Ajustado	1.179	(20)	(5)	(6)	(16)	1.133	-3,9%	(46)
(+) Provisões	266	(3)	-	-	19	282	5,7%	15
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	14	(1)	-	-	-	13	-7,3%	(1)
(+) Outras receitas/despesas operacionais	66	60	0	-	3	129	95,1%	63
(+) Depreciação e amortização	513	83	1	19	4	619	20,8%	106
Custos e Despesas Reportado	2.063	106	3	(14)	14	2.172	5,3%	109
IPCA (12 meses)				5,48%				
IGPM (12 meses)				8,58%				

*Inclui PPAs e Eliminações

O PMSO Ajustado apresentou uma redução de 3,9% no comparativo entre trimestres, de R\$ 1.179 milhões para R\$ 1.133 milhões. Como principais efeitos do PMSO Ajustado do trimestre, destacamos:

- (i) Redução de R\$ 20 milhões no segmento de Distribuição, reflexo da redução de PMSO na Equatorial Goiás;
- (ii) Redução de R\$ 16 milhões em Outros, explicado majoritariamente pela variação da Holding (despesas de Incentivo de Longo Prazo) e da Equatorial Serviços.

As explicações para os movimentos de cada segmento estão explicadas em suas respectivas seções no documento.

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1T25 Total
Custos e Despesas Operacionais	12	-	(27)	-	13	(3)
Pessoal	9	-	-	-	13	22
Material	2	-	-	-	-	2
Serviços de Terceiros	-	-	(27)	-	-	(27)
Outros	-	-	-	-	-	-
Provisões	-	-	-	-	-	-
Custos e Despesas	12	-	(27)	-	13	(3)

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes:

*Custos e Despesas Operacionais:**Pessoal*

- (i) Pagamento de Bônus extraordinário fruto de aquisição recente (MA/PA/PI/AL & Holding) e rescisões de administradores.

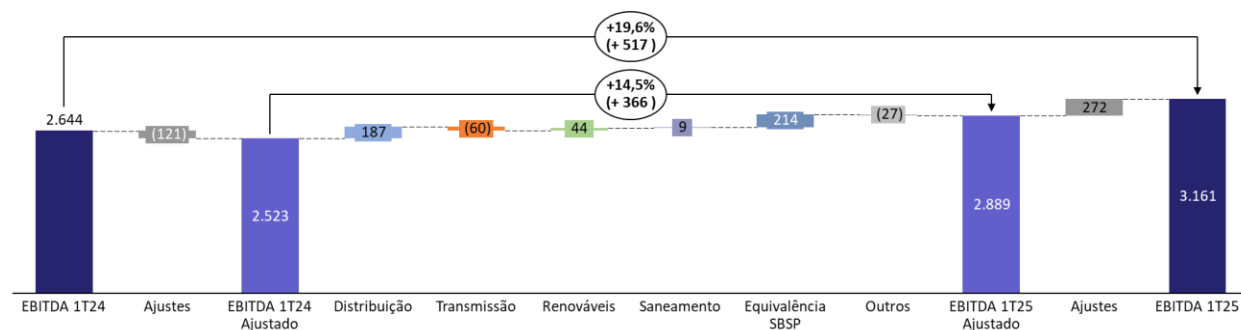
Material

- (ii) Aquisição de materiais de EPI e EPC voltados para primarização (PA).

Serviços de Terceiros

- (iii) Despesas O&M (Echo): Ajuste referente a reclassificação contábil de despesas de O&M para os custos. Este efeito também está presente na margem bruta, em igual valor e sinal inverso.

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\$ 3.161 milhões no 1T25, valor 19,6% superior ao 1T24.

Já o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa alcançou R\$ 2.889 milhões, 14,5% superior ao mesmo período do ano anterior, ou R\$ 366 milhões superior, aumento explicado por: (i) efeito da equivalência patrimonial da SABESP, que no trimestre adicionou R\$ 214 milhões, (ii) aumento do segmento de distribuição, que no trimestre teve uma variação de R\$ 187 milhões, e (iii) aumento do segmento de renováveis em R\$ 44 milhões.

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	1T24	1T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
EBITDA Equatorial Societário	2.644	3.161	19,6%	517
Ajustes EBITDA	(121)	(272)	124,8%	(151)
Não Recorrentes	117	156	33,4%	39
(-) IFRS 9 (Transmissão)	(33)	(54)	65,2%	(21)
(-) VNR	(201)	(344)	71,2%	(143)
(-) MtM	(5)	(31)	521,5%	(26)
EBITDA Equatorial Ajustado	2.523	2.889	14,5%	366
EBITDA Ajustado - Efeito GD Retroativo	2.476	2.889	16,7%	413
EBITDA Ajustado - Mesmos Ativos e GD Retroativo	2.424	2.635	8,7%	211

Na tabela acima também mostramos duas comparações: a comparação do EBITDA ajustado com o efeito retroativo do reconhecimento de custos da geração distribuída e a visão “mesmos ativos”, ajustando os efeitos da INTESA, SPE 7, Echo crescimento e equivalência Sabesp.

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1T25 Total
Margem Bruta	18	-	27	-	-	45
Custos e Despesas	12	-	(27)	-	13	(3)
Sistemas Isolados	(12)	-	-	-	-	(12)
Outras receitas/despesas operacionais	128	-	-	-	-	128
Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM)	(344)	(54)	-	-	(31)	(429)
PPAs	-	-	-	-	(2)	(2)
Ajustes EBITDA	(198)	(54)	-	-	(20)	(272)

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	1T24	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros	1T25	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Rendas Financeiras	295	111	11	7	(53)	372	25,8%	76
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	104	15	-	1	1	120	15,8%	16
(+) Encargos da dívida	(1.308)	(371)	16	(91)	(27)	(1.781)	36,2%	(473)
(+) Encargos CVA	(14)	5	-	-	-	(9)	-36,8%	5
(+) AVP - Comercial	24	(15)	-	-	-	9	-61,3%	(15)
(+) Contingências	(79)	8	-	-	-	(71)	-10,3%	8
(+) Outras Receitas / Despesas	(297)	(8)	1	(1)	211	(94)	-68,4%	203
Resultado financeiro	(1.276)	(255)	28	(85)	132	(1.455)	14,0%	(179)
(-/+) Efeitos Não Recorrentes	(62)					-		
(-/+) Efeitos Não Caixa	107					(55)		
Resultado financeiro ajustado	(1.231)					(1.509)	22,6%	(278)

Neste trimestre não houve efeitos não recorrentes no resultado financeiro, apenas o efeito da atualização das ações PN na Equatorial Distribuição, no valor de R\$ 54,7 milhões positivos, refletido na linha de efeitos não caixa.

De forma consolidada, o resultado financeiro reportado da Companhia atingiu R\$ 1.455 milhões negativos contra R\$ 1.276 milhões negativos no 1T24, enquanto resultado financeiro ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa no 1T25 foi de R\$ 1.509 milhões negativos, 22,6% maior em relação ao 1T24. A piora no resultado financeiro do trimestre é explicada principalmente pelo crescimento da dívida bruta entre períodos (+ R\$ 7,5 bilhões, 23,0% maior entre períodos).

LUCRO LÍQUIDO

De forma consolidada, o lucro líquido do período foi de R\$ 706 milhões, enquanto o lucro líquido ajustado do período foi de R\$ 411 milhões.

Lucro Líquido Consolidado (R\$ Milhões)	1T24	1T25	Δ%	Δ
Distribuição	708	645	-9,0%	(63)
Transmissão	94	103	9,1%	9
Intesa	3	-	-100,0%	(3)
Echoenergia	(34)	(26)	-21,7%	7
Echo Crescimento	1	(71)	-11515,2%	(72)
Serviços	11	0	-99,4%	(11)
CSA	(57)	(59)	3,4%	(2)
PPAS	28	20	-28,3%	(8)
Holding + outros	(175)	96	-154,5%	271
(=) Lucro Líquido	579	706	21,9%	127
Ajustes Totais	(88)	(296)	235,7%	(208)
Ajustes Distribuição	6	67	1034,1%	61
Ajustes PPAS e Holding	(28)	(8)	-73,0%	21
Ajustes PNs - Não caixa	107	(55)	-151,3%	(161)
Ajustes IFRS (VNR, IFRS e MtM)	(172)	(300)	73,9%	(127)
(=) Lucro Líquido Equatorial Ajustado	491	411	-16,4%	(81)
(=) Lucro Líquido	579	706	21,9%	127
<i>(-) Participações Minoritárias</i>	<i>(300)</i>	<i>(150)</i>	<i>-50,0%</i>	<i>150</i>
(=) Lucro Líquido Ex Minoritários	279	556	99,0%	277

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 Ex Minoritários, para uma visão mais aderente, deve levar em consideração: (i) as participações minoritárias das empresas do grupo, que no trimestre atingiram R\$ 55,9 milhões, e (ii) o valor da atualização das PNs por CDI, que no trimestre registrou R\$ 113,1 milhões. Efetuando esses ajustes, o Lucro líquido ex minoritários seria de R\$ 537,2 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:

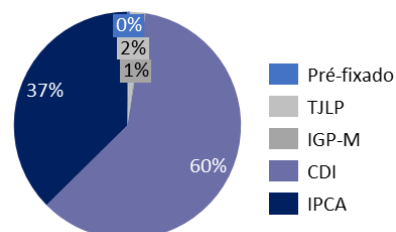
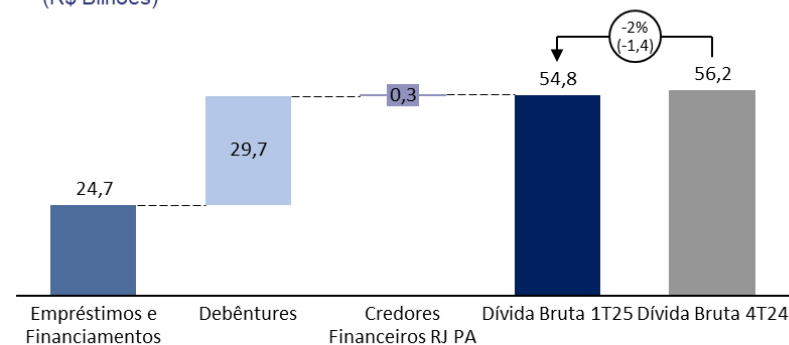
Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1T25 Total
Ajustes EBITDA (Margem + Custos)	17	-	-	-	13	30
Impostos	49	-	-	-	-	49
PPAs	-	-	-	-	(20)	(20)
Ajuste PNs - Não caixa	-	-	-	-	(55)	(55)
<i>Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM) líquido de impostos</i>	<i>(227)</i>	<i>(53)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(21)</i>	<i>(300)</i>
Ajustes Totais Lucro Líquido	(160)	(53)	-	-	(83)	(296)

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\$ 54,8 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

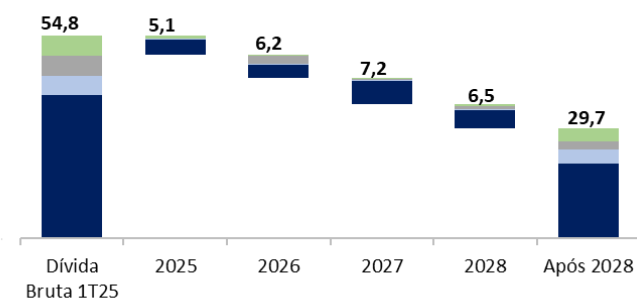
Build-up - Covenants	
Dívida Bruta	54,8
(-) Ajustes Covenants	- 0,5
(-) Disponibilidades	11,2
Dívida Líquida	44,1
EBITDA Covenants	13,6
Dívida líquida / EBITDA	3,2

Prazo e Custo Médio

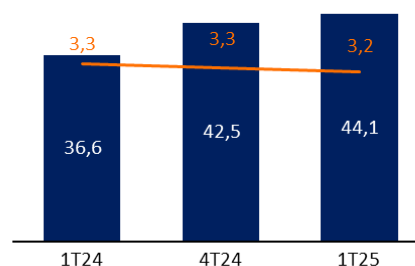
5,6 anos / 11,69% a.a.

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\$ 44,1 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA para fins de *covenants* de 3,2x. 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*.

Vale ressaltar que, em uma visão de dívida líquida (excluindo o caixa da companhia da dívida atrelada ao CDI), a participação do CDI na dívida consolidada seria de 49,8%.

A cobertura de caixa com relação as obrigações de curto prazo da Companhia foi de 1,4x no 1T25.

Vale ressaltar que a redução da dívida bruta entre períodos reflete os seguintes pré pagamentos: (i) R\$ 750 milhões da 6ª emissão da Equatorial Pará, (ii) R\$ 312 milhões do pré pagamento da 9ª emissão da Equatorial Maranhão, e (iii) R\$ 1.500 milhões do pré pagamento parcial da nota comercial da Equatorial.

INVESTIMENTOS

Investimentos	1T24	1T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Distribuição	1.510	2.252	49%	742
Ativos elétricos	1.245	1.806	45%	561
Obrigações especiais	192	318	65%	126
Ativos não elétricos	73	129	77%	56
Transmissão	8	7	-20%	-2
Renováveis	183	8	-96%	-175
Ativos Operacionais	14	3	-76%	-11
Projetos em desenvolvimento	169	5	-	-164
Saneamento	20	35	73%	15
Outros	4	9	122%	5
Total Equatorial	1.725	2.311	34%	585

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 1T25 os investimentos consolidados somaram R\$ 2,3 bilhões, volume 34% superior ao registrado no 1T24.

A variação dos investimentos entre trimestres é reflexo do aumento do volume investido no segmento de distribuição, em especial na linha de ativos elétricos, resultado dos investimentos em expansão, qualidade e perdas, 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 iniciou 2025 com avanços relevantes em sua agenda ESG. A Companhia alcançou nota B no CDP (Carbon Disclosure Project), refletindo progressos consistentes na identificação e divulgação de riscos e impactos climáticos e no fortalecimento da governança ambiental. Esse desempenho demonstra uma gestão mais estruturada e proativa frente às mudanças climáticas, com ações concretas voltadas à mitigação de riscos e à identificação de oportunidades. Como reconhecimento desse avanço, o Grupo foi listado novamente na carteira 2024/2025 do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da Bolsa de Valores brasileira, alcançando a 23ª posição de 82 empresas listadas.

Outro marco relevante foi o anúncio da parceria estratégica com a IFC (International Finance Corporation), que prevê um investimento de até US\$ 250 milhões, sendo US\$ 100 milhões destinados a um empréstimo verde para a Equatorial Alagoas. Os recursos serão aplicados na modernização do sistema de distribuição de energia, contribuindo para a expansão da infraestrutura elétrica no Brasil e impulsionando o crescimento econômico aliado ao desenvolvimento sustentável.

No trimestre, o Grupo Equatorial registrou o consumo de 257.770 litros de etanol em sua frota administrativa, o que representa um aumento de 446% em relação ao mesmo período de 2024. Esse avanço evidencia o compromisso da Companhia com a utilização de fontes de energia mais limpas, fortalecendo o uso de combustíveis renováveis em suas operações.

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

Indicadores ESG	Medida	1T24	1T25	Δ%
Ambiental				
Consumo de Combustíveis Renováveis na Frota Administrativa	L	47.185	257.770	446,3%
Intensidade de Emissões de SF6	tCO2eq/GWh	0,40	0,36	-10,1%
# de Ligações em Áreas Remotas via SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente)	#	3.462	2.196	-36,6%
Investimentos P&D e Eficiência Energética em Meio Ambiente	R\$ mil	14.071	29.359	108,6%
Social				
% de Mulheres no Grupo Equatorial Energia	%	36,2%	33,9%	-2,3p.p.
% de Mulheres em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	21,4%	22,3%	0,8p.p.
% de Negros em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	7,2%	6,8%	-0,4p.p.
% de Fornecedores Locais	%	45,9%	43,1%	-2,7p.p.
Investimentos Sociais	R\$ mil	9.833	270	-97,3%
TG Próprios	#	5	53	960,0%
TG Terceiros	#	799	320	-59,9%
Número de óbitos de empregados (próprios + terceiros)	#	1	1	0,0%
Número de Acidentes com a População	#	10	9	-10,0%
Número de Unidades Consumidoras (UCs) beneficiadas pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)	# mil	4.233	4.351	2,8%
Governança				
% de Conselheiros Independentes ¹	%	100,0%	86,0%	-14p.p.
% de Mulheres no Conselho	%	14,0%	14,0%	0,0%
% de Colaboradores Treinados na Trilha de Integridade	%	55,8%	97,9%	75,5%
Casos Registrados no Canal de Ética	#	166	168	1,2%

1 - Considera composição atual

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

DISTRIBUIÇÃO

DESEMPENHO COMERCIAL

Dados Operacionais		1T24								1T25							
	Medida	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.316	3.471	1.211	1.463	2.834	468	4.476	16.239	2.259	3.366	1.157	1.375	3.037	418	4.370	15.982
Sistema isolado	GWh	0	62	-	-	-	13	-	75	0	69	-	-	-	13	-	83
Energia injetada GD	GWh	140	197	146	112	121	13	383	1.111	205	299	217	180	161	24	550	1.636
Energia Injetada Total	GWh	2.456	3.730	1.357	1.575	2.954	494	4.859	17.425	2.464	3.735	1.374	1.555	3.197	455	4.921	17.701
<i>Δ Injetada Total (%)</i>	%									0,3%	0,1%	1,2%	-1,3%	8,2%	-7,8%	1,3%	1,6%
Residencial - convencional	GWh	693	753	305	327	891	99	1.385	4.454	688	711	301	318	957	101	1.385	4.460
Residencial - baixa renda	GWh	422	447	205	179	127	86	248	1.714	422	428	199	193	153	79	264	1.738
Industrial	GWh	31	74	17	23	49	7	86	288	27	53	13	17	39	8	66	223
Comercial	GWh	146	314	125	135	421	61	432	1.633	126	261	106	118	394	48	389	1.442
Outros	GWh	360	376	202	240	396	40	726	2.340	354	359	205	180	382	38	650	2.169
Consumidores Cativos	GWh	1.652	1.964	854	906	1.884	293	2.877	10.428	1.616	1.812	824	826	1.925	275	2.754	10.033
Industrial	GWh	111	354	32	170	271	2	908	1.848	107	353	38	181	288	4	975	1.945
Comercial	GWh	127	210	62	85	250	13	188	935	142	246	72	98	299	19	247	1.123
Outros	GWh	7	32	18	5	32	4	36	133	9	34	20	46	79	4	47	239
Consumidores livres	GWh	245	596	112	260	552	19	1.132	2.916	257	633	130	325	665	27	1.270	3.307
Energia de Conexão - outras Ds	GWh	2	4	43	5	17	0	6	77	4	8	44	3	23	0	3	85
Energia Faturada	GWh	1.899	2.563	1.009	1.171	2.453	312	4.014	13.421	1.878	2.453	998	1.154	2.613	302	4.027	13.425
<i>Δ Faturada (%)</i>	%									-1,1%	-4,3%	-1,1%	-1,4%	6,5%	-3,2%	0,3%	0,0%
SCEE - GD II e III	GWh	19	-	22	19	5	-	42	107	54	104	57	43	30	4	130	422
Energia Faturada + Energia Compensada	GWh	1.918	2.563	1.031	1.190	2.458	312	4.057	13.528	1.931	2.557	1.055	1.197	2.643	306	4.157	13.847
<i>Δ Faturada + Compensada (%)</i>	%									0,7%	-0,3%	2,4%	0,6%	7,5%	-1,9%	2,5%	2,4%
SCEE - GDI	GWh	101	168	100	69	99	11	278	825	114	133	109	85	98	16	297	852
Energia Distribuída	GWh	2.019	2.731	1.130	1.259	2.557	323	4.334	14.353	2.045	2.689	1.165	1.282	2.741	323	4.454	14.699
<i>Δ Distribuída (%)</i>	%									1,3%	-1,5%	3,1%	1,8%	7,2%	-0,1%	2,8%	2,4%
Número de Consumidores	MIL	2.744	3.002	1.512	1.361	1.933	224	3.371	14.149	2.799	3.045	1.547	1.398	1.971	264	3.453	14.477
<i>Δ Número de Consumidores (%)</i>	%									2,0%	1,4%	2,3%	2,7%	1,9%	17,7%	2,4%	2,3%
Perdas totais	GWh	437	999	227	316	398	171	525	3.072	419	1.046	209	273	456	133	466	3.002
<i>Δ Perdas (%)</i>	%									-4,1%	4,6%	-8,0%	-13,6%	14,7%	-22,3%	-11,1%	-2,3%

PERDAS (12 meses)

Distribuidoras	1T24	4T24	1T25	Regulatório 1T25 LTM	Δ 1T24	Δ 4T24	Δ Regulatório	Regulatório 1T25 Homologado
Consolidado	18,2%	17,5%	17,4%	18,3%	-0,8%	-0,2%	-0,9%	18,4%
Equatorial Maranhão	18,2%	17,9%	17,7%	17,4%	-0,5%	-0,2%	0,2%	17,5%
Equatorial Pará	27,2%	28,2%	28,5%	28,4%	1,3%	0,3%	0,1%	28,5%
Equatorial Piauí	18,1%	17,4%	17,1%	19,6%	-1,0%	-0,4%	-2,5%	19,5%
Equatorial Alagoas	18,6%	16,9%	16,2%	18,1%	-2,4%	-0,7%	-1,8%	17,8%
CEEE-D	12,4%	12,3%	12,6%	11,3%	0,1%	0,3%	1,2%	11,4%
CEA ¹	39,2%	33,5%	32,3%	33,6%	-6,9%	-1,2%	-1,3%	33,7%
Equatorial Goiás	11,7%	9,9%	9,6%	12,4%	-2,1%	-0,3%	-2,8%	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 Anel 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 2025 na visão com e sem ajustes decorrentes da sobrecontratação involuntária.

