

2T26

RELEASE DE RESULTADOS

GRUPO
equatorial



EQTL B3

LISTED NM

[B]³
BRASIL
BOLSA
BALCÃO

Brasília, 12 de agosto de 2026 – A Equatorial S.A., *holding multi-utilities*, com atuação nos segmentos de Distribuição, Geração, Comercialização, Serviços, Saneamento e Telecom (B3: EQTL3; USOTC: EQUEY), anuncia os resultados do segundo trimestre de 2026 (2T26).

EBITDA Consolidado Ajustado cresce 0,8%, R\$ 2,9 bilhões no período (vs. 2T25)¹

Robusto crescimento de mercado, Margem Bruta e avanço nos indicadores de perdas

- **Aumento** consolidado do Mercado Fio-B de **4,2%**.
- **Perdas totais consolidadas** abaixo do nível regulatório (17,9%, 1.0 p.p. abaixo do regulatório), com destaque para o enquadramento do Maranhão abaixo do nível regulatório.
- **Equivalência Patrimonial** da **SABESP** atingiu **R\$ 230 milhões** no trimestre.
- **Investimentos consolidados** totalizaram cerca de **R\$ 2,6 bilhões** no 2T26.
- Relação **Dívida Líquida / EBITDA consolidado** na visão *covenant*, encerrou o trimestre em **3,1x** (Ex-ganho de capital da venda da Transmissão a relação Dívida Líquida/EBITDA é de 3,6x).
- **Disponibilidade e Aplicações** do período atingiram **R\$ 10 bilhões, 2,5x** da dívida **de curto prazo**.
- O PMSO Ajustado por Consumidor (12 meses) cresceu **4,0%**, enquanto em uma visão PMSO Ajustado por Consumidor mais Compensações a variação foi de **1,2%**.
- **Ganho de R\$ 355 milhões** após adesão ao **Acordo Gaúcho**, que garantiu desconto de 75% de juros e multas no passivo de ICMS, mapeado como não recorrente.
- Aquisição de **30%** do **capital da Copasa**.
- **R\$ 7,6 bilhões captados** no 2T26, dos quais R\$ 5,1 bilhões foram destinados para aquisição da Copasa e R\$ 2,5 bilhões para as distribuidoras Equatorial GO, CEA e CEEE-D, cujo custo médio ponderado ficou CDI+0,80% a.a. Desconsiderando o segmento de Transmissão no 2T25, o prazo médio em comparação ao 2T25 subiu de 5,3 anos para 5,6 anos.
- Conquista do Selo Ouro do Programa Brasileiro GHG Protocol, o mais alto nível de reconhecimento concedido aos inventários corporativos de emissões de gases de efeito estufa e primeiro lugar no prêmio de Melhores ESG da revista Exame.

¹ EBITDA Ajustado líquido de efeitos não-recorrentes e efeito não caixa de VNR e MtM e comparação com visão proforma 2T25 sem o ajuste de custo de remoção no EBITDA.

PRINCIPAIS MACROINDICADORES

Destaques Financeiros	2T25	2T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional líquida (ROL)	12.466	13.739	10,2%	1.273
EBITDA Ajustado	2.901	2.925	0,8%	24
Margem EBITDA (%ROL)	23,3%	21,3%	-2,0 p.p.	
Lucro líquido ajustado	668	110	-83,5%	(558)
Margem líquida (%ROL)	5,4%	0,8%	-4,6 p.p.	
Lucro líquido - Mesmos ativos²	553	110	-80,1%	(443)
Investimentos	2.704	2.600	-3,8%	(104)
Dívida líquida	45.000	51.831	15,2%	6.831
Dívida líquida/EBITDA (12m - Covenants)	3,1x	3,1x	0x	
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	1,3x	2,5x	1,2x	

² O Lucro Líquido Ajustado – Mesmos ativos desconsidera o resultado de Transmissão no 2T25.

As informações financeiras apresentadas neste documento podem ser consultadas em formato de planilha através deste [link de acesso](#).