2025	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% de contratação	104,50%	103,19%	103,40%	110,42%	100,99%	110,52%	104,57%
% desconsiderando involuntária	104,50%	103,19%	103,40%	109,34%	100,99%	101,92%	104,57%

PECLD e ARRECADAÇÃO - TRIMESTRE

PECLD / ROB ¹	1T24	1T25	Δ	Arrecadação - IAR	1T24	1T25	Δ
Equatorial Maranhão	2,02%	1,68%	-0,34 p.p.	Equatorial Maranhão	95,44%	97,69%	2,25 p.p.
Equatorial Pará	2,49%	2,21%	-0,29 p.p.	Equatorial Pará	95,98%	96,67%	0,69 p.p.
Equatorial Piauí	2,17%	2,66%	0,49 p.p.	Equatorial Piauí	96,65%	99,27%	2,62 p.p.
Equatorial Alagoas	1,34%	1,83%	0,48 p.p.	Equatorial Alagoas	97,38%	98,95%	1,57 p.p.
CEEE-D	2,28%	1,87%	-0,41 p.p.	CEEE-D	95,36%	94,71%	-0,65 p.p.
CEA	3,41%	2,94%	-0,47 p.p.	CEA	99,18%	93,44%	-5,74 p.p.
Equatorial Goiás	0,37%	0,58%	0,21 p.p.	Equatorial Goiás	98,16%	100,58%	2,42 p.p.
Consolidado	1,72%	1,66%	-0,07 p.p.	Consolidado	96,62%	97,85%	1,23 p.p.

¹ Desconsidera Receita de Construção.

De maneira consolidada, a PECLD do grupo atingiu 1,66% da ROB contra 1,72% no 1T24. O trimestre conta com reduções no indicador em todas as empresas, com exceção das concessões de Piauí, onde a piora é reflexo do envelhecimento de faturas do poder público, e Alagoas que foi impactada pelo escorregamento de faturas referentes ao 4T24 e maior envelhecimento das classes residencial, rural e poder público.

Observando a Arrecadação do trimestre, a piora pontual na CEEE-D reflete a mobilização de equipes de cobrança para atendimento emergencial, enquanto a piora da CEA reflete a paralização de cobrança devido a troca de sistema comercial que ocorreu no 1T25, além da postergação de pagamentos de clientes do poder público.

A arrecadação das companhias finalizou o trimestre em um patamar consolidado de 97,9%, com destaque para o nível de arrecadação da Equatorial Goiás (100,6%).

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

Distribuidoras	1T24	4T24	1T25	Regulatório	Δ 1T24	Δ 4T24	Δ Regulatório
DEC							
Equatorial Maranhão	13,8	13,4	12,5	13,8	-1,3	-0,9	-1,3
Equatorial Pará	17,1	19,4	18,9	21,5	1,8	-0,5	-2,6
Equatorial Piauí	23,4	21,0	18,1	19,2	-5,4	-3,0	-1,1
Equatorial Alagoas	17,3	19,9	17,9	14,8	0,5	-2,0	3,0
CEEE-D	18,9	18,8	15,7	8,2	-3,2	-3,1	7,5
CEA	31,4	34,5	33,5	46,0	2,1	-1,0	-12,5
Equatorial Goiás	20,7	15,9	14,9	11,2	-5,8	-1,0	3,7
FEC							
Equatorial Maranhão	6,1	5,8	5,3	7,9	-0,8	-0,6	-2,6
Equatorial Pará	8,0	8,0	7,6	15,8	-0,4	-0,4	-8,2
Equatorial Piauí	8,7	7,2	6,4	12,2	-2,3	-0,8	-5,8
Equatorial Alagoas	7,1	6,6	6,1	11,8	-0,9	-0,5	-5,7
CEEE-D	7,7	7,3	6,3	5,8	-1,4	-1,0	0,5
CEA	14,1	14,4	14,2	30,7	0,1	-0,3	-16,6
Equatorial Goiás	10,4	7,6	7,1	7,4	-3,3	-0,5	-0,3

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

Neste trimestre destacamos a redução do DEC em todas as distribuidoras do grupo vs o 4T24 e o enquadramento pela primeira vez desde a aquisição da Equatorial Piauí do DEC no limite regulatório.

As maiores variações no DEC vs 4T24 foram em nossas concessões do Rio Grande do Sul, do Piauí, de Alagoas, do Amapá e de Goiás em -3,1h, -3,0h e -2,0h, -1,0h e -1,0h, respectivamente. No comparativo com o 1T24, destacamos as reduções da Equatorial Goiás (-5,8h), Equatorial Piauí (-5,4h), CEEE-D (-3,2h) e Equatorial Maranhão (-1,3h).

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

Atualmente, quatro 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.

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	1T24								1T25								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
(+) Vendas as classes	1.376	2.208	847	872	1.477	248	2.401	9.428	1.327	1.972	794	810	1.564	264	2.495	9.226	-2%
Renda Não Faturada	8	(6)	(6)	19	55	1	25	95	(25)	(24)	(12)	7	84	(4)	65	92	-3%
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(4)	(12)	(4)	(5)	(9)	(1)	(15)	(49)	(5)	(11)	(3)	(4)	(10)	(1)	(17)	(51)	4%
(+) Outras receitas	285	568	146	186	282	27	470	1.962	348	689	169	205	354	69	583	2.417	23%
Subvenção baixa renda	92	120	56	50	16	10	44	388	92	118	53	52	19	11	48	395	2%
Subvenção CDE outros	31	140	17	38	46	3	89	364	54	206	44	53	55	31	148	590	62%
CDE Geração Distribuída	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
Uso da rede	53	135	35	67	152	9	236	687	55	149	37	71	193	15	275	796	16%
Atualização ativo financeiro	61	101	3	4	10	0	22	201	101	152	6	5	38	3	39	344	71%
Bandeira Tarifária	6	7	3	3	6	1	-	26	7	9	4	4	7	4	-	34	31%
Multa por atraso de pagamento	16	24	9	8	8	(0)	23	88	16	24	10	8	9	3	24	93	6%
(+) Outras receitas operacionais	27	41	23	17	44	3	54	209	23	31	16	12	33	3	49	166	-20%
Outras Receitas (Parcela B)	14	21	7	6	26	2	27	103	13	20	8	6	25	2	33	107	4%
(+) Suprimento	0	1	5	2	10	6	39	63	12	20	6	8	23	17	40	127	102%
(+) Valores a receber de parcela A	0	(76)	13	(87)	(11)	53	201	93	71	26	37	(75)	(67)	55	247	295	216%
(+) Receita de construção	220	521	132	99	127	88	352	1.539	307	720	190	160	308	82	486	2.252	46%
(=) Receita operacional bruta	1.877	3.209	1.138	1.068	1.876	420	3.447	13.036	2.060	3.416	1.193	1.103	2.172	486	3.834	14.265	9%
(+) Deduções à receita	(527)	(815)	(340)	(347)	(596)	(112)	(1.128)	(3.863)	(528)	(721)	(315)	(290)	(610)	(104)	(1.105)	(3.674)	-5%
PIS/COFINS/ICMS/ISS	(408)	(633)	(257)	(232)	(361)	(68)	(653)	(2.612)	(414)	(562)	(247)	(231)	(382)	(85)	(664)	(2.584)	-1%
Compensações Indicadores de Qualidade	(7)	(10)	(7)	(5)	(24)	(2)	(88)	(143)	(8)	(14)	(11)	(1)	(22)	(2)	(55)	(112)	-21%
Demais Deduções (CDE e Encargos)	(112)	(172)	(76)	(109)	(211)	(42)	(386)	(1.109)	(107)	(146)	(57)	(58)	(205)	(18)	(387)	(977)	-12%
(=) Receita operacional líquida	1.351	2.394	798	721	1.280	309	2.320	9.173	1.532	2.695	879	813	1.562	382	2.729	10.592	15%
(-) Receita de construção	(220)	(521)	(132)	(99)	(127)	(88)	(352)	(1.539)	(307)	(720)	(190)	(160)	(308)	(82)	(486)	(2.252)	46%
(=) Receita operac. líq. sem rec.de construção	1.131	1.874	666	622	1.153	221	1.968	7.635	1.226	1.975	688	653	1.254	300	2.243	8.340	9%
(-) Energia comprada e transporte e Encargos	(573)	(867)	(334)	(327)	(733)	(120)	(1.102)	(4.055)	(625)	(937)	(350)	(370)	(769)	(145)	(1.217)	(4.414)	9%
(=) Margem Bruta	558	1.007	333	296	420	101	866	3.580	600	1.038	338	283	485	155	1.026	3.926	10%
(+) Não-Recorrentes	-	-	-	-	-	12	34	46	-	-	-	18	-	-	-	18	-62%
(-) VNR	(61)	(101)	(3)	(4)	(10)	(0)	(22)	(201)	(101)	(152)	(6)	(5)	(38)	(3)	(39)	(344)	71%
(=) Margem Bruta Ajustada	497	906	330	292	409	112	878	3.425	499	886	333	296	447	152	986	3.600	5%

Δ% Margem Bruta Ajustada

0,5% -2,2% 0,9% 1,4% 9,2% 35,5% 12,3% 5,1%

No 1T25, a Margem Bruta ajustada das distribuidoras ex-VNR alcançou R\$ 3,6 bilhões, 5% maior do que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 174,5 milhões.

DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR

Custos Operacionais	1T24								1T25								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
R\$ milhões																	
(+) Pessoal	45	48	17	15	30	10	60	224	64	52	16	26	29	10	40	238	6%
(+) Material	5	5	2	2	2	0	17	33	5	9	3	5	3	3	17	45	34%
(+) Serviço de terceiros	124	112	72	52	108	25	253	746	105	118	71	40	112	22	218	686	-8%
(+) Outros	6	7	3	2	9	0	20	46	9	8	4	3	8	1	15	47	4%
(=) PMSO Reportado	178	171	93	71	149	36	350	1.049	182	188	94	75	151	36	290	1.016	-3%
Ajustes	(3)	-	(2)	-	(13)	-	(6)	(25)	(4)	(6)	(1)	(1)	-	-	-	(12)	-53%
PMSO Ajustado	175	171	91	71	136	36	344	1.024	178	182	93	74	151	36	290	1.004	-2%
PECLD e perdas	34	67	22	13	40	11	11	198	30	59	27	17	35	12	19	199	1%
% Receita bruta (s/ receita de construção)	2,0%	2,5%	2,2%	1,3%	2,3%	3,4%	0,4%	1,7%	1,7%	2,2%	2,7%	1,8%	1,9%	2,9%	0,6%	1,7%	
Provisões - contingências	4	5	1	3	21	1	13	48	3	5	2	3	15	0	17	46	-4%
Provisões - FUNAC	-	-	-	-	-	-	34	34	-	-	-	-	-	-	31	31	-8%
(+) Provisões	38	72	23	16	61	12	59	280	33	64	28	21	50	12	68	277	-1%
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	-	13	-	-	-	1	-	14	(13)	22	-	-	-	3	-	13	-7%
(+) Outras receitas/despesas operacionais	17	14	14	6	19	(3)	1	68	31	17	8	6	(14)	1	78	128	88%
(+) Depreciação e amortização	70	115	38	32	35	10	154	454	97	112	49	36	46	15	182	536	18%
(=) Custos e despesas gerenciáveis	303	385	168	125	264	56	564	1.864	330	404	179	137	234	68	618	1.970	6%
PMSO Ajustado/Consumidor (12m)	248	234	244	207	302	604	348	278	255	236	247	213	298	526	347	279	
Δ% PMSO por Consumidor									2,7%	0,7%	1,1%	2,8%	-1,3%	-13,0%	-0,2%	0,4%	

MARANHÃO

No comparativo entre trimestres, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, cresceu 2,7%, totalizando R\$ 255. O PMSO ajustado do período totalizou R\$ 178 milhões, em linha com o mesmo período do ano anterior.

As Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) atingiram R\$ 30 milhões no 1T25, redução de 12% vs 1T24 e representam 1,7% da ROB.

PARÁ

No 1T25, o PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 236, em linha com o 1T24, enquanto o PMSO ajustado alcançou R\$ 182 milhões, cerca de 6,3% acima do 1T24.

O aumento na linha de **Serviços de Terceiros** é resultado do aumento de serviços de cobrança e de atendimentos para clientes no trimestre.

No 1T25, a **PECLD** alcançou R\$ 59 milhões, 11,2% abaixo do 1T24, representando 2,2% da ROB.

PIAUÍ

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 247, um aumento de 1,1% contra o 1T24. O PMSO ajustado do trimestre apresentou um aumento de 2,3%, ou R\$ 2 milhões quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

A **PECLD** do trimestre foi de R\$ 27 milhões, 2,7% da ROB, valor impactado pelo envelhecimento da dívida com o poder público.

ALAGOAS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 213, 2,8% maior que o 1T24, enquanto o PMSO ajustado apresentou um aumento de 4,3%, ou R\$ 3 milhões, valor abaixo da inflação do período.

Apesar da pequena variação entre trimestres, é possível notar uma migração de despesas da linha de Serviços de Terceiros para a linha de **Pessoal**, reflexo do processo de primarização realizado na concessão.

Em Alagoas, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) do trimestre atingiram R\$ 17 milhões, 1,8% da ROB.

CEEE-D

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 298, uma redução de 1,3%. O PMSO ajustado do período apresentou um aumento de 11,0%.

O aumento do PMSO no período vem principalmente da linha de **Serviços de Terceiros**, e se dá, principalmente, pela mobilização adicional de equipes para plantões e emergências, além do maior montante de serviços voltados para limpeza de faixa e poda.

A **PECLD/ROB** do período atingiu 1,9%, ou R\$ 35 milhões.

CEA

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 526, valor 13,0% menor que o mesmo período do ano anterior, refletindo a maior base de clientes do trimestre. O PMSO ajustado da CEA foi de R\$ 36 milhões, em linha com o 1T24.

No 1T24 a **PECLD** atingiu R\$ 12 milhões e representa 2,9% da ROB.

GOIÁS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 347 no 1T25, resultado 0,2% menor que o 1T24. O PMSO ajustado foi de R\$ 290 milhões, 15,7% abaixo do 1T24.

A redução do PMSO ocorre em duas linhas: (i) Na linha de **Pessoal** (R\$ 20 milhões), onde a variação é diretamente impactada pela redução do salário médio da empresa entre períodos, além do menor montante de pagamentos referentes a periculosidade e horas extras no período, e (ii) Na rubrica **Serviços de Terceiros** (R\$ 36 milhões), onde a redução é reflexo do menor montante de ocorrências no trimestre, além da renegociação dos preços de contratos com equipes terceirizadas.

No 1T25 a **PECLD** registrou R\$ 19 milhões negativos, ou 0,6% da ROB.

EBITDA

Recomposição EBITDA	1T24								1T25								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Resultado do Exercício	155	430	65	106	33	(22)	(59)	708	142	393	47	56	(3)	8	2	645	-9,0%
(+) Impostos sobre o Lucro	38	95	10	17	(49)	(0)	(19)	91	35	93	7	28	-	2	(25)	140	53,6%
(+) Resultado Financeiro	62	97	90	49	172	67	379	916	93	147	106	62	255	77	431	1.171	27,8%
(+) Depreciação e Amortização	70	115	38	32	35	10	154	454	97	112	49	36	46	15	182	536	18,3%
(=) EBITDA societário (CVM)*	325	737	203	203	191	55	456	2.169	367	746	208	182	297	102	590	2.492	15%
Ajustes Totais	(41)	(87)	13	3	22	9	20	(62)	(78)	(128)	4	19	(52)	(1)	38	(198)	221,2%
(+) Outras receitas/despesas operacionais	17	14	14	6	19	(3)	1	68	31	17	8	6	(14)	1	78	128	87,5%
(+) Impactos Margem Bruta	-	-	-	-	-	12	34	46	-	-	-	18	-	-	-	18	-61,6%
(+) Sistemas Isolados	-	-	-	-	-	-	-	-	(12)	-	-	-	-	-	-	(12)	N/A
(+) Ajustes de PMSO	3	-	2	-	13	-	6	25	4	6	1	1	-	-	-	12	-53,3%
(+) Ajustes Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
(-) VNR	(61)	(101)	(3)	(4)	(10)	(0)	(22)	(201)	(101)	(152)	(6)	(5)	(38)	(3)	(39)	(344)	71,2%
(=) EBITDA societário ajustado	284	650	216	205	212	64	476	2.107	289	617	212	202	245	101	628	2.294	9%
									1,8%	-5,1%	-2,2%	-1,7%	15,5%	57,9%	32,2%	8,9%	

MARANHÃO

No 1T25, o EBITDA ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 289 milhões, 1,8% maior que o 1T24, ou R\$ 5,0 milhões.

A margem bruta ajustada do trimestre registrou crescimento de R\$ 2,3 milhões e foi parcialmente compensada pela variação do PMSO ajustado do período (- R\$ 1,6 milhões).

As provisões e contingências apresentaram uma melhora de R\$ 4,8 milhões no período.

PARÁ

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes do Pará atingiu R\$ 617 milhões, uma redução de 5,1%, ou R\$ 33,0 milhões.

A margem bruta do período teve uma redução de R\$ 20,4 milhões, fruto da redução de mercado (R\$ 46 milhões) e aumento de perdas (R\$ 17 milhões), efeitos parcialmente compensados pela variação positiva da tarifa fio-b (R\$ 54 milhões). O PMSO ajustado do período apresentou uma variação de R\$ 11,1 milhões.

A linha de provisões do período apresentou uma melhora de R\$ 7,5 milhões entre trimestres, valor compensado pelo aumento das despesas com sistemas isolados em R\$ 9,4 milhões no período.

PIAUI

No Piauí, o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa atingiu R\$ 212 milhões, 2,2% menor, ou R\$ 4,7 milhões, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

As linhas de margem bruta, PMSO e contingências variaram em R\$ 2,8 milhões, -R\$ 2,1 milhões e -R\$ 5,4 milhões, respectivamente.

ALAGOAS

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes de Alagoas atingiu R\$ 202 milhões, em linha com o mesmo período do ano anterior.

CEEE-D

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR do Rio Grande do Sul atingiu R\$ 245 milhões no trimestre, 15,5% maior que o 1T24, ou R\$ 33,0 milhões.

A margem bruta da CEEE-D apresentou um crescimento de R\$ 37,5 milhões, fruto do forte aumento do mercado no 1T25.

O PMSO do período apresentou um aumento de R\$ 14,9 milhões, enquanto as provisões e contingências do período apresentaram uma melhora de R\$ 10,4 milhões.

CEA

O EBITDA Ajustado alcançou R\$ 101 milhões, 57,9% maior que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 36,8 milhões.

A margem bruta da CEA cresceu R\$ 39,9 milhões, refletindo principalmente a expressiva melhora de perdas entre períodos.

Os aumentos nas linhas de PMSO, provisões e contingências e despesas de sistemas isolados foram de R\$ 0,4 milhões, R\$ 0,2 milhões e R\$ 2,4 milhões, respectivamente.

GOIÁS

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR da Equatorial Goiás atingiu R\$ 628,4 milhões, 32,2% maior que o mesmo período do ano anterior.

O aumento da margem (R\$ 108,2 milhões) reflete principalmente a melhora de perdas no período. Já o PMSO do ajustado do período apresentou uma melhora de R\$ 53,8 milhões e da PECLD e provisões variaram negativamente em R\$ 9,2 milhões.

EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA

Não Recorrentes	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	1T25 Total
Receita Operacional	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções da receita operacional	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita operacional líquida	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo do serviço de energia elétrica	-	-	-	18	-	-	-	18
Lançamentos Retroativos	-	-	-	18	-	-	-	18
Margem Bruta	-	-	-	18	-	-	-	18
Custos e Despesas Operacionais	4	6	1	1	-	-	-	12
Pessoal	4	4	1	1	-	-	-	9
Material	-	2	-	-	-	-	-	2
Serviços de Terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-
Custos e Despesas	4	6	1	1	-	-	-	12
Sistemas Isolados	(12)							(12)
Outras receitas/despesas operacionais	31	17	8	6	(14)	1	78	128
VNR	(101)	(152)	(6)	(5)	(38)	(3)	(39)	(344)
Ajustes EBITDA	(78)	(128)	4	19	(52)	(1)	38	(198)

RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro líquido	1T24								1T25								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
(+) Rendas Financeiras	23	35	20	7	32	10	23	151	44	92	23	24	24	23	32	262	73,6%
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	19	34	11	7	14	3	16	104	19	36	13	10	23	2	15	118	14,2%
(+) Encargos da dívida	(86)	(154)	(105)	(52)	(138)	(64)	(324)	(925)	(135)	(247)	(127)	(77)	(189)	(95)	(426)	(1.296)	40,1%
(+) Encargos CVA	(8)	(0)	(3)	1	17	0	(21)	(14)	(7)	(4)	0	(3)	5	5	(5)	(9)	-36,8%
(+) AVP - Comercial	1	9	1	2	6	3	1	24	0	0	1	1	3	6	(2)	9	-61,3%
(+) Contingências	(2)	(4)	(4)	(5)	(38)	(4)	(22)	(79)	(3)	(3)	(0)	(4)	(32)	(2)	(26)	(71)	-10,3%
(+) Outras Receitas / Despesas	(9)	(16)	(11)	(8)	(65)	(15)	(52)	(176)	(11)	(22)	(16)	(13)	(89)	(15)	(19)	(184)	4,7%
Resultado financeiro	(62)	(97)	(90)	(49)	(172)	(67)	(379)	(916)	(93)	(147)	(106)	(62)	(255)	(77)	(431)	(1.171)	27,8%
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	-	-	-	-	(72)	-	9	(62)	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultado financeiro ajustado	(62)	(97)	(90)	(49)	(244)	(67)	(370)	(979)	(93)	(147)	(106)	(62)	(255)	(77)	(431)	(1.171)	19,6%
Δ%									49,9%	51,6%	17,7%	27,6%	4,6%	15,3%	16,3%	19,6%	

LUCRO LÍQUIDO

Lucro Líquido	1T24								1T25								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Lucro Líquido	155	430	65	106	33	(22)	(59)	708	142	393	47	56	(3)	8	2	645	-9%
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	3	-	2	-	13	12	41	71	(8)	6	1	18	-	-	-	17	-75,5%
(+) Efeito IR e CSLL	(1)	-	(1)	-	20	(4)	(17)	(2)	16	19	(0)	14	-	-	-	49	-2127,8%
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	-	-	-	-	(72)	-	9	(62)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
(+) VNR Líquido de IR e CSLL	(40)	(67)	(2)	(2)	(7)	(0)	(15)	(132)	(67)	(100)	(4)	(3)	(25)	(2)	(26)	(227)	71,2%
(=) Lucro Líquido Ajustado	118	363	65	103	(13)	(14)	(41)	582	84	318	44	85	(29)	6	(24)	485	-17%
Δ%									-29,0%	-12,5%	-32,0%	-17,6%	124,7%	-141,4%	-41,8%	-16,7%	

INVESTIMENTOS

Investimentos Distribuidoras	1T24								1T25								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
Ativos elétricos	207	350	104	90	114	57	323	1.245	275	433	161	151	287	51	448	1.806	45,0%
Obrigações especiais	6	160	23	1	3	28	-	192	11	253	19	2	-	24	8	318	65,4%
Ativos não elétricos	8	10	5	8	10	3	29	73	20	34	11	7	21	7	30	129	76,6%
Total	220	521	132	99	127	88	323	1.510	307	720	190	160	308	82	486	2.252	49%
Δ%									39,3%	38,2%	44,2%	61,2%	142,7%	-6,7%	50,2%	49,1%	

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

TRANSMISSÃO**DESEMPENHO FINANCEIRO *4**

DRE Regulatória - R\$ milhões	1T24	1T25	Δ%	Δ
Receita líquida	303	265	-12,5%	(38)
Custos e despesas operacionais	(18)	(18)	0,7%	(0)
EBITDA Regulatório	285	247	-13,3%	(38)
Margem EBITDA	94,0%	93,1%	-1,0%	N/A
Depreciação / amortização	(110)	(107)	-2,6%	3
Resultado do serviço (EBIT)	175	140	-20,0%	(35)
Resultado financeiro	175	140	-20,0%	(35)
Impostos	(109)	(81)	-25,9%	28
Lucro Líquido	240	199	-17,4%	(42)
Endividamento	1T24	1T25	Δ%	Δ
Dívida Bruta	5.865	4.961	-15,4%	(904)
Dívida Líquida	4.687	3.471	-25,9%	(1.216)
Disponibilidades	1.178	1.490	26,5%	312

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

** Informações regulatórias não revisadas pelos auditores independentes.

O resultado regulatório do 1T25 trouxe uma receita líquida de R\$ 264,9 milhões, uma redução de 12,5% em relação ao 1T24, em função da alienação da SPE 7.

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 18,2 milhões, em linha com o mesmo período do ano anterior.

O EBITDA regulatório atingiu R\$ 246,7 milhões, com uma margem EBITDA de 93,1%.

Vale ressaltar que, em uma visão mesmos ativos (excluindo a SPE 7 do 1T24), o EBITDA do 1T24 seria de R\$ 256,6 milhões, e a variação do EBITDA entre trimestres seria de -3,9%.

⁴ Resultado da tabela já desconsidera a INTESA no 1T24

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)	1T24 Regulatório	Ajustes	1T24 Societário	1T25 Regulatório	Ajustes	1T25 Societário
Receita operacional	337.095	(310.778)	383.881	295.017	60.473	355.490
Transmissão de energia	337.095	-	337.095	295.017	-	295.017
Receita de Operação e Manutenção	-	20.220	20.220	-	30.409	30.409
Receita de construção	-	6.097	6.097	-	-	-
Atualização ativo de contrato em serviço	-	-	357.564	-	325.081	325.081
Deduções da receita operacional	(34.464)	(564)	(35.028)	(30.126)	0	(30.125)
Receita operacional líquida	302.631	46.222	348.853	264.891	60.473	325.364
Margem Bruta Operacional	302.631	46.222	348.853	264.891	60.473	325.364
Custo/despesa operacional	(18.028)	(8.234)	(26.262)	(18.159)	(6.566)	(24.724)
Pessoal	(8.953)	0	(8.952)	(7.742)	0	(7.742)
Material	(377)	52	(325)	(157)	0	(157)
Serviço de terceiros	(7.432)	(56)	(7.488)	(9.495)	(0)	(9.496)
Custo de construção	-	(8.249)	(8.249)	-	(6.547)	(6.547)
Outros	(1.267)	55	(1.212)	(764)	(0)	(764)
Provisões	-	(36)	(36,22)	-	-	-
Outras despesas não operacionais	-	-	-	-	(19)	(19)
EBITDA	284.603	37.988	322.591	246.733	53.907	300.640
Depreciação e amortização	(109.905)	38.570	71.336	(106.994)	35.143	(71.851)
Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(1.169)
Resultado do serviço	174.697	76.558	251.255	139.738	89.050	227.620
Resultado financeiro	(108.987)	0	(108.987)	(80.789)	(0)	(80.789)
Receitas financeiras	53.329	0	53.329	59.838	4	59.842
Despesas financeiras	(162.316)	0	162.316	(140.627)	(4)	(140.631)
Resultado antes do imposto de renda	65.710	76.558	142.268	58.949	87.881	146.831
Imposto de renda e contribuição social	(50.451)	12.368	38.083	(8.984)	(31.981)	(40.965)
Subvenção do imposto de renda	-	28.666	28.666	-	31.981	31.981
Impostos diferidos	41.035	(79.901)	38.866	-	(35.340)	(35.340)
Resultado do exercício	56.294	37.691	93.985	49.965	52.542	102.507

RENOVÁVEIS

DESEMPENHO OPERACIONAL

GERAÇÃO

Dados Operacionais - Portfólio	1T24	1T25	Δ%	1T24 Ex Curtailment	1T25 Ex Curtailment	Δ% Ex Curtailment
Energia Gerada Líquida (GWh)*	818,5	1.169,0	42,8%	841,1	1.338,6	59,2%
Energia Gerada Líquida (GWh) - 12 meses*	4.129,6	4.913,2	19,0%	4.555,6	6.225,6	36,7%
Disponibilidade Técnica Ajustada ¹ (12 meses)**	96,0%	95,4%	-0,6 p.p.	96,0%	95,4%	-0,6 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.

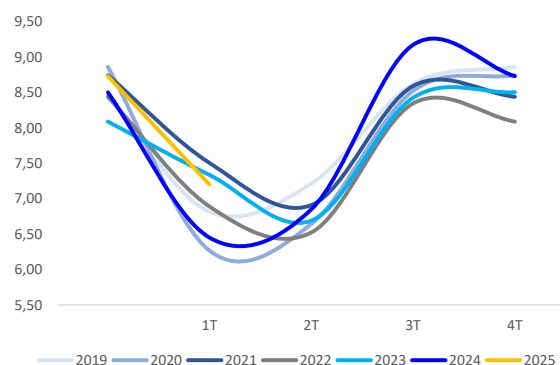
As informações operacionais foram divulgadas no release operacional da companhia. Para acessar o documento, [clique aqui](#).

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

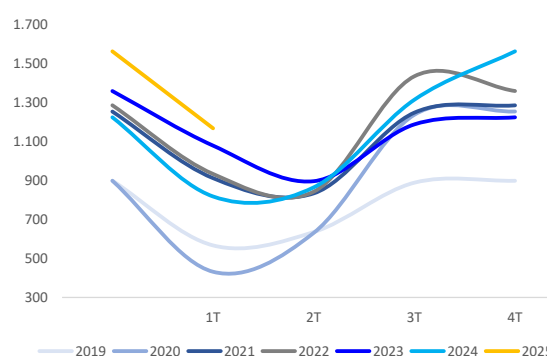
Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Vento (m/s)			
	1T24	1T25	Δ%	Δ	1T24	1T25	Δ%	Δ
Ventos de Tianguá	117,4	101,4	-13,6%	-16,0	6,8	7,3	7,5%	0,5
Serra do Mel 1 e 2	299,9	384,8	28,3%	84,9	6,2	7,0	12,5%	0,8
Echo 1, 2, 4 e 5	207,6	256,0	23,3%	48,4	6,4	7,5	16,2%	1,0
Ventos de São Clemente	193,6	179,1	-7,5%	-14,5	6,8	7,2	6,0%	0,4
Portfólio Eólico	818,5	921,3	12,6%	102,8	6,5	7,2	11,7%	0,8

Complexos Solares	Geração (GWh)				Irradiância Média (W/m ²)			
	1T24	1T25	Δ%	Δ	1T24	1T25	Δ%	Δ
Ribeiro Gonçalves	-	71,7	-	-	-	227,5	-	-
Barreiras	-	176,0	-	-	-	296,4	-	-
Portfólio Solar	-	247,7	-	-	-	269,6	-	-

MÉDIA DOS VENTOS - PORTFÓLIO EÓLICO (m/s)



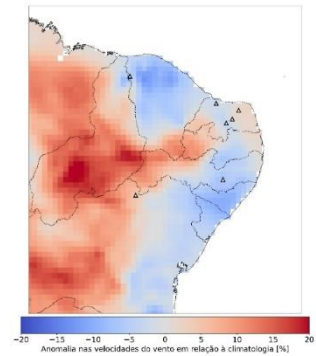
GERAÇÃO TOTAL - PORTFÓLIO EÓLICO (GWh)



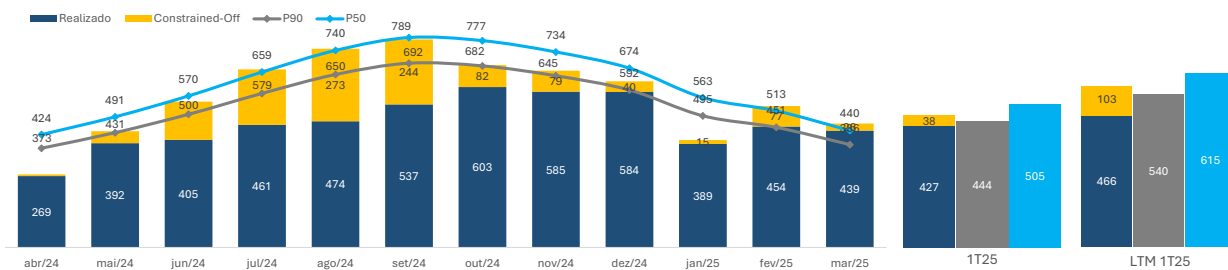
O 1T25 foi marcado por velocidades de vento dentro da média climatológica na maior parte do Nordeste, sendo que em algumas áreas dos estados do Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Pernambuco e Bahia que registraram anomalias positivas. Em comparação com o 1T24, a velocidade média dos ventos nos complexos da Echoenergia apresentou um aumento de 11,7%, isso se deve porque alguns parques apresentaram um recurso eólico acima da média climatológica.

A figura ao lado ilustra as anomalias de vento no 1T25 em relação à média de longo prazo, evidenciando o impacto climático positivo em alguns dos complexos da Echoenergia. Com isso, os resultados deste trimestre foram mais próximos ao P50 do que os observados no 1T24.

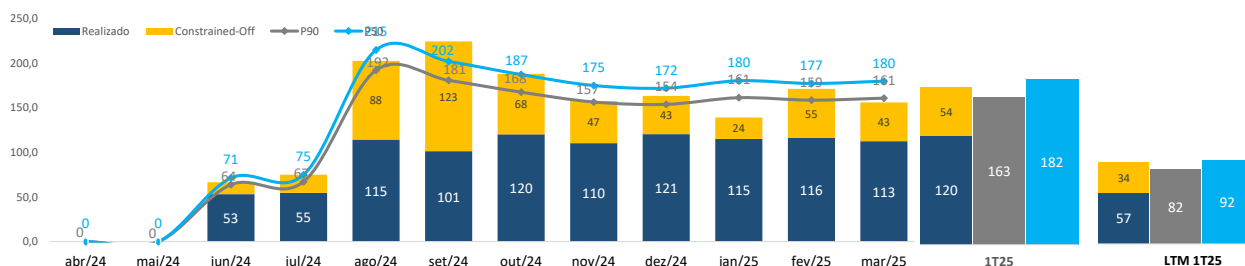
Os gráficos a seguir apresentam a geração de energia eólica e solar da Echoenergia nos últimos meses e a visão para o 1T25, comparando-a com os valores de P50 e P90 anual revisados pela empresa no início de 2024. Vale destacar que essas estimativas de produção de energia são consideradas robustas, pois 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 1T25, as perdas de energia totalizaram 169,7 GWh (12,7%), com maior relevância para o parque eólico de Serra do Mel com 30,3 GWh (7,1%) e para os parques solares de Barreiras e Ribeiro Gonçalves, com 47,9 GWh (20,9%) e 39,2 GWh (34,8%) respectivamente. Apesar disso, é importante mencionar que a partir de meados do segundo semestre de 2024, o ONS implementou mudanças nos critérios de controle, novas linhas de transmissão entraram em operação e houve o avanço no atendimento dos requisitos da RAP pelos agentes. Adicionalmente, é válido destacar que em março deste ano, o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) instituiu o grupo de trabalho para atuação conjunta entre o MME, ANEEL, EPE, ONS e CCEE, com objetivo de propor medidas de planejamento, regulatórias e operacionais para mitigar os cortes de geração. Por fim, a Echoenergia tem trabalhado ativamente em colaboração com as associações do setor para minimizar o impacto do *constrained-off* em seu portfólio.