Sumário

Sumário	3
1. DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO	6
1.1 MARGEM BRUTA AJUSTADA	7
1.2 CUSTOS E DESPESAS	8
1.3 EBITDA	11
1.4 RESULTADO FINANCEIRO	12
1.5 LUCRO LÍQUIDO	13
1.6 ENDIVIDAMENTO	14
1.7 INVESTIMENTOS	15
1.8 ESG (<i>Environmental, Social and Governance</i>)	16
2. DISTRIBUIÇÃO	17
2.1 DESEMPENHO COMERCIAL	17
2.2 DESEMPENHO OPERACIONAL	19
2.3 DESEMPENHO FINANCEIRO	20
2.4 MARGEM BRUTA	20
2.5 DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR	21
2.6 EBITDA	24
2.7 EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA	26
2.8 RESULTADO FINANCEIRO	26
2.9 LUCRO LÍQUIDO	26
2.10 INVESTIMENTOS	26
2.11 IMPOSTOS	27
3. RENOVÁVEIS	28
3.1 DESEMPENHO OPERACIONAL	28
3.2 DESEMPENHO FINANCEIRO	31
4. SANEAMENTO	35
4.1 DESEMPENHO FINANCEIRO	35
5. EQUATORIAL SERVIÇOS	37
6. SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE	38

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.

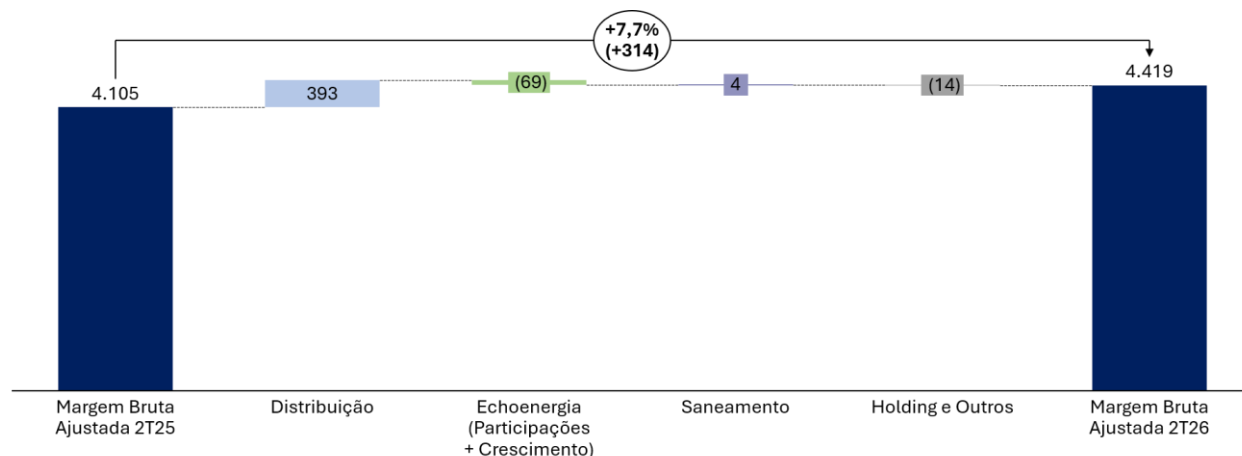
As informações operacionais consolidadas representam 100% dos resultados de controladas diretas e indiretas.

1. DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO

Demonstração de Resultado	2T25	2T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional bruta (ROB)	16.696	18.812	12,7%	2.116
Receita operacional líquida (ROL)	12.466	13.739	10,2%	1.273
Custos	(8.161)	(8.724)	6,9%	(563)
Margem Bruta	4.305	5.015	16,5%	710
Margem Bruta Ajustada	4.105	4.419	7,7%	314
Custo e despesas operacionais	(776)	(1.359)	75,2%	(583)
Outras receitas/despesas operacionais	24	(196)	-914,4%	(221)
Equivalência patrimonial	311	230	-26,2%	(82)
<i>Sabesp</i>	312	230	-26,2%	(82)
EBITDA	3.553	3.459	-2,6%	(94)
EBITDA Ajustado	2.901	2.925	0,8%	24
Depreciação	(746)	(831)	11,4%	(85)
Amortização de ágio	(81)	(113)	39,5%	(32)
Resultado do serviço (EBIT)	2.725	2.514	-7,7%	(211)
Resultado financeiro	(1.350)	(1.670)	23,7%	(320)
Resultado financeiro ajustado	(1.331)	(1.749)	31,4%	(418)
Lucro antes da tributação (EBT)	1.375	845	-38,6%	(531)
IR/CSLL	(200)	(192)	-4,3%	9
Participações minoritárias	(216)	(168)	-22,4%	48
Lucro líquido Ex Minoritários	959	485	-49,4%	(474)
Lucro líquido Ajustado³	668	110	-83,5%	(558)
Investimentos	2.704	2.600	-3,8%	(104)

³O Lucro Líquido Ajustado do 2T25 considera o resultado de Transmissão, em uma visão mesmos ativos, o valor seria de R\$ 553 milhões.

1.1 MARGEM BRUTA AJUSTADA



De forma consolidada, a Margem Bruta ajustada do Grupo Equatorial no 2T26 apresentou um crescimento de 7,7% em comparação ao 2T25, totalizando R\$ 314 milhões, já excluindo os efeitos da receita de construção e os efeitos IFRS (VNR e MtM).