DESEMPENHO FINANCEIRO

DRE	Echo Participações				Echo Crescimento			
	1T24	1T25	Δ%	Δ	1T24	1T25	Δ%	Δ
Receita Líquida	201,6	220,9	9,6%	19,3	4,4	96,3	N/A	91,9
(-) Compra de Energia	(6,2)	(18,0)	188,5%	(11,8)	(4,3)	(33,0)	N/A	(28,7)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	(0,1)	0,1	N/A	0,2
Lucro Bruto de Energia	195,4	202,9	3,9%	7,5	(0,0)	63,4	N/A	63,4
Custos e Despesas Operacionais	(80,5)	(84,0)	4,4%	(3,5)	0,7	(23,2)	N/A	(23,8)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(72,4)	(72,1)	-0,4%	0,3	(0,0)	(18,8)	N/A	(18,8)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(8,1)	(11,9)	46,8%	(3,8)	0,7	(4,4)	N/A	(5,1)
EBITDA	114,9	118,9	3,5%	4,0	0,7	40,3	N/A	39,6
Margem EBITDA (%)	57,0%	53,8%	-3,2p.p.	N/A	15,1%	41,8%	26,7p.p.	N/A
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes	-	-	N/A	-	-	-	N/A	-
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	0,1	(0,1)	-258,9%	(0,2)
EBITDA Ajustado	114,9	118,9	3,5%	4,0	0,7	40,1	N/A	39,4
Margem EBITDA Ajustada (%)	57,0%	53,8%	-3,2p.p.	N/A	108,3%	-173,3%	N/A	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(65,2)	(65,0)	-0,4%	0,2	(0,0)	(19,4)	N/A	(19,4)
(+/-) Resultado Financeiro	(72,3)	(68,0)	-5,9%	4,3	0,1	(89,0)	N/A	(89,1)
(-) Impostos	(11,1)	(12,3)	11,1%	(1,2)	(0,2)	(3,4)	N/A	(3,2)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(33,7)	(26,4)	-21,7%	7,3	0,6	(71,5)	N/A	(72,1)
Margem Líquida (%)	-16,7%	-11,9%	4,8p.p.	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	1T24	1T25	Δ%	Δ
Receita Líquida	206,0	317,2	54,0%	111,2
(-) Compra de Energia	(10,6)	(51,0)	383,1%	(40,4)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,1)	0,1	-258,9%	0,2
Lucro Bruto de Energia	195,4	266,3	36,3%	71,0
Custos e Despesas Operacionais	(79,8)	(107,2)	34,3%	(27,4)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(72,4)	(90,9)	25,6%	(18,5)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(7,4)	(16,3)	119,5%	(8,9)
EBITDA	115,6	159,2	37,7%	43,6
Margem EBITDA (%)	56,1%	50,2%	-5,9p.p.	N/A
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes	-	-	N/A	-
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,1	(0,1)	-258,9%	(0,2)
EBITDA Ajustado	115,7	159,1	37,5%	43,4
Margem EBITDA Ajustada (%)	56,1%	50,1%	-6p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(65,2)	(84,4)	29,3%	(19,1)
(+/-) Resultado Financeiro	(72,2)	(157,0)	117,5%	(84,8)
(-) Impostos	(11,2)	(15,7)	39,6%	(4,4)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(33,1)	(97,8)	196,0%	(64,8)
Margem Líquida (%)	-16,0%	-30,8%	-14,8p.p.	N/A

LUCRO BRUTO DE ENERGIA - ECHOENERGIA

O Lucro Bruto de Energia da Echoenergia foi de R\$ 266,3 milhões no 1T25, um aumento de 36,3% quando comparado ao mesmo período do ano passado, ou de R\$ 71,0 milhões. O aumento é explicado principalmente pelo início das operações dos complexos solares, cujo Lucro Bruto de Energia apurado foi de R\$ 63,4 milhões. O Lucro Bruto de Energia dos ativos eólicos foi de R\$ 202,9 milhões no 1T25, crescimento de 3,9% ou R\$ 7,5 milhões frente ao 1T24.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - ECHOENERGIA

Os custos e despesas operacionais da Echoenergia totalizaram R\$ 107,2 milhões no 1T25, um aumento de 34,3%, ou R\$ 27,4 milhões comparado ao 1T24. O aumento é explicado pelo início das operações dos complexos solares de Echo Crescimento, cujos custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 23,2 milhões no período. Os custos e despesas operacionais de Echo Participações, que concentra as usinas eólicas da companhia, foi de R\$ 84,0 milhões no 1T25, crescimento de 4,4% ou R\$ 3,5 milhões frente ao 1T24. Dessa forma, as principais variações decorrem de:

- Aumento dos **encargos de transmissão** em R\$ 13,5 milhões devido a entrada em operação dos ativos solares;
- Aumento das despesas com **pessoal** em R\$ 8,0 milhões, reflexo do aumento de quadro para as operações solares e do reajuste de salário ocorrido entre períodos;
- Aumento de despesas com **seguros** para os ativos solares em R\$ 1,9 milhões;
- Aumento de **outras despesas** em R\$ 3,0 milhões.

Vale ressaltar que a redução de PMSO observada na seção consolidada do documento é reflexo da reclassificação de contas de encargos de transmissão, compra de energia e contas de O&M, mas que quando observamos o conjunto de linhas de custos e despesas operacionais, os custos e despesas permaneceram e linha com o mesmo período do ano anterior.

RESULTADO FINANCEIRO - ECHOENERGIA

O resultado financeiro registrado no 1T25 foi de R\$ 157,0 milhões negativos, valor R\$ 84,8 milhões pior quando comparado com o 1T24, reflexo das despesas financeiras do financiamento dos parques solares, que não estavam em operação no 1T24.

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			
	1T24	1T25	Δ%	Δ	1T24	1T25	Δ%	Δ
Receita Líquida	206,0	317,2	54,0%	111,2	68,9	379,1	450,0%	310,2
(-) Compra de Energia	(10,6)	(51,0)	383,1%	(40,4)	(61,8)	(393,9)	537,9%	(332,2)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,1)	0,1	-258,9%	0,2	5,1	28,2	453,0%	23,1
Lucro Bruto de Energia	195,4	266,3	36,3%	71,0	12,3	13,3	8,7%	1,1
Custos e Despesas Operacionais	(79,8)	(107,2)	34,3%	(27,4)	(5,3)	(10,6)	99,6%	(5,3)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(72,4)	(90,9)	25,6%	(18,5)	(0,3)	(9,5)	2787,1%	(9,2)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(7,4)	(16,3)	119,5%	(8,9)	(5,0)	(1,0)	-79,4%	3,9
EBITDA	115,6	159,2	37,7%	43,6	7,0	2,8	-60,3%	(4,2)
Margem EBITDA (%)	56,1%	50,2%	-5,9p.p.	N/A	10,1%	0,7%	-9,4p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	-	-	N/A	-	-	-	N/A	-
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,1	(0,1)	-258,9%	(0,2)	(5,1)	(28,2)	453,0%	(23,1)
EBITDA Ajustado	115,7	159,1	37,5%	43,4	1,9	(25,4)	-1454,2%	(27,3)
Margem EBITDA Ajustada (%)	56,1%	50,1%	-6p.p.	N/A	2,7%	-6,7%	-9,4p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(65,2)	(84,4)	29,3%	(19,1)	(0,0)	(0,1)	734,6%	(0,1)
(+/-) Resultado Financeiro	(72,2)	(157,0)	117,5%	(84,8)	0,1	(0,2)	-268,7%	(0,4)
(-) Impostos	(11,2)	(15,7)	39,6%	(4,4)	(2,6)	(8,4)	220,6%	(5,8)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(33,1)	(97,8)	196,0%	(64,8)	4,5	(6,0)	-233,2%	(10,4)
Margem Líquida (%)	-16,0%	-30,8%	-14,8p.p.	N/A	6,5%	-1,6%	-8,1p.p.	N/A

DRE	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	1T24	1T25	Δ%	Δ
Receita Líquida	274,9	696,3	153,3%	421,4
(-) Compra de Energia	(72,3)	(444,9)	515,3%	(372,6)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	5,0	28,3	464,0%	23,3
Lucro Bruto de Energia	207,6	279,7	34,7%	72,0
Custos e Despesas Operacionais	(85,1)	(117,7)	38,4%	(32,6)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(72,7)	(100,4)	38,1%	(27,7)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(12,4)	(17,3)	39,8%	(4,9)
EBITDA	122,5	161,9	32,2%	39,4
Margem EBITDA (%)	44,6%	23,3%	-21,3p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	-	-	N/A	-
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(5,0)	(28,3)	464,0%	(23,3)
EBITDA Ajustado	117,5	133,7	13,7%	16,1
Margem EBITDA Ajustada (%)	42,8%	19,2%	-23,6p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(65,2)	(84,4)	29,4%	(19,2)
(+/-) Resultado Financeiro	(72,0)	(157,2)	118,3%	(85,2)
(-) Impostos	(13,9)	(24,1)	73,8%	(10,2)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(28,6)	(103,8)	263,1%	(75,2)
Margem Líquida (%)	-10,4%	-14,9%	-4,5p.p.	N/A

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

SANEAMENTO**DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL**

Indicadores Operacionais - Água	1T24	4T24	1T25	Δ% vs 1T24	Δ% vs 4T24
Economias faturadas (mil)	80,7	95,4	99,1	22,7%	3,8%
Volume Faturado (mil m ³)	4.964,7	5.484,8	5.405,5	8,9%	-1,4%
Índice de cobertura (%)	42,0%	63,5%	66,4%	24,4 p.p.	2,9 p.p.
Índice de Perda da Distribuição (%)	60,2%	63,2%	63,2%	3 p.p.	0 p.p.
Indicadores Operacionais - Esgoto	1T24	4T24	1T25	Δ% vs 1T24	Δ% vs 4T24
Economias faturadas (mil)	10,9	18,9	18,7	71,1%	-0,9%
Volume Faturado (mil m ³)	589,2	1.013,7	1.008,5	71,2%	-0,5%
Índice de cobertura (%)	8,0%	14,7%	15,0%	7 p.p.	0,3 p.p.

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

DESEMPENHO FINANCEIRO

Demonstração de Resultado	1T24	1T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita Operacional	42,8	62,0	44,7%	19,2
Abastecimento de água e serviços de esgoto	21,8	25,6	17,2%	3,8
Receita de construção	20,2	35,3	74,9%	15,1
Outras receitas	0,8	1,1	36,0%	0,3
Deduções à receita operacional	(2,1)	(2,5)	18,5%	-0,4
Receita operacional líquida	40,8	59,5	46,1%	18,8
Custos de construção	(20,2)	(35,3)	74,9%	-15,1
Custo da Operação	(26,0)	(20,5)	-20,9%	5,4
Pessoal	(8,5)	(4,7)	-44,0%	3,7
Material	(2,3)	(2,5)	7,1%	-0,2
Serviços de terceiros	(3,4)	(4,0)	18,7%	-0,6
PDD/Provisões	(8,1)	(6,0)	-25,2%	2,0
Outros	(3,5)	(3,9)	10,4%	-0,4
Outras Receitas e Despesas Operacionais	(0,3)	0,6	-315,8%	0,8
EBITDA	(5,4)	3,7	-168,4%	9,1
Depreciação e amortização	(0,5)	(0,8)	57,8%	-0,3
Resultado financeiro	(44,3)	(55,0)	24,2%	-10,7
Receita financeira	3,0	1,3	-57,4%	-1,7
Despesa financeira	(47,3)	(56,3)	19,1%	-9,0
Tributos	-	-	N/A	0,0
Resultado do exercício	(50,2)	(52,1)	3,8%	-1,9

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 4T24, a receita operacional líquida da CSA atingiu R\$ 59,5 milhões, um aumento de 46% em relação ao 1T24. Desconsiderando a receita de construção, o crescimento foi de R\$ 3,7 milhões ou 17,8%. 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 (+18 mil) como de esgoto (+8 mil).

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

O PMSO do período atingiu R\$ 15,1 milhões, 15% menor que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 2,6 milhões.

A PECLD no trimestre atingiu R\$ 6,0 milhões, valor R\$ 2,0 milhões melhor que o mesmo período do ano anterior. Os índices de PECLD/ROB desconsiderando a receita de construção são de 22,6% no 1T25 e 35,6% no 1T24 (-13,0 p.p.).

RESULTADO FINANCEIRO

No 4T24, o resultado financeiro foi de R\$ 55,0 milhões, valor R\$ 10,7 milhões pior em relação ao 1T24, impacto da menor disponibilidade no período, refletida nas receitas financeiras e do maior estoque de dívida no período.

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

EQUATORIAL SERVIÇOS

Demonstração de Resultado	1724	1725	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita Operacional Bruta	186,2	539,3	189,6%	353,1
Deduções	(23,3)	(62,0)	166,2%	(38,7)
Receita operacional líquida	163,0	477,4	192,9%	314,4
Custos Operacionais	(65,3)	(395,6)	505,6%	(330,3)
Despesas Operacionais	(67,7)	(58,1)	-14,2%	9,6
EBITDA	30,0	23,7	-20,8%	(6,3)
<i>Margem EBITDA</i>	<i>18,4%</i>	<i>5,0%</i>	<i>-73,0%</i>	
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(5,0)	(31,2)	521,5%	(26,2)
EBITDA Ajustado	25,0	(7,4)	-129,7%	(32,4)
Depreciação e Amortização	(2,7)	(6,1)	127,8%	(3,4)
Resultado do serviço (EBIT)	27,3	17,6	-35,5%	(9,7)
Resultado financeiro	(4,9)	(2,7)	-45,0%	2,2
Equivalencia	-	1,2	N/A	1,2
Tributos	(11,1)	(16,0)	44,6%	(4,9)
Lucro Líquido	11,3	0,1	-99,4%	(11,2)

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 do período foi de R\$ 23,8 milhões, enquanto o EBITDA Ajustado foi de -R\$ 7,4 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 1Q25

EQTL
B3 LISTED NM



Brasília, May 14, 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 first quarter of 2025 (1Q25).

Adjusted Consolidated EBITDA grows 14.5%, R\$ 2.9 billion in the period (vs. 1Q24)

Piauí reaches regulatory DEC and the reduction of the OPEX are highlights of the quarter.

- **Operation Quality** – Reduction in **DEC in 1Q25 vs 4Q24**, in the 12-month accumulated view, in all distributors of the group, with emphasis on Equatorial Piauí's performance for reaching regulatory levels and the reduction of CEEE-D (-3.2h).
- **Reduction in total consolidated losses**, below the regulatory level for the sixth consecutive quarter.
- **Adjusted OPEX** reached **R\$ 1,133 million**, a **reduction of 3.9%** between quarters.
- **Sabesp's equity equivalence** reached **R\$ 214 million** in the quarter.
- **Consolidated investments** totaled approximately **R\$ 2.3 billion** in 1Q25.
- **Net Debt / consolidated EBITDA** ratio, in the covenant view, ended the quarter at **3.2x**.
- **Cash** for the period reached **R\$ 11.2 billion**, with a **Cash/Short-term Debt ratio of 1.4x**.
- **Sale of the group's transmission assets** announced on April 4, with an **enterprise value** of up to **R\$ 9.4 billion**.
- Signing of the **financing** contract with the **IFC** on March 28, in the amount of **US\$ 100 million** for **Equatorial Alagoas**.
- **Entry of the group into the Corporate Sustainability Index - ISE B3**.

MAIN INDICATORS¹

Financial Highlights	1Q24	1Q25	Δ%	Δ
R\$ million				
Net Operating Revenues (NOR)	9,898	11,709	18.3%	1,811
Adjusted EBITDA (Quarter)	2,523	2,889	14.5%	366
EBITDA Margin (% NOR)	25.5%	24.7%	-0.8 p.p.	
Adjusted EBITDA (Last 12 months)	8,849	11,454	29.4%	2,605
Adjusted Net Income	491	411	-16.4%	(81)
Net Income Margin (% NOR)	5.0%	3.5%	-1.5 p.p.	
Investments	1,725	2,311	33.9%	585
Net Debt	36,694	44,071	20.1%	7,378
Net Debt / Adj EBITDA (Last 12 months)	3.3	3.2	-0.1x	
Cash / Short Term Debt	2.2	1.4	-0.8x	

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

Summary

Summary.....	3
CONSOLIDATED FINANCIAL PERFORMANCE.....	4
ADJUSTED GROSS MARGIN	6
COSTS AND EXPENSES.....	7
EBITDA.....	9
FINANCIAL RESULT	10
NET REVENUE	11
DEBT	12
INVESTMENTS.....	12
ESG (Environmental, Social and Governance).....	14
DISTRIBUTION	15
COMMERCIAL PERFORMANCE	15
OPERATIONAL PERFORMANCE.....	17
FINANCIAL PERFORMANCE	18
GROSS MARGIN	18
OPERATING EXPENSES AND OPEX/CONSUMER	19
EBITDA.....	21
NON-RECURRING EFFECTS – EBITDA.....	22
FINANCIAL RESULT	23
NET INCOME.....	23
INVESTMENTS.....	23
TRANSMISSION	24
FINANCIAL PERFORMANCE	24
RENEWABLES.....	25
OPERATIONAL PERFORMANCE.....	25
FINANCIAL PERFORMANCE	29
SANITATION	32
OPERATIONAL AND COMERCIAL PERFORMANCE	32
FINANCIAL PERFORMANCE	32
EQUATORIAL SERVIÇOS.....	35
SERVICES PROVIDED BY THE INDEPENDENT AUDITOR.....	36

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”, “ex-pects”, “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.

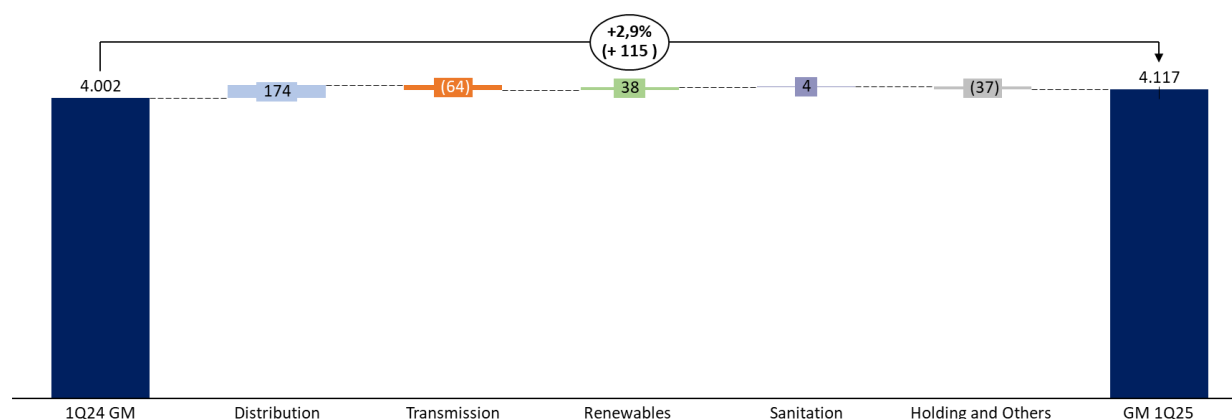
Accounting criteria adopted:

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	1Q24	1Q25	Δ%	Δ
R\$ million				
Gross Operating Revenues (GOR)	13,837	15,496	12.0%	1,658
Net Operating Revenues (NOR)	9,898	11,709	18.3%	1,811
Energy Purchase Cost	(5,704)	(7,208)	26.4%	(1,504)
Gross Profits	4,194	4,501	7.3%	307
Adjusted Gross Profits	4,002	4,117	2.9%	115
Operating Expenses	(1,484)	(1,211)	-18.4%	274
Other Operational Revenues/Expenses	(66)	(129)	95.1%	(63)
EBITDA	2,644	3,161	19.6%	517
Adj. EBITDA	2,523	2,889	14.5%	366
Depreciation	(513)	(619)	20.8%	(106)
Goodwill Amortization	(144)	(143)	-0.8%	1
Equity method	-	214	N/A	214
Service Income (EBIT)	1,987	2,399	20.7%	412
Financial Results	(1,276)	(1,455)	14.0%	(179)
Adjusted Financial Results, net	(1,231)	(1,509)	22.6%	(278)
EBIT	711	945	32.8%	233
Income Tax	(132)	(239)	80.7%	(107)
Minorities	(300)	(150)	-50.0%	150
Net Income	279	556	99.0%	277
Net Adjusted Income	491	411	-16.4%	(81)
Capex	1,725	2,311	33.9%	585

ADJUSTED GROSS MARGIN

On a consolidated basis, the Equatorial group's adjusted Gross Margin in 1Q25 showed growth of 2.9% compared to 1Q24, totaling R\$ 4.1 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\$ 174 million), where the growth in the gross margin of Equatorial Goiás (R\$ 108 million) stands out. It is worth mentioning that the reduction in the margin in the Transmission segment (- R\$ 64 million) is mainly due to the sale of INTESA and SPE 7, whose disposals were completed in March and December 2024, respectively.

In this quarter, market variation negatively impacted the margin by R\$ 130 million, while tariff variations and delta losses added R\$ 354 million and R\$ 10 million, respectively.

It is important to highlight that the effects of accounting for the cost of purchasing energy from distributed generation began to be accounted for only in 4Q24. For a more accurate comparison of the adjusted gross margin, the 1Q24 value should be adjusted with a cost of R\$ 46.9 million, which would result in a variation between quarters of 3.4%, or R\$ 134.8 million in a consolidated view.

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

Non - Recurring	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	1Q25 Total
Operational Revenue	-	-	-	-	-	-
Revenue Deductions	-	-	-	-	-	-
Net Operating Revenue	-	-	-	-	-	-
Costs	18	-	27	-	-	45
Retroactive Entries	18	-	-	-	-	18
O&M Expenses	-	-	27	-	-	27
Gross Margin	18	-	27	-	-	45

Below is a breakdown of the non-recurring effects for the period:

Electricity Service Cost

- (i) *Retroactive expenses (Alagoas): Adjustments made to adjust neutrality according to CP 09.*
- (ii) *O&M Expenses (Echo): Adjustment regarding the accounting reclassification of O&M expenses to costs. This effect is also present in the PMSO, in the same value and inverse sign.*

COSTS AND EXPENSES

Operating Expenses	1Q24	Δ Distribution	Δ Transmission	Δ Renewables	Δ Others*	1Q25	Δ%	Δ
R\$ million								
(+) Personnel	310	14	(2)	7	3	332	7.1%	22
(+) Materials	41	11	(1)	(0)	0	51	25.1%	10
(+) Third Party Services	721	(60)	6	2	(11)	659	-8.6%	(62)
(+) Others	133	2	(1)	(42)	(3)	88	-33.3%	(44)
(=) Reported OPEX	1,204	(33)	3	(33)	(11)	1,130	-6.2%	(74)
Adjustments	(25)	-	-	-	-	3	-113.0%	28
Adjusted OPEX	1,179	(20)	(5)	(6)	(16)	1,133	-3.9%	(46)
(+) Total Provisions	286	(3)	-	-	19	282	5.7%	15
(+) CCC Subvention	14	(1)	-	-	-	13	-7.3%	(1)
(+) Other Operating Expenses (Revenue:	66	60	0	-	3	129	95.1%	63
(+) Depreciation and Amortization	513	83	1	19	4	619	20.8%	106
Total	2,063	106	3	(14)	14	2,172	5.3%	109
IPCA				5.48%				
IGPM				8.58%				

*Includes PPAs and Eliminations

Adjusted OPEX presented a reduction of 3.9% in comparison between quarters, from R\$1,179 million to R\$1,133 million.

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

- (i) Reduction of R\$ 20 million in the Distribution segment, reflecting the reduction in OPEX at Equatorial Goiás;
- (ii) Reduction of R\$ 16 million in Others, mainly explained by the variation in the Holding (long term incentives expenses) and Equatorial Serviços.

Explanations for the movements of each segment are explained in their respective sections in the document.

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	1Q25 Total
Operational Costs and Expenses	12	-	(27)	-	13	(3)
Personnel	9	-	-	-	13	22
Materials	2	-	-	-	-	2
Third Party Services	-	-	(27)	-	-	(27)
Others	-	-	-	-	-	-
Provisions	-	-	-	-	-	-
Costs and Expenses	12	-	(27)	-	13	(3)

Below is a breakdown of non-recurring effects:

Operating Costs and Expenses:

Personnel

- (i) Payment of bonus from recent acquisition (MA/PA/PI/AL & Holding) & severance of officers expenses.

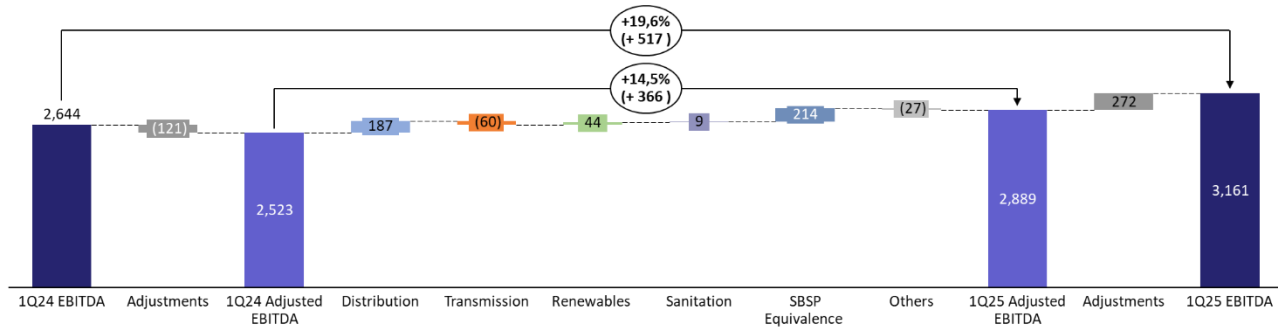
Material

- (ii) Acquisition of PPE and CPE materials aimed at primary production (PA).

Third Party Services

- (iii) O&M Expenses (Echo): reclassification of O&M expenses to costs. This effect is also present in the Gross Margin, in the same value and inverse sign.

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\$ 3,161 million in 1Q25, 19.6% higher than in 1Q24.

EBITDA adjusted for non-recurring and non-cash effects reached R\$ 2,889 million, 14.5% higher than the same period of the previous year, or R\$ 366 million higher, an increase explained by: (i) the effect of the equity method of SABESP, which added R\$ 214 million in the quarter, (ii) the increase in the distribution segment, which in the quarter had a variation of R\$ 187 million, and (iii) the increase in the renewables segment of R\$ 44 million.

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	1Q24	1Q25	Δ%	Δ
R\$ million				
EBITDA Equatorial IFRS	2,644	3,161	19.6%	517
EBITDA Adjustments	(121)	(272)	124.8%	(151)
Non Recurring Adjustments	117	156	33.4%	39
(-) IFRS 9 (Transmission)	(33)	(54)	65.2%	(21)
(-) VNR	(201)	(344)	71.2%	(143)
(-) MtM	(5)	(31)	521.5%	(26)
EBITDA Equatorial Adjusted	2,523	2,889	14.5%	366
Adjusted EBITDA Retroactive DG Effect	2,476	2,889	8.7%	211
Adjusted EBITDA Same Assets + DG Effect	2,424	2,635	16.7%	413

In the table above we also show two comparisons: the comparison of adjusted EBITDA with the retroactive effect of the recognition of distributed generation costs and the "same assets" view, adjusting the effects of INTESA, SPE 7, Echo Crescimento and Sabesp equivalence.

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

Non-Recurring	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	1Q25 Total
Gross Margin	18	-	27	-	-	45
Costs and Expenses	12	-	(27)	-	13	(3)
Isolated Systems	(12)	-	-	-	-	(12)
Other operational revenues/expenses	128	-	-	-	-	128
IFRS Adjustments (VNR/IFRS9/MtM)	(344)	(54)	-	-	(31)	(429)
PPAs	-	-	-	-	(2)	(2)
EBITDA Adjustments	(198)	(54)	-	-	(20)	(272)

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

FINANCIAL RESULT

Net Financial Result	1Q24	Δ Distribution	Δ Transmission	Δ Renewables	Δ Others	1Q25	Δ%	Δ
R\$ Million								
(+) Financial Income	295	111	11	7	(53)	372	25.8%	76
(+) Late Payment - Energy Sales	104	15	-	1	1	120	15.8%	16
(+) Debt charges	(1,308)	(371)	16	(91)	(27)	(1,781)	36.2%	(473)
(+) CVA Charges	(14)	5	-	-	-	(9)	-36.8%	5
(+) AVP - Commercial	24	(15)	-	-	-	9	-61.3%	(15)
(+) Contingencies	(79)	8	-	-	-	(71)	-10.3%	8
(+) Other Income/Expenses	(297)	(8)	1	(1)	211	(94)	-68.4%	203
Financial Result	(1,276)	(255)	28	(85)	132	(1,455)	14.0%	(179)
(-/+) Non-Recurring Effects	(62)					-		
(-/+) Non-Cash Effects	107					(55)		
Adjusted Financial Result	(1,231)					(1,509)	22.6%	(278)

In this quarter there were no non-recurring effects on the financial result, only the effect of the update of PN shares in Equatorial Distribuição, in the amount of + R\$ 54.7 million, reflected in the non-cash effects line.

On a consolidated basis, the Company's reported financial result reached negative R\$1,455 million against negative R\$1,276 million in 1Q24, while the financial result adjusted for non-recurring and non-cash effects in 1Q25 was negative R\$1,509 million, 22.6% higher compared to 1Q24. The worsening in the financial result of the quarter is mainly explained by the growth in gross debt between periods (+ R\$7.5 billion, 23.0% higher between periods).

NET REVENUE

On a consolidated basis, net income for the period was R\$706 million, while adjusted net income for the period was R\$411 million.

Consolidated Net Revenues	1T24	1T25	Δ%	Δ
Distribution	708	645	-9.0%	(63)
Transmission	94	103	9.1%	9
Intesa	3	-	-100.0%	(3)
Echoenergia	(34)	(26)	-21.7%	7
Echo Crescimento	1	(71)	-11515.2%	(72)
Serviços	11	0	-99.4%	(11)
CSA	(57)	(59)	3.4%	(2)
PPAs	28	20	-28.3%	(8)
Holding & Others	(175)	96	-154.5%	271
(=) Net Revenue	579	706	21.9%	127
Total Adjustments	(88)	(296)	235.7%	(208)
DisCos Adjustments	6	67	1034.1%	61
PPAs & Holding Adjustments	(28)	(8)	-73.0%	21
Preferred Shares Adjustments	107	(55)	-151.3%	(161)
IFRS Adjustments (VNR, IFRS and MtM)	(172)	(300)	73.9%	(127)
(=) Adjusted Net Revenue	491	411	-16.4%	(81)
(=) Net Revenue	579	706	21.9%	127
<i>(-) Minorities</i>	<i>(300)</i>	<i>(150)</i>	<i>-50.0%</i>	<i>150</i>
(=) Net Revenue Ex Minorities	279	556	99.0%	277

The company's minority interests are affected by the restatement of the preferred shares issued by Equatorial Distribuição and therefore do not reflect the economic interest held by Equatorial. For a more accurate view, Net Income Ex Minorities should consider: (i) the minority interests of the group's companies, which reached R\$ 55.9 million in the quarter, and (ii) the amount of restatement of preferred shares by CDI, which reached R\$ 113.1 million in the quarter. After making these adjustments, Net Income Ex Minorities would be R\$ 537.2 million.

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

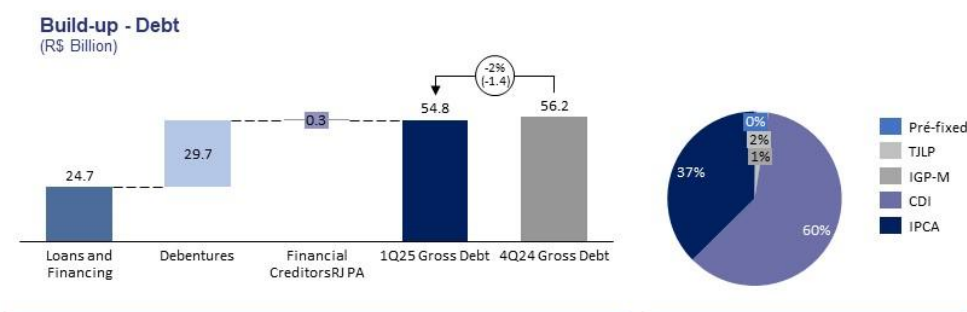
Below we present the non-recurring and non-cash effects that impacted the company's profit:

Non Recurring	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1Q25 Total
EBITDA Adjustments (Margin+Costs)	17	-	-	-	13	30
	-	-	-	-	-	-
Taxes	49	-	-	-	-	49
PPAs	-	-	-	-	(20)	(20)
Preferred Shares Adjustments - Non Cash	-	-	-	-	(55)	(55)
IFRS adjustments (VNR / IFRS 9 / MtM) net of tax	(227)	(53)	-	-	(21)	(300)
Total Adjustments Net Revenue	(160)	(53)	-	-	(83)	(296)

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

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\$54.8 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 build up net debt

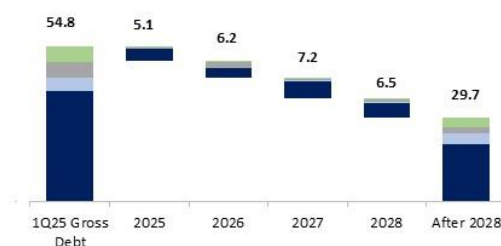
Build-up Covenants	
Gross Debt	54.8
(-) Covenants Adjustments	-0.5
(-) Availability	11.2
Net Debt	44.1
EBITDA Covenants	13.6
Net Debt / EBITDA	3.2

Deadline and Average Cost

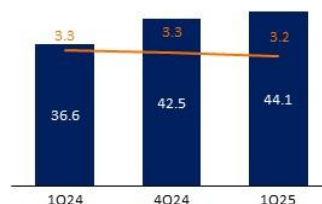
5.6 years / 11.69% p.A.

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

Amortization Schedule (R\$ Bi)



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



Net debt for covenant purposes reached R\$ 44.1 billion, implying a net debt/EBITDA ratio for covenant purposes of 3.2x. 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.

It is worth noting that, from a net debt perspective (excluding the company's cash from debt linked to the CDI), the CDI's share in the consolidated debt would be 49.8%.

The cash coverage in relation to the Company's short-term obligations was 1.4x in 1Q25.

It is worth noting that the reduction in gross debt between periods reflects the following prepayments: (i) R\$ 750 million from the 6th issue of Equatorial Pará, (ii) R\$ 312 million from the prepayment of the 9th issue of Equatorial Maranhão, and (iii) R\$ 1,500 million from the partial prepayment of the commercial note of Equatorial.

INVESTMENTS

Investments	1Q24	1Q25	Δ%	Δ
R\$ million				
Distribution	1,510	2,252	49%	742
Electrical Assets	1,245	1,806	45%	561
Special Obligations	192	318	65%	126
Non-Electrical Assets	73	129	77%	56
Transmission	8	7	-20%	-2
Renewables	183	8	-96%	-175
Operational Assets	14	3	-76%	-11
Projects in Development	169	5	-	-164
Sanitation	20	35	73%	15
Others	4	9	122%	5
Total Equatorial	1,725	2,311	34%	585

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

In 1Q25, consolidated investments totaled R\$ 2.3 billion, a volume 34% higher than that recorded in 1Q24.

The variation in investments between quarters reflects the increase in the volume invested in the distribution segment, especially in the electrical assets line, due to investments in expansion, quality and losses, 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 began 2025 with significant progress in its ESG agenda. The Company achieved a B rating from the CDP (Carbon Disclosure Project), reflecting consistent progress in identifying and disclosing climate risks and impacts and strengthening environmental governance. This performance demonstrates a more structured and proactive management in the face of climate change, with concrete actions aimed at mitigating risks and identifying opportunities. In recognition of this progress, the Group was listed again in the 2024/2025 portfolio of the Corporate Sustainability Index (ISE) of the Brazilian Stock Exchange, reaching 23rd position out of 82 listed companies.

Another important milestone was the announcement of a strategic partnership with the IFC (International Finance Corporation), which foresees an investment of up to US\$ 250 million, with US\$ 100 million earmarked for a green loan for Equatorial Alagoas. The funds will be used to modernize the energy distribution system, contributing to the expansion of Brazil's electrical infrastructure and boosting economic growth combined with sustainable development.

In the quarter, Grupo Equatorial recorded the consumption of 257,770 liters of ethanol in its administrative fleet, which represents an increase of 446% compared to the same period in 2024. This advance highlights the Company's commitment to using cleaner energy sources, strengthening the use of renewable fuels in its operations.

Find out more about our indicators, made available every quarter, on the table below.

ESG Indicators	Medida	1T24	1T25	Δ%
Environmental				
Consumption of Renewable Fuels in the Administrative Fleet	L	47,185	257,770	446.3%
SF6 Emission Intensity	tCO2eq/GWh	0.40	0.36	-10.1%
# of Connections in Remote Areas via SIGFI (Individual Electric Pow	#	3,462	2,196	-36.6%
Investments in R&D and Energy Efficiency in the Environment	R\$ mil	14,071	29,359	108.6%
Social				
% of Women in the Equatorial Group	%	36.2%	33.9%	-2.3p.p.
% of Women in Leadership Positions x Total Leaders	%	21.4%	22.3%	0.8p.p.
% of Blacks in Leadership Positions x Total Leaders	%	7.2%	6.8%	-0.4p.p.
% de Fornecedores Locais	%	45.9%	43.1%	-2.7p.p.
Social Investments	R\$ mil	9,833	270	-97.3%
TF Own	#	5	53	960.0%
TF Third Party Employees	#	799	320	-59.9%
Number of employee deaths (own + third parties)	#	1	1	0.0%
Número de Acidentes com a População	#	10	9	-10.0%
Number of Consumer Units (CUs) benefiting from the Social Electric	# mil	4,233	4,351	2.8%
Governance				
% of Independent Directors ¹	%	100.0%	86.0%	-14p.p.
% of Women on the Board	%	14.0%	14.0%	0.0%
% of Employees Trained on the Integrity Track	%	55.8%	97.9%	75.5%
Cases Registered on the Ethics Channel	#	166	168	1.2%

1 - Considers current composition

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

DISTRIBUTION**COMMERCIAL PERFORMANCE**

		1Q24								1Q25							
	Measurement	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
SIN Injected Energy	GWh	2,316	3,471	1,211	1,463	2,834	468	4,476	16,239	2,259	3,366	1,157	1,375	3,037	418	4,370	15,982
Isolated Systems	GWh	0	62	-	-	-	13	-	75	0	69	-	-	-	13	-	83
Distributed Generation Injected Ene	GWh	140	197	146	112	121	13	383	1,111	205	299	217	180	161	24	550	1,636
Energia injetada Total	GWh	2,456	3,730	1,357	1,575	2,954	494	4,859	17,425	2,464	3,735	1,374	1,555	3,197	455	4,921	17,701
Total Var. %	%									0.3%	0.1%	1.2%	-1.3%	8.2%	-7.8%	1.3%	1.6%
Residencial - conventional	GWh	693	753	305	327	891	99	1,385	4,454	688	711	301	318	957	101	1,385	4,460
Residencial - low income	GWh	422	447	205	179	127	86	248	1,714	422	428	199	193	153	79	264	1,738
Industrial	GWh	31	74	17	23	49	7	86	288	27	53	13	17	39	8	66	223
Commercial	GWh	146	314	125	135	421	61	432	1,633	126	261	106	118	394	48	389	1,442
Others	GWh	360	376	202	240	396	40	726	2,340	354	359	205	180	382	38	650	2,169
Captive Consumers	GWh	1,652	1,964	854	906	1,884	293	2,877	10,428	1,616	1,812	824	826	1,925	275	2,754	10,033
Industrial	GWh	111	354	32	170	271	2	908	1,848	107	353	38	181	288	4	975	1,945
Commercial	GWh	127	210	62	85	250	13	188	935	142	246	72	98	299	19	247	1,123
Others	GWh	7	32	18	5	32	4	36	133	9	34	20	46	79	4	47	239
Free Consumers	GWh	245	596	112	260	552	19	1,132	2,916	257	633	130	325	665	27	1,270	3,307
Connection - Others DisCos	GWh	2	4	43	5	17	0	6	77	4	8	44	3	23	0	3	85
Billed Energy	GWh	1,899	2,563	1,009	1,171	2,453	312	4,014	13,421	1,878	2,453	998	1,154	2,613	302	4,027	13,425
Var. %	%									-1.1%	-4.3%	-1.1%	-1.4%	6.5%	-3.2%	0.3%	0.0%
SCEE - GD II and III	GWh	19	-	22	19	5	-	42	107	54	104	57	43	30	4	130	422
Billed Energy	GWh	1,918	2,563	1,031	1,190	2,458	312	4,057	13,528	1,931	2,557	1,055	1,197	2,643	306	4,157	13,847
Var. %	%									0.7%	-0.3%	2.4%	0.6%	7.5%	-1.9%	2.5%	2.4%
SCEE - GDI	GWh	101	168	100	69	99	11	278	825	114	133	109	85	98	16	297	852
Distributed Energy	GWh	2,019	2,731	1,130	1,259	2,557	323	4,334	14,353	2,045	2,689	1,165	1,282	2,741	323	4,454	14,699
Var. %	%									1.3%	-1.5%	3.1%	1.8%	7.2%	-0.1%	2.8%	2.4%
# Numbers Of Consumers	MIL	2,744	3,002	1,512	1,361	1,933	224	3,371	14,149	2,799	3,045	1,547	1,398	1,971	264	3,453	14,477
Var. %	%									2.0%	1.4%	2.3%	2.7%	1.9%	17.7%	2.4%	2.3%
Total Losses	GWh	437	999	227	316	398	171	525	3,072	419	1,046	209	273	456	133	466	3,002
Var. %	%									-4.1%	4.6%	-8.0%	-13.6%	14.7%	-22.3%	-11.1%	-2.3%

LOSSES (12 months)

DisCos	1Q24	4Q24	1Q25	Regulatory 1Q25 LTM	Δ 1Q24	Δ 4Q24	Δ Regulatory	Homologated Regulatory 1 T25
Consolidated	18.2%	17.5%	17.4%	18.3%	-0.8%	-0.2%	-0.9%	18.4%
Equatorial Maranhão	18.2%	17.9%	17.7%	17.4%	-0.5%	-0.2%	0.2%	17.5%
Equatorial Pará	27.2%	28.2%	28.5%	28.4%	1.3%	0.3%	0.1%	28.5%
Equatorial Piauí	18.1%	17.4%	17.1%	19.6%	-1.0%	-0.4%	-2.5%	19.5%
Equatorial Alagoas	18.6%	16.9%	16.2%	18.1%	-2.4%	-0.7%	-1.8%	17.8%
CEEE-D	12.4%	12.3%	12.6%	11.3%	0.1%	0.3%	1.2%	11.4%
CEA ¹	39.2%	33.5%	32.3%	33.6%	-6.9%	-1.2%	-1.3%	33.7%
Equatorial Goiás	11.7%	9.9%	9.6%	12.4%	-2.1%	-0.3%	-2.8%	12.5%

¹ Regarding 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 2025, with and without adjustments resulting from involuntary over-contracting.

2025	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% of contraction	104.50%	103.19%	103.40%	110.42%	100.99%	110.52%	104.57%
% disconsidering involuntary	104.50%	103.19%	103.40%	109.34%	100.99%	101.92%	104.57%

PDA and COLLECTION - QUARTER

PDA / GOR ¹	1Q24	1Q25	Δ	Collection Index	1Q24	1Q25	Δ
Equatorial Maranhão	2.02%	1.68%	-0.34 p.p.	Equatorial Maranhão	95.44%	97.69%	2.25 p.p.
Equatorial Pará	2.49%	2.21%	-0.29 p.p.	Equatorial Pará	95.98%	96.67%	0.69 p.p.
Equatorial Piauí	2.17%	2.66%	0.49 p.p.	Equatorial Piauí	96.65%	99.27%	2.62 p.p.
Equatorial Alagoas	1.34%	1.83%	0.48 p.p.	Equatorial Alagoas	97.38%	98.95%	1.57 p.p.
CEEE-D	2.28%	1.87%	-0.41 p.p.	CEEE-D	95.36%	94.71%	-0.65 p.p.
CEA	3.41%	2.94%	-0.47 p.p.	CEA	99.18%	93.30%	-5.88 p.p.
Equatorial Goiás	0.37%	0.58%	0.21 p.p.	Equatorial Goiás	98.16%	100.58%	2.42 p.p.
Consolidated	1.72%	1.66%	-0.07 p.p.	Consolidated	96.62%	97.85%	1.23 p.p.

¹ Does not consider construction revenues.

On a consolidated basis, the group's PDA reached 1.66% of the GORO against 1.72% in 1Q24. The quarter saw reductions in the indicator in all companies, except for the concessions in Piauí, where the worsening is a reflection of the aging of government invoices, and Alagoas, which was impacted by the slippage of invoices of the 4Q24 and the greater aging of the residential, rural and government classes.

Observing the Collection for the quarter, the specific worsening in CEEE-D reflects the mobilization of collection teams for emergency service, while the worsening in CEA reflects the suspension of collection due to the change in the commercial system that occurred in 1Q25, in addition to the postponement of payments of the public power class.

The companies' revenues ended the quarter at a consolidated level of 97.9%, with a highlight on the revenue level of Equatorial Goiás (100.6%).

OPERATIONAL PERFORMANCE**DEC and FEC (12 months)**

DisCos	1Q24	4Q24	1Q25	Regulatory	Δ 1Q24	Δ 4Q24	Δ Regulatory
DEC							
Equatorial Maranhão	13.8	13.4	12.5	13.8	-1.3	-0.9	-1.3
Equatorial Pará	17.1	19.4	18.9	21.5	1.8	-0.5	-2.6
Equatorial Piauí	23.4	21.0	18.1	19.2	-5.4	-3.0	-1.1
Equatorial Alagoas	17.3	19.9	17.9	14.8	0.5	-2.0	3.0
CEEE-D	18.9	18.8	15.7	8.2	-3.2	-3.1	7.5
CEA	31.4	34.5	33.5	46.0	2.1	-1.0	-12.5
Equatorial Goiás	20.7	15.9	14.9	11.2	-5.8	-1.0	3.7
FEC							
Equatorial Maranhão	6.1	5.8	5.3	7.9	-0.8	-0.6	-2.6
Equatorial Pará	8.0	8.0	7.6	15.8	-0.4	-0.4	-8.2
Equatorial Piauí	8.7	7.2	6.4	12.2	-2.3	-0.8	-5.8
Equatorial Alagoas	7.1	6.6	6.1	11.8	-0.9	-0.5	-5.7
CEEE-D	7.7	7.3	6.3	5.8	-1.4	-1.0	0.5
CEA	14.1	14.4	14.2	30.7	0.1	-0.3	-16.6
Equatorial Goiás	10.4	7.6	7.1	7.4	-3.3	-0.5	-0.3

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

In this quarter, we highlight the reduction of the DEC in all the group's distributors compared to 4Q24 and the alignment, for the first time since the acquisition of Equatorial Piauí, of the DEC within the regulatory limit.

The largest variations in DEC vs 4Q24 were in our concessions in Rio Grande do Sul, Piauí, Alagoas, Amapá and Goiás at -3.1h, -3.0h and -2.0h, -1.0h and -1.0h, respectively. In the comparison with 1Q24, we highlight the reductions in Equatorial Goiás (-5.8h), Equatorial Piauí (-5.4h), CEEE-D (-3.2h) and Equatorial Maranhão (-1.3h).

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

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

² Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor - indicates the average duration of interruptions, in hours per customer per period

³ Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor - indicates the frequency of supply interruptions, in number of interruptions per customer per period

FINANCIAL PERFORMANCE

GROSS MARGIN

Operating Revenues	1T24								1T25								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
(+) Gross Supply Revenues	1,376	2,208	847	872	1,477	248	2,401	9,428	1,327	1,972	794	810	1,564	264	2,495	9,226	-2%
Unbilled Income	8	(6)	(6)	19	55	1	25	95	(25)	(24)	(12)	7	84	(4)	65	92	-3%
(+) Demand Excess / Reactive Surplus	(4)	(12)	(4)	(5)	(9)	(1)	(15)	(49)	(5)	(11)	(3)	(4)	(10)	(1)	(17)	(51)	4%
(+) Other Revenues (R\$ MM)	285	568	146	186	282	27	470	1,962	348	689	169	205	354	69	583	2,417	23%
Low Income Subsidy	92	120	56	50	16	10	44	388	92	118	53	52	19	11	48	395	2%
CDE Subvention	31	140	17	38	46	3	89	364	54	206	44	53	55	31	148	590	62%
CDE Distributed Generation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
Grid Usage	53	135	35	67	152	9	236	687	55	149	37	71	193	15	275	796	16%
Financial Asset Update	61	101	3	4	10	0	22	201	101	152	6	5	38	3	39	344	71%
Tariff Flag	6	7	3	3	6	1	-	26	7	9	4	4	7	4	-	34	31%
Late Payment Fine	16	24	9	8	8	(0)	23	88	16	24	10	8	9	3	24	93	6%
(+) Other Operating Revenues / Expenses	27	41	23	17	44	3	54	209	23	31	16	12	33	3	49	166	-20%
Mutual Use	14	21	7	6	26	2	27	103	13	20	8	6	25	2	33	107	4%
(+) Supply (R\$ MM)	0	1	5	2	10	6	39	63	12	20	6	8	23	17	40	127	102%
(+) Parcel A Revenues (R\$ MM)	0	(76)	13	(87)	(11)	53	201	93	71	26	37	(75)	(67)	55	247	295	216%
(+) Construction Revenues	220	521	132	99	127	88	352	1,539	307	720	190	160	308	82	486	2,252	46%
(=) Gross Operating Revenues	1,877	3,209	1,138	1,068	1,876	420	3,447	13,036	2,060	3,416	1,193	1,103	2,172	486	3,834	14,265	9%
Deductions from Operating Revenues	(527)	(815)	(340)	(347)	(596)	(112)	(1,128)	(3,863)	(528)	(721)	(315)	(290)	(610)	(104)	(1,105)	(3,674)	-5%
PIS and COFINS	(408)	(633)	(257)	(232)	(361)	(68)	(653)	(2,612)	(414)	(562)	(247)	(231)	(382)	(85)	(664)	(2,584)	-1%
Quality Indicator Compensations	(7)	(10)	(7)	(5)	(24)	(2)	(88)	(143)	(8)	(14)	(11)	(1)	(22)	(2)	(55)	(112)	-21%
Consumer Charges	(112)	(172)	(76)	(109)	(211)	(42)	(386)	(1,109)	(107)	(146)	(57)	(58)	(205)	(18)	(387)	(977)	-12%
(=) Net Operating Revenues	1,351	2,394	798	721	1,280	309	2,320	9,173	1,532	2,695	879	813	1,562	382	2,729	10,592	15%
(-) Construction Revenues	(220)	(521)	(132)	(99)	(127)	(88)	(352)	(1,539)	(307)	(720)	(190)	(160)	(308)	(82)	(486)	(2,252)	46%
(=) Net Operating Revenues w/o Construction	1,131	1,874	666	622	1,153	221	1,968	7,635	1,226	1,975	688	653	1,254	300	2,243	8,340	9%
(-) Energy Purchase and Transmission	(573)	(867)	(334)	(327)	(733)	(120)	(1,102)	(4,055)	(625)	(937)	(350)	(370)	(769)	(145)	(1,217)	(4,414)	9%
(=) Gross Margin	558	1,007	333	296	420	101	866	3,580	600	1,038	338	283	485	155	1,026	3,926	10%
(+) Non Recurring Adjustments	-	-	-	-	-	12	34	46	-	-	-	18	-	-	-	18	-62%
(-) VNR	(61)	(101)	(3)	(4)	(10)	(0)	(22)	(201)	(101)	(152)	(6)	(5)	(38)	(3)	(39)	(344)	71%
(=) Adjusted Gross Margin (ex-VNR)	497	906	330	292	409	112	878	3,425	499	886	333	296	447	152	986	3,600	5%
Δ% Adjusted Gross Margin																	
	0.5%	-2.2%	0.9%	1.4%	9.2%	35.6%	12.3%	5.1%									

In 1Q25, the adjusted Gross Margin of ex-VNR distributors reached R\$3.6 billion, 5% higher than the same period of the previous year, or R\$ 174.5 million.

OPERATING EXPENSES AND OPEX/CONSUMER

Operating Expenses	1Q24								1Q25								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
Personnel	45	48	17	15	30	10	80	224	64	52	16	26	29	10	40	238	6%
Material	5	5	2	2	2	0	17	33	5	9	3	5	3	3	17	45	34%
Third Party Services	124	112	72	52	108	25	253	746	105	118	71	40	112	22	218	686	-8%
Others	6	7	3	2	9	0	20	46	9	8	4	3	8	1	15	47	4%
OPEX	178	171	93	71	149	36	350	1,049	182	188	94	75	151	36	290	1,016	-3%
Others Adjustments	(3)	-	(2)	-	(13)	-	(6)	(25)	(4)	(6)	(1)	(1)	-	-	-	(12)	-53%
Adjusted OPEX	175	171	91	71	136	36	344	1,024	178	182	93	74	151	36	290	1,004	-2%
PDA	34	67	22	13	40	11	11	198	30	59	27	17	35	12	19	199	1%
% GOR (w/o Construction Revenues)	2.0%	2.5%	2.2%	1.3%	2.3%	3.4%	0.4%	1.7%	1.7%	2.2%	2.7%	1.8%	1.9%	2.0%	0.6%	1.7%	
Provision for Contingencies	4	5	1	3	21	1	13	48	3	5	2	3	15	0	17	46	-4%
FUNAC Provisions	-	-	-	-	-	-	34	34	-	-	-	-	-	-	31	31	-8%
Provisions	38	72	23	16	61	12	59	280	33	64	28	21	50	12	68	277	-1%
CCC Subvention	-	13	-	-	-	1	-	14	(13)	22	-	-	-	3	-	13	-7%
Other Operating Expenses (Revenues)	17	14	14	6	19	(3)	1	68	31	17	8	6	(14)	1	78	128	88%
Depreciation and Amortization	70	115	38	32	35	10	154	454	97	112	49	36	46	15	182	536	18%
Manageable Expenses	303	385	168	125	264	56	564	1,864	330	404	179	137	234	68	618	1,970	6%
Adjusted OPEX/Consumer (12m)	248	234	244	207	302	604	348	278	255	236	247	213	298	526	347	279	
Δ % OPEX by consumer									2.7%	0.7%	1.1%	2.8%	-1.3%	-13.0%	-0.2%	0.4%	

MARANHÃO

In the comparison between quarters, the Adjusted OPEX/Consumer, in the 12-month view, grew 2.7%, totaling R\$ 255. The adjusted OPEX for the period totaled R\$178 million, in line with the same period of the previous year.

Expected Losses on Doubtful Loans (**PDA**) reached R\$ 30 million in 1Q25, a reduction of 12% vs 1Q24 and representing 1.7% of the GOR.

PARÁ

In 1Q25, Adjusted OPEX/Consumer (12 months) recorded R\$ 236, in line with 1Q24, while adjusted OPEX reached R\$182 million, approximately 6.3% above 1Q24.

The increase in the **Third Party Services** line is a result of the increase in collection services and customer service in the quarter.

In 1Q25, **PDA** reached R\$59 million, 11.2% below 1Q24, representing 2.2% of the GOR.

PIAUI

Adjusted OPEX/Consumer (12 months) was R\$ 247, an increase of 1.2% compared to 1Q24. Adjusted OPEX for the quarter increased by 2.3%, or R\$ 2 million, when compared to the same period last year.

The **PDA** for the quarter was R\$ 27 million, 2.7% of the ROB, a value impacted by the aging of the debt with the government.

ALAGOAS

Adjusted OPEX/Consumer (12 months) recorded R\$ 213, 2.8% higher than 4Q24, while adjusted OPEX showed an increase of 4.3%, or R\$ 3 million, a value below inflation for the period.

Despite the small variation between quarters, it is possible to note a migration of expenses from the Third Party Services line to the **Personnel** line, reflecting the primarization process carried out in the concession.

In Alagoas, Expected Losses for Doubtful Loans (**PDA**) for the quarter reached R\$ 17 million, 1.8% of the GOR.

CEEE-D

The Adjusted OPEX/Consumer (12 months) recorded R\$ 298, a reduction of 1.3%. The adjusted OPEX for the period showed an increase of 11.0%.

The increase in OPEX during the period comes mainly from the **Third Party Services** line and is mainly due to the additional mobilization of teams for on-call and emergencies, in addition to the greater amount of services aimed at strip cleaning and pruning.

The **PDA/GOR** for the period reached 1.9%, or R\$ 35 million.

CEA

Adjusted PMSO/Consumer (12 months) was R\$526, 13.0% lower than the same period last year, reflecting the larger customer base in the quarter. CEA's adjusted PMSO was R\$36 million, in line with 1Q24.

In 1Q24, **PDA** reached R\$12 million and represents 2.9% of the GOR.

GOIÁS

Adjusted OPEX/Consumer (12 months) was R\$ 347 million in 1Q25, 0.2% lower than in 1Q24. Adjusted OPEX was R\$ 290 million, 15.7% lower than in 1Q24.

The reduction in PMSO occurs in two lines: (i) In the **Personnel** line (R\$ 20 million), where the variation is directly impacted by the reduction in the company's average salary between periods, in addition to the lower amount of payments related to hazardous work and overtime in the period, and (ii) In the **Third-Party Services** (R\$ 36 million), where the reduction is a reflection of the lower amount of occurrences in the quarter, in addition to the renegotiation of contract prices with outsourced teams.

In 1Q25, **PDA** recorded a negative R\$ 19 million, or 0.6% of the GOR.

EBITDA

EBITDA	1Q24								1Q25								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Net Income	155	430	65	106	33	(22)	(59)	708	142	393	47	56	(3)	8	2	645	-9.0%
(+) Income Tax / Social Contribution	38	95	10	17	(49)	(0)	(19)	91	35	93	7	28	-	2	(25)	140	53.8%
(+) Net Financial Result	62	97	90	49	172	67	379	916	93	147	106	62	255	77	431	1,171	27.8%
(+) Depreciation & Amortization	70	115	38	32	35	10	154	454	97	112	49	36	46	15	182	536	18.3%
(=) EBITDA IFRS (CVM)*	325	737	203	203	191	55	456	2,169	367	746	208	182	297	102	590	2,492	15%
Total Adjustments	(41)	(87)	13	3	22	9	20	(62)	(78)	(128)	4	19	(52)	(1)	38	(198)	221.2%
(+) Other Operating Revenues / Expenses	17	14	14	6	19	(3)	1	68	31	17	8	6	(14)	1	78	128	87.5%
(+) Gross Margin Impacts	-	-	-	-	-	12	34	46	-	-	-	18	-	-	-	18	-81.6%
(+) Isolated Systems	-	-	-	-	-	-	-	-	(12)	-	-	-	-	-	-	(12)	N/A
(+) OPEX Adjustments	3	-	2	-	13	-	6	25	4	6	1	1	-	-	-	12	-53.3%
(+) Provisions Adjustments	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
(+) VNR	(61)	(101)	(3)	(4)	(10)	(0)	(22)	(201)	(101)	(152)	(6)	(5)	(38)	(3)	(39)	(344)	71.2%
Adjusted IFRS EBITDA	284	650	216	205	212	64	476	2,107	289	617	212	202	245	101	628	2,294	9%

MARANHÃO

In 1Q25, EBITDA adjusted for VNR and non-recurring effects reached R\$289 million, 1.8% higher than 1Q24, or R\$ 5.0 million.

The adjusted gross margin for the quarter grew by R\$2.3 million and was partially offset by the variation in the adjusted OPEX for the period (- R\$1.6 million).

Provisions and contingencies showed an improvement of R\$ 4.8 million in the period.

PARÁ

Adjusted EBITDA for VNR and non-recurring effects from Pará reached R\$ 617 million, a reduction of 5.1%, or R\$33.0 million.

Gross margin for the period fell by R\$ 20.4 million, because of the billed market reduction (R\$ 46 million) and increased losses (R\$17 million), effects partially offset by the positive variation in the parcel-b tariff (R\$ 54 million). Adjusted OPEX for the period fell by R\$ 11.1 million.

The provisions line for the period showed an improvement of R\$ 7.5 million between quarters, a value offset by the increase in expenses with isolated systems of R\$ 9.4 million in the period.

PIAUI

In Piauí, EBITDA adjusted for non-recurring and non-cash effects reached R\$ 212 million, 2.2% lower, or R\$ 4.7 million, when compared to the same period of the previous year.

Gross margin, OPEX and contingencies lines varied by R\$ 2.8 million, -R\$2.1 million and -R\$5.4 million, respectively.

ALAGOAS

Adjusted EBITDA for VNR and non-recurring effects from Alagoas reached R\$ 202 million, in line with the same period of the previous year.

CEEE-D

EBITDA adjusted for non-recurring effects and VNR for Rio Grande do Sul reached R\$ 245 million in the quarter, 15.5% higher than 1Q24, or R\$ 33.0 million.

CEEE-D's gross margin grew by R\$ 37.5 million, due to the strong market growth in 1Q25.

The OPEX for the period showed an increase of R\$ 14.9 million, while provisions and contingencies for the period showed an improvement of R\$ 10.4 million.

CEA

Adjusted EBITDA reached R\$ 101 million, 57.9% higher than the same period of the previous year, or R\$ 36.8 million.

CEA's gross margin grew by R\$ 39.9 million, mainly reflecting the significant improvement in losses between periods.

Increases in the OPEX, provisions and contingencies and isolated systems expenses lines were R\$ 0.4 million, R\$ 0.2 million and R\$ 2.4 million, respectively.

GOIÁS

EBITDA adjusted for non-recurring effects and VNR of Equatorial Goiás reached R\$ 628.4 million, 32.2% higher than the same period of the previous year.

The increase in the margin (R\$ 108.2 million) mainly reflects the improvement in losses in the period. The adjusted OPEX for the period showed an improvement of R\$ 53.8 million and the PDA and provisions decreased by R\$ 9.2 million.

NON-RECURRING EFFECTS – EBITDA

Non Recurring	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	1Q25 Total
Operational Revenue	-	-	-	-	-	-	-	-
Revenue Deductions	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Operating Revenue	-	-	-	-	-	-	-	-
Costs	-	-	-	18	-	-	-	18
Retroactive Entries	-	-	-	18	-	-	-	18
Gross Margin	-	-	-	18	-	-	-	18
Operational Costs and Expenses	4	6	1	1	-	-	-	12
Personnel	4	4	1	1	-	-	-	9
Materials	-	2	-	-	-	-	-	2
Third Party Services	-	-	-	-	-	-	-	-
Others	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisions	-	-	-	-	-	-	-	-
Costs and Expenses	4	6	1	1	-	-	-	12
Isolated Systems	(12)	-	-	-	-	-	-	(12)
Other operational revenues/expenses	31	17	8	6	(14)	1	78	128
VNR	(101)	(152)	(6)	(5)	(38)	(3)	(39)	(344)
EBITDA Adjustments	(78)	(128)	4	19	(52)	(1)	38	(198)

FINANCIAL RESULT

Financial Result, net	1Q24								1Q25								Δ%
RS million	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Financial Income	23	35	20	7	32	10	23	151	44	92	23	24	24	23	32	262	73.6%
(+) Fines and Interest on Overdue Bills	19	34	11	7	14	3	16	104	19	36	13	10	23	2	15	118	14.2%
(+) Swap Operations	(86)	(154)	(105)	(52)	(138)	(64)	(324)	(925)	(135)	(247)	(127)	(77)	(189)	(95)	(426)	(1,296)	40.1%
(+) Foreign Exchange on Debt	(8)	(0)	(3)	1	17	0	(21)	(14)	(7)	(4)	0	(3)	5	5	(5)	(9)	-36.8%
(+) Foreign Exchange on Debt - Jud Recovery	1	9	1	2	6	3	1	24	0	0	1	1	3	6	(2)	9	-61.3%
(+) Interest and Fees on Debt	(2)	(4)	(4)	(5)	(38)	(4)	(22)	(79)	(3)	(3)	(0)	(4)	(32)	(2)	(26)	(71)	-10.3%
(+) Monetary and Exchange Variations	(9)	(16)	(11)	(8)	(65)	(15)	(52)	(176)	(11)	(22)	(16)	(13)	(89)	(15)	(19)	(184)	4.7%
(+) CVA Charges	(62)	(97)	(90)	(49)	(172)	(67)	(379)	(916)	(93)	(147)	(106)	(62)	(255)	(77)	(431)	(1,171)	28%
(+) Interest on Debt	-	-	-	-	(72)	-	9	(62)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100.0%
(+) Present Value Adjustment on Debt	(62)	(97)	(90)	(49)	(244)	(67)	(370)	(979)	(93)	(147)	(106)	(62)	(255)	(77)	(431)	(1,171)	20%

Δ%

-49.9% 51.6% 17.7% 27.6% 4.6% 15.3% 16.3% 19.6%

NET INCOME

Net Income	1Q24								1Q25								Δ%
RS million	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Net Income	155	430	65	106	33	(22)	(59)	708	142	393	47	56	(3)	8	2	645	-9%
(+) EBITDA Adjustments (Net of Taxes)	3	-	2	-	13	12	41	71	(8)	6	1	18	-	-	-	17	-75.5%
(+) IR and CSLL Effect	(1)	-	(1)	-	20	(4)	(17)	(2)	16	19	(0)	14	-	-	-	49	-2127.8%
(+) Financial Results Adjustments	-	-	-	-	(72)	-	9	(62)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100.0%
(+) Net VNR from IR and CSLL	(40)	(67)	(2)	(2)	(7)	(0)	(15)	(132)	(67)	(100)	(4)	(3)	(25)	(2)	(26)	(227)	71.2%
(-) Adjusted Net Income	118	363	65	103	(13)	(14)	(41)	582	84	318	44	85	(29)	6	(24)	485	-17%

Δ%

-29.0% -12.5% -32.0% -17.6% 124.7% -141.4% -41.8% -16.7%

INVESTMENTS

Investment on Distribution	1Q24								1Q25								Δ%
RS million	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
Electrical Assets	207	350	104	90	114	57	323	1,245	275	433	161	151	287	51	448	1,806	45.0%
Special Obligations	6	160	23	1	3	28	-	192	11	253	19	2	-	24	8	318	65.4%
Non-Electrical Assets	8	10	5	8	10	3	29	73	20	34	11	7	21	7	30	129	76.6%
Total	220	521	132	99	127	88	323	1,510	307	720	190	160	308	82	486	2,252	49%

Δ%

39.3% 38.2% 44.2% 61.2% 142.7% -6.7% 50.2% 49.1%

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

TRANSMISSION**FINANCIAL PERFORMANCE**^{*4}

Financial Statement - R\$ million	1Q24	1Q25	Δ%	Δ
Net Revenues	303	265	-12.5%	(38)
OPEX	(18)	(18)	0.7%	(0)
Regulatory EBITDA	285	247	-13.3%	(38)
EBITDA Margin	94.0%	93.1%	-1.0%	N/A
Depreciation / Amortization	(110)	(107)	-2.6%	3
EBIT	175	140	-20.0%	(35)
Financial Results	175	140	-20.0%	(35)
Taxes	(109)	(81)	-25.9%	28
Net Revenues	240	199	-17.4%	(42)
Debt	1Q24	1Q25	Δ%	Δ
Debt Volume (Loans + Debentures)	5,865	4,961	-15.4%	(904)
Net Debt	4,687	3,471	-25.9%	(1,216)
Cash and Cash Equivalents	1,178	1,490	26.5%	312

**Subtracted from Construction Revenues*

***Regulatory informations not revised by independent auditors*

The regulatory result for 1Q25 brought net revenue of R\$ 264.9 million, a reduction of 12.5% compared to 1Q24, due to the sale of SPE 7.

Operating costs and expenses totaled R\$ 18.2 million, in line with the same period of the previous year.

Regulatory EBITDA reached R\$ 246.7 million, with an EBITDA margin of 93.1%.

It is worth noting that, in a same-assets view (excluding SPE 7 from 1Q24), EBITDA for 1Q24 would be R\$ 256.6 million, and the variation in EBITDA between quarters would be -3.9%, reflecting the higher variable portion in the quarter.

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

Income Statement (R\$ '000)	1Q24 Regulatory	Adjustments	1T24 IFRS	1Q25 Regulatory	Adjustments	1Q25 IFRS
Operating Revenues	337,095	(310,778)	383,881	295,017	60,473	355,490
Energy Transmission	337,095	-	337,095	295,017	-	295,017
Maintenance and Operation Reven	-	20,220	20,220	-	30,409	30,409
Construction Revenues	-	6,097	6,097	-	-	-
Financial Revenues - IRR Update	-	-	-	-	-	-
Contract Asset Update	-	-	357,564	-	325,081	325,081
Deductions from Operating Revenues	(34,464)	(564)	(35,028)	(30,126)	0	(30,125)
Net Operating Revenues	302,631	46,222	348,853	264,891	60,473	325,364
Operational Gross Margin	302,631	46,222	348,853	264,891	60,473	325,364
Operating Expenses	(18,028)	(8,234)	(26,262)	(18,159)	(6,566)	(24,724)
Personnel	(8,953)	0	(8,952)	(7,742)	0	(7,742)
Material	(377)	52	(325)	(157)	0	(157)
Third Party Services	(7,432)	(56)	(7,488)	(9,495)	(6,547)	(16,042)
Provisions	-	(8,249)	(8,249)	-	-	-
Other	(1,267)	55	(1,212)	(764)	(0)	(764)
Provisions	-	(36)	(36.22)	-	-	-
Other non operational expenses	-	-	-	-	(19)	(19)
EBITDA	284,603	37,988	322,591	246,733	53,907	300,640
Depreciation and Amortization	(109,905)	38,570	71,336	(106,994)	35,143	(71,851)
Equivalence	-	-	-	-	-	(1,169)
Operating Income	174,697	76,558	251,255	139,738	89,050	227,620
Net Financial Results	(108,987)	0	(108,987)	(80,789)	(0)	(80,789)
Financial Revenues	53,329	0	53,329	59,838	4	59,842
Financial Expenses	(162,316)	0	162,316	(140,627)	(4)	(140,631)
Income Before Taxes	65,710	76,558	142,268	58,949	87,881	146,831
Social Contribution	(50,451)	12,368	38,083	(8,984)	(31,981)	(40,965)
Income Tax	-	28,666	28,666	-	31,981	31,981
Deferred Taxes	41,035	(79,901)	38,866	-	(35,340)	(35,340)
Net Income	56,294	37,691	93,985	49,965	52,542	102,507

RENEWABLES

OPERATIONAL PERFORMANCE

GENERATION

Operational Data	1Q24	1Q25	Δ%	1Q24 Ex Curtailment	1Q25 Ex Curtailment	Δ% Ex Curtailment
Net Energy Generated (GWh)*	818.5	1,169.0	42.8%	841.1	1,338.6	59.2%
Net Energy Generated (GWh) - LTM*	4,129.6	4,913.2	19.0%	4,555.6	6,225.6	36.7%
Adjusted Technical Availability ¹ (12 months)**	96.0%	95.4%	-0.6 p.p.	96.0%	95.4%	-0.6 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

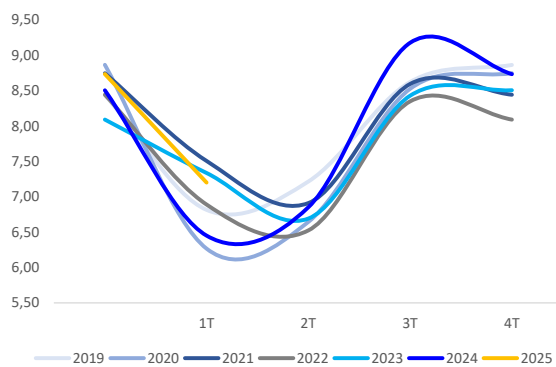
The operational information was disclosed in the company's operational release. To access the document, [click here](#).

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

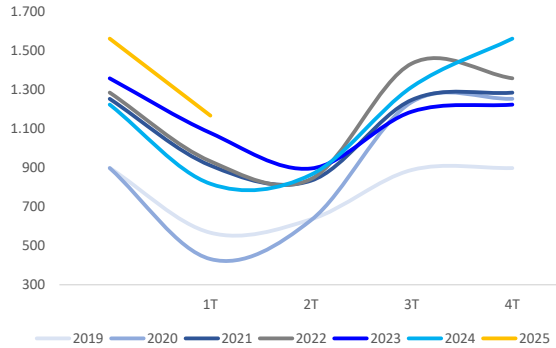
Eolic Complexes	Generation (GWh)				Wind (m/s)			
	1Q24	1Q25	Δ%	Δ	1Q24	1Q25	Δ%	Δ
Ventos de Tianguá	117.4	101.4	-13.6%	-16.0	6.8	7.3	7.5%	0.5
Serra do Mel 1 e 2	299.9	384.8	28.3%	84.9	6.2	7.0	12.5%	0.8
Echo 1, 2, 4 e 5	207.6	256.0	23.3%	48.4	6.4	7.5	16.2%	1.0
Ventos de São Clemente	193.6	179.1	-7.5%	-14.5	6.8	7.2	6.0%	0.4
Eolic Portfolio	818.5	921.3	12.6%	102.8	6.5	7.2	11.7%	0.8

Solar Complexes	Generation (GWh)				Average Irradiance (W/m ²)			
	1Q24	1Q25	Δ%	Δ	1Q24	1Q25	Δ%	Δ
Ribeiro Gonçalves	-	71.7	-	-	-	227.5	-	-
Barreiras	-	176.0	-	-	-	296.4	-	-
Solar Portfolio	-	247.7	-	-	-	269.6	-	-

AVERAGE WIND – AVERAGE WIND - WIND PORTFOLIO (m/s)
(GWh)

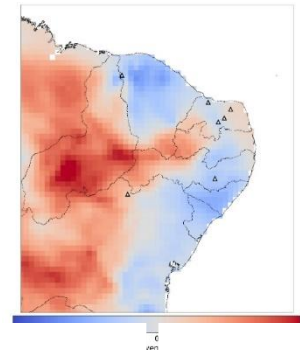


TOTAL GENERATION - WIND PORTFOLIO



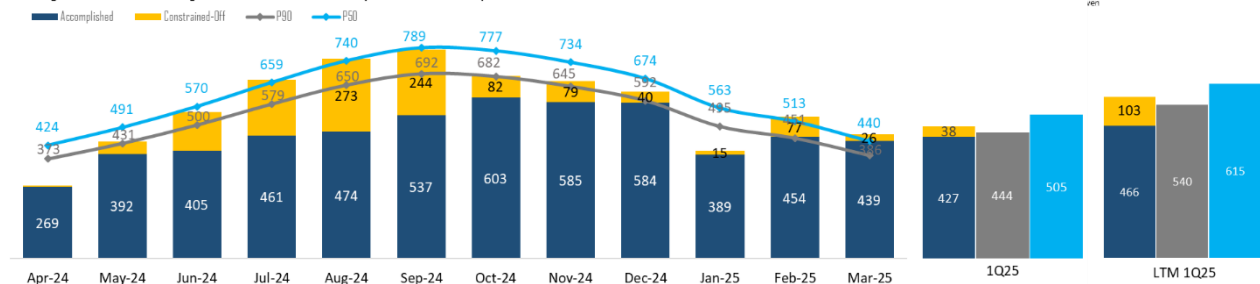
1Q25 was marked by wind speeds within the climatological average in most of the Northeast, with some areas of the states of Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Pernambuco and Bahia recording positive anomalies. Compared to 1Q24, the average wind speed in Echoenergia complexes increased by 11.7%, due to some parks presented a wind resource above the climatological average.

The adjacent figure illustrates wind anomalies in 1Q25 compared to the long-term average, highlighting the positive climate impact on some of Echoenergia's complexes. As a result, this quarter's performance was closer to the P50 level than observed in 1Q24.



The following charts show Echoenergia's wind and solar energy generation over recent months, along with the outlook for 1Q25, compared to the company's revised annual P50 and P90 estimates issued at the beginning of 2024. It is worth noting that these

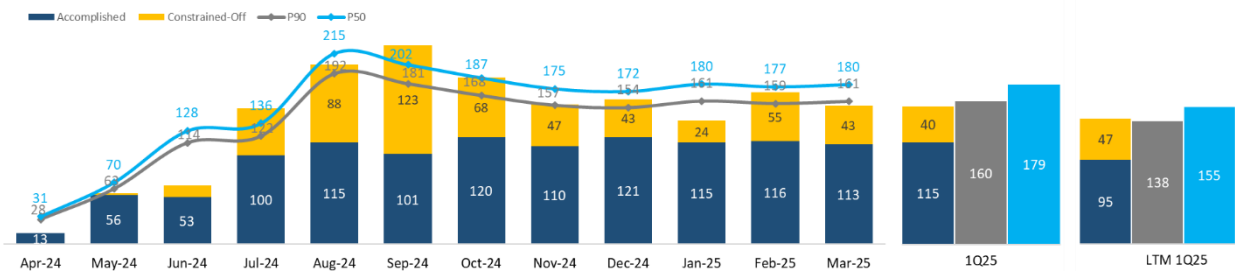
Echoenergia Wind Assets - Realized generation and resource variability for P50 and P90 in 1 year (MWm)



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.

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

Echoenergia Solar Assets - Realized generation and resource variability for P50 and P90 in 1 year (MWm)



CONSTRAINED-OFF

After the event 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, until the date of the event, Echoenergia had experienced limited and, therefore, negligible impacts due to the constrained-off. However, after the date of the event, the company was mainly affected in its wind projects in Serra do Mel and Tianguá and solar projects in Ribeiro Gonçalves and Barreiras.

In 1Q25, energy losses totaled 169.7 GWh (12.7%), with greater relevance for the Serra do Mel wind farm with 30.3 GWh (7.1%) and for the Barreiras and Ribeiro Gonçalves solar farms, with 47.9 GWh (20.9%) and 39.2 GWh (34.8%) respectively. Despite this, it is important to mention that as of the middle of the second half of 2024, the ONS implemented changes in the control criteria, new transmission lines came into operation and there was progress in meeting the RAP requirements by the agents. Additionally, it is worth highlighting that in March of this year, the CMSE (Electric Sector Monitoring Committee) established the working group for joint action between the MME, ANEEL, EPE, ONS and CCEE, with the objective of proposing planning, regulatory and operational measures to mitigate generation cuts. Finally, Echoenergia has been actively working in collaboration with industry associations to minimize the impact of the constrained-off on its portfolio.

FINANCIAL PERFORMANCE

Income Statement	Echo Participações				Echo Crescimento			
	1Q24	1Q25	Δ%	Δ	1Q24	1Q25	Δ%	Δ
Net Revenues	201.6	220.9	9.6%	19.3	4.4	96.3	N/A	91.9
(-) Energy Costs	(6.2)	(18.0)	188.5%	(11.8)	(4.3)	(33.0)	N/A	(28.7)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	-	-	N/A	-	(0.1)	0.1	N/A	0.2
Gross Energy Profit	195.4	202.9	3.9%	7.5	(0.0)	63.4	N/A	63.4
Operations Costs and Expenses	(80.5)	(84.0)	4.4%	(3.5)	0.7	(23.2)	N/A	(23.8)
(-) Energy Operation and Production Costs	(72.4)	(72.1)	-0.4%	0.3	(0.0)	(18.8)	N/A	(18.8)
(-) Operational and Administrative Expenses	(8.1)	(11.9)	46.8%	(3.8)	0.7	(4.4)	N/A	(5.1)
EBITDA	114.9	118.9	3.5%	4.0	0.7	40.3	N/A	39.6
EBITDA Margin (%)	57.0%	53.8%	-3.2p.p.	N/A	15.1%	41.8%	26.7p.p.	N/A
(-/+) Non Recurring Effects	-	-	N/A	-	-	-	N/A	-
(+/-) MtM (Gains and Losses)	-	-	N/A	-	0.1	(0.1)	-258.9%	(0.2)
Adjusted EBITDA	114.9	118.9	3.5%	4.0	0.7	40.1	N/A	39.4
Adjusted EBITDA Margin (%)	57.0%	53.8%	-3.2p.p.	N/A	108.3%	-173.3%	N/A	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(65.2)	(65.0)	-0.4%	0.2	(0.0)	(19.4)	N/A	(19.4)
(-/+) Financial Results	(72.3)	(68.0)	-5.9%	4.3	0.1	(89.0)	N/A	(89.1)
(-) Taxes	(11.1)	(12.3)	11.1%	(1.2)	(0.2)	(3.4)	N/A	(3.2)
Reported Net Profit (Loss)	(33.7)	(26.4)	-21.7%	7.3	0.6	(71.5)	N/A	(72.1)
Net Margin (%)	-16.7%	-11.9%	4.8p.p.	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Income Statement	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	1Q24	1Q25	Δ%	Δ
Net Revenues	206.0	317.2	54.0%	111.2
(-) Energy Costs	(10.6)	(51.0)	383.1%	(40.4)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(0.1)	0.1	-258.9%	0.2
Gross Energy Profit	195.4	266.3	36.3%	71.0
Operations Costs and Expenses	(79.8)	(107.2)	34.3%	(27.4)
(-) Energy Operation and Production Costs	(72.4)	(90.9)	25.6%	(18.5)
(-) Operational and Administrative Expenses	(7.4)	(16.3)	119.5%	(8.9)
EBITDA	115.6	159.2	37.7%	43.6
EBITDA Margin (%)	56.1%	50.2%	-5.9p.p.	N/A
(-/+) Non Recurring Effects	-	-	N/A	-
(+/-) MtM (Gains and Losses)	0.1	(0.1)	-258.9%	(0.2)
Adjusted EBITDA	115.7	159.1	37.5%	43.4
Adjusted EBITDA Margin (%)	56.1%	50.1%	-6p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(65.2)	(84.4)	29.3%	(19.1)
(-/+) Financial Results	(72.2)	(157.0)	117.5%	(84.8)
(-) Taxes	(11.2)	(15.7)	39.6%	(4.4)
Reported Net Profit (Loss)	(33.1)	(97.8)	196.0%	(64.8)
Net Margin (%)	-16.0%	-30.8%	-14.8p.p.	N/A

GROSS PROFIT - ECHOENERGIA

Echoenergia's Gross Profit from Energy was R\$ 266.3 million in 1Q25, an increase of 36.3% when compared to the same period last year, or R\$ 71.0 million. The increase is mainly explained by the start of operations of the solar complexes, whose Gross Profit from Energy was R\$ 63.4 million. The Gross Profit from Energy from wind assets was R\$ 202.9 million in 1Q25, an increase of 3.9% or R\$ 7.5 million compared to 1Q24.

OPERATIONAL COSTS AND EXPENSES - ECHOENERGIA

Echoenergia's operating costs and expenses totaled R\$ 107.2 million in 1Q25, an increase of 34.3%, or R\$ 27.4 million, compared to 1Q24. The increase is explained by the start of operations of the Echo Crescimento solar complexes, whose operating costs and expenses totaled R\$ 23.2 million in the period. The operating costs and expenses of Echo Participações, which concentrates the company's wind farms, were R\$ 84.0 million in 1Q25, an increase of 4.4%, or R\$ 3.5 million, compared to 1Q24. Therefore, the main variations are due to:

- Increase in **transmission charges** by R\$ 13.5 million due to the entry into operation of solar assets;
- Increase in **personnel** expenses by R\$ 8.0 million, reflecting the increase in staff for solar operations and the salary adjustment that occurred between periods;
- Increase in **insurance** expenses for solar assets by R\$ 1.9 million;
- Increase in **other expenses** by R\$ 3.0 million.

It is worth noting that the OPEX reduction observed in the consolidated section of the document is a result of the reclassification of transmission charges, energy purchase costs, and O&M accounts. However, when looking at the overall set of operating costs and expenses, the costs and expenses remained in line with the same period of the previous year.

FINANCIAL RESULT - ECHOENERGIA

The financial result for 1Q25 was a negative R\$ 157.0 million, representing a decline of R\$ 84.8 million compared to 1Q24, mainly due to the financial expenses associated with the financing of the solar parks, which were not yet operational in 1Q24.

PROFORMA – ECHOENERGIA + EQUATORIAL RENOVÁVEIS

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

Income Statement	Echoenergia (Part. + Cresc.)				EQTL Renováveis			
	1Q24	1Q25	Δ%	Δ	1Q24	1Q25	Δ%	Δ
Net Revenues	206.0	317.2	54.0%	111.2	68.9	379.1	450.0%	310.2
(-) Energy Costs	(10.6)	(51.0)	383.1%	(40.4)	(61.8)	(393.9)	537.9%	(332.2)
(+/-) MIM (Gains and Losses)	(0.1)	0.1	-258.9%	0.2	5.1	28.2	453.0%	23.1
Gross Energy Profit	195.4	266.3	36.3%	71.0	12.3	13.3	8.7%	1.1
Operations Costs and Expenses	(79.8)	(107.2)	34.3%	(27.4)	(5.3)	(10.6)	99.6%	(5.3)
(-) Energy Operation and Production Costs	(72.4)	(90.9)	25.6%	(18.5)	(0.3)	(9.5)	2787.1%	(9.2)
(-) Operational and Administrative Expenses	(7.4)	(16.3)	119.5%	(8.9)	(5.0)	(1.0)	-79.4%	3.9
EBITDA	115.6	159.2	37.7%	43.6	7.0	2.8	-60.3%	(4.2)
EBITDA Margin (%)	56.1%	50.2%	-5.9p.p.	N/A	10.1%	0.7%	-9.4p.p.	N/A
(-/+ Non Recurring Effects)	-	-	N/A	-	-	-	N/A	-
(+/-) MIM (Gains and Losses)	0.1	(0.1)	-258.9%	(0.2)	(5.1)	(28.2)	453.0%	(23.1)
Adjusted EBITDA	115.7	159.1	37.5%	43.4	1.9	(25.4)	-1454.2%	(27.3)
Adjusted EBITDA Margin (%)	56.1%	50.1%	-6p.p.	N/A	2.7%	-6.7%	-9.4p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(65.2)	(84.4)	29.3%	(19.1)	(0.0)	(0.1)	734.6%	(0.1)
(-/+ Financial Results)	(72.2)	(157.0)	117.5%	(84.8)	0.1	(0.2)	-268.7%	(0.4)
(-) Taxes	(11.2)	(15.7)	39.6%	(4.4)	(2.6)	(8.4)	220.6%	(5.8)
Reported Net Profit (Loss)	(33.1)	(97.8)	196.0%	(64.8)	4.5	(6.0)	-233.2%	(10.4)
Net Margin (%)	-16.0%	-30.8%	-14.8p.p.	N/A	6.5%	-1.6%	-8.1p.p.	N/A

Income Statement	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	1Q24	1Q25	Δ%	Δ
Net Revenues	274.9	696.3	153.3%	421.4
(-) Energy Costs	(72.3)	(444.9)	515.3%	(372.6)
(+/-) MIM (Gains and Losses)	5.0	28.3	464.0%	23.3
Gross Energy Profit	207.6	279.7	34.7%	72.0
Operations Costs and Expenses	(85.1)	(117.7)	38.4%	(32.6)
(-) Energy Operation and Production Costs	(72.7)	(100.4)	38.1%	(27.7)
(-) Operational and Administrative Expenses	(12.4)	(17.3)	39.8%	(4.9)
EBITDA	122.5	161.9	32.2%	39.4
EBITDA Margin (%)	44.6%	23.3%	-21.3p.p.	N/A
(-/+ Non Recurring Effects)	-	-	N/A	-
(+/-) MIM (Gains and Losses)	(5.0)	(28.3)	464.0%	(23.3)
Adjusted EBITDA	117.5	133.7	13.7%	16.1
Adjusted EBITDA Margin (%)	42.8%	19.2%	-23.6p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(65.2)	(84.4)	29.4%	(19.2)
(-/+ Financial Results)	(72.0)	(157.2)	118.3%	(85.2)
(-) Taxes	(13.9)	(24.1)	73.8%	(10.2)
Reported Net Profit (Loss)	(28.6)	(103.8)	263.1%	(75.2)
Net Margin (%)	-10.4%	-14.9%	-4.5p.p.	N/A

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

SANITATION

OPERATIONAL AND COMERCIAL PERFORMANCE

Operational Data - Water	1Q24	4Q24	1Q25	Δ% vs 1Q24	Δ% vs 4Q24
Billed savings (thousand)	80.7	95.4	99.1	22.7%	3.8%
Billed volume (thousand m ³)	4,964.7	5,484.8	5,405.5	8.9%	-1.4%
Coverage ratio (%)	42.0%	63.5%	66.4%	24.4 p.p.	2.9 p.p.
Distribution Losses Index (%)	60.2%	63.2%	63.2%	3 p.p.	0 p.p.
Operational Data - Sewage	1Q24	4Q24	1Q25	Δ% vs 1Q24	Δ% vs 4Q24
Billed savings (thousand)	10.9	18.9	18.7	71.1%	-0.9%
Billed volume (thousand m ³)	589.2	1,013.7	1,008.5	71.2%	-0.5%
Coverage ratio (%)	8.0%	14.7%	15.0%	7 p.p.	0.3 p.p.

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

FINANCIAL PERFORMANCE

Financial Statement	1Q24	1Q25	Δ%	Δ
R\$ million				
Gross Operating Revenue	42.8	62.0	44.7%	19.2
Water and Sewage Services	21.8	25.6	17.2%	3.8
Construction Revenue	20.2	35.3	74.9%	15.1
Other revenue	0.8	1.1	36.0%	0.3
Deductions	(2.1)	(2.5)	18.5%	-0.4
Net Operating Revenue	40.8	59.5	46.1%	18.8
Construction Costs	(20.2)	(35.3)	74.9%	-15.1
Operating Costs	(26.0)	(20.5)	-20.9%	5.4
Personnel	(8.5)	(4.7)	-44.0%	3.7
Material	(2.3)	(2.5)	7.1%	-0.2
Third Party Services	(3.4)	(4.0)	18.7%	-0.6
PDA	(8.1)	(6.0)	-25.2%	2.0
Others	(3.5)	(3.9)	10.4%	-0.4
Other Operational Revenues and Expenses	(0.3)	0.6	-315.8%	0.8
EBITDA	(5.4)	3.7	-168.4%	9.1
Depreciation and Amortization	(0.5)	(0.8)	57.8%	-0.3
Financial Result	(44.3)	(55.0)	24.2%	-10.7
Financial Revenues	3.0	1.3	-57.4%	-1.7
Financial Expenses	(47.3)	(56.3)	19.1%	-9.0
Taxes	-	-	N/A	0.0
Net Income	(50.2)	(52.1)	3.8%	-1.9

NET OPERATING REVENUE

In 4Q24, CSA's net operating revenue reached R\$ 59.5 million, an increase of 46% compared to 1Q24. Excluding construction revenue, the growth was R\$ 3.7 million or 17.8%. This increase reflects progress in water metering between periods, which raises the average tariff and, consequently, revenue, in addition to the growth in the number of water (+18 thousand) and sewage (+8 thousand) customers.

OPERATIONAL COSTS AND EXPENSES

The OPEX for the period reached R\$ 15.1 million, a 15% decrease when compared to the same period of the previous year, or R\$ 2.6 million.

The PDA in the quarter reached R\$ 6.0 million, an improvement of R\$ 2.0 million compared to the same period of the previous year. The PDA/GOR (excluding construction revenue) ratios were 22.6% in 1Q25 and 35.6% in 1Q24 (-13.0 p.p.).

FINANCIAL RESULT

In 4Q24, the financial result was R\$ 55.0 million, R\$ 10.7 million worse than in 1Q24, impacted by lower cash availability in the period, reflected in financial revenues, as well as the higher debt stock in the period.

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

EQUATORIAL SERVIÇOS

Financial Statement	1Q24	1Q25	Δ%	Δ
R\$ million				
Gross Operating Revenue	186.2	539.3	189.6%	353.1
Deductions	(23.3)	(62.0)	166.2%	(38.7)
Net Operational Revenues	163.0	477.4	192.9%	314.4
Operational Costs	(65.3)	(395.6)	505.6%	(330.3)
Operational Expenses	(67.7)	(58.1)	-14.2%	9.6
EBITDA	30.0	23.7	-20.8%	(6.3)
Margin EBITDA	18.4%	5.0%	-73.0%	
(-/+) MtM Effect (Gains and Losses)	(5.0)	(31.2)	521.5%	(26.2)
Adjusted EBITDA	25.0	(7.4)	-129.7%	(32.4)
D&A	(2.7)	(6.1)	127.8%	(3.4)
EBIT	27.3	17.6	-35.5%	(9.7)
Financial Results	(4.9)	(2.7)	-45.0%	2.2
Equivalence	-	1.2	N/A	1.2
Taxes	(11.1)	(16.0)	44.6%	(4.9)
Net Profit	11.3	0.1	-99.4%	(11.2)

FINANCIAL PERFORMANCE

The changes in revenue and costs of Equatorial Serviços are mainly impacted by the group's trading company, which negotiates the energy contracts for Ribeiro Gonçalves and Barreiras I solar projects, resulting in higher sales revenue and higher energy purchase costs in the period.

EBITDA for the period was R\$ 23.8 million, while Adjusted EBITDA was -R\$ 7.4 million.

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

SERVICES PROVIDED BY THE INDEPENDENT AUDITOR

Finally, the Company did not engage Ernst & Young Auditores Independientes S/S Ltda., its external auditor, for any services other than independent auditing and services required by ANEEL. The Company's engagement policy complies with principles that preserve the auditor's independence, in accordance with current regulations, which primarily establish that the auditor must not audit their own work, perform management functions for their client, or promote their client's interests.

The following information was not reviewed by the independent auditors: i) operating 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](#)