O resultado é explicado, principalmente, pelo aumento da margem bruta do segmento de Distribuição (R\$ 393 milhões), em função do crescimento de margem da Equatorial Maranhão (R\$ 131 milhões), da Equatorial Goiás (R\$ 114 milhões), da CEEE-D (R\$ 93 milhões), da Equatorial Piauí (R\$ 32 milhões), Equatorial Pará (R\$ 23 milhões) e Equatorial Amapá (R\$ 10 milhões), a Equatorial Alagoas apresentou uma leve queda de (- R\$ 10 milhões).

O resultado também foi impactado negativamente pela margem bruta da Echoenergia (- R\$ 69 milhões), enquanto a margem da CSA apresentou leve crescimento (R\$ 4 milhões).

Neste trimestre, a variação da tarifa fio-b e do crescimento de mercado impactaram positivamente a margem da distribuição em R\$ 224 milhões e R\$ 124 milhões, respectivamente.

Na tabela abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes ou não caixa da margem bruta:

Não Recorrentes Margem Bruta Ajustada	Distribuição	Echoenergia	Saneamento	Outros	PPAs	2T26 Total
Deduções da receita operacional	(322)	-	-	-	-	(322)
Reversão Multa e Juros - Acordo Gaúcho	(355)	-	-	-	-	(355)
PIS/COFINS - Acordo Gaúcho	33	-	-	-	-	33
Receita Operacional líquida	(322)	-	-	-	-	(322)
Ajustes IFRS (VNR/MtM)	(300)	-	-	26	-	(273)
Margem Bruta Ajustada	(621)	-	-	26	-	(595)

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes que impactam a Margem Bruta:

Deduções da Receita Operacional:

- (i) *Acordo Gaúcho: Ganho de R\$ 355 milhões com reversão de juros e multas fruto do desconto de 75% aplicado na negociação que foi parcialmente compensado por R\$ 33 milhões de PIS/COFINS sobre o ganho (efeito líquido positivo de R\$ 322 milhões);*
- (ii) *Ajustes IFRS (VNR): No segmento de Distribuição, o valor é referente à atualização do ativo financeiro (R\$ 300 milhões), com destaque para as distribuidoras do PA, MA e GO. Com a renovação das concessões do*

Pará e Maranhão, em maio de 2026, parcela relevante do ativo financeiro foi reclassificada para ativo intangível. Ainda assim, até a data da renovação, a atualização monetária pelo IPCA sobre essa base gerou impacto relevante no resultado do trimestre;

- (iii) Ajustes IFRS (MtM): Em “Outros” expurgamos o efeito no resultado da marcação a mercado (MtM) dos contratos da comercializadora (R\$ 26 milhões).

1.2 CUSTOS E DESPESAS

Custos Operacionais	2T25	2T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
(+) Pessoal	325	423	30%	98
(+) Material	54	35	-35%	(19)
(+) Serviço de terceiros	758	684	-10%	(74)
(+) Outros	68	86	26%	18
(=) PMSO Reportado	1.204	1.227	1,9%	23
Ajustes - Não Recorrentes (PMSO)	(57)	-	-100%	57
PMSO Ajustado	1.147	1.227	7,0%	80
(+) Provisões	(157)	320	303%	478
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	41	42	2%	1
(+) Outras receitas/despesas operacionais	(24)	196	-914%	221
(+) Custo de Remoção	71	143	102%	72
(+) Outros Custos Não Caixa	(95)	53	156%	148
(+) Depreciação e amortização	746	831	11%	85
Custos e Despesas Reportado	1.810	2.617	44,6%	807
Ajustes - Não Recorrentes (Provisões)	(9)	-	100%	9
Custos e Despesas Ajustado	1.744	2.617	50,1%	873
IPCA (12 meses)		4,64%		
IGPM (12 meses)		3,16%		

A partir do ano de 2026, os valores de efeito Caixa que antes eram considerados na linha de Outras Receitas/Despesas Operacionais foram evidenciados na linha de **Custo de Remoção**. Essa nova linha se refere ao gasto com serviços de retirada (desativação) de ativos, por exemplo, postes, cabos ou equipamentos da rede elétrica que precisam ser substituídos ou descartados. Vale destacar que essa despesa integra o PMSO real em todos os mecanismos de definição dos Custos Operacionais Regulatórios. Adicionalmente, deve-se notar que essas despesas são diretamente relacionadas ao volume de Capex e à intensidade do processo de unitização e capitalização das obras, ou seja, tendem a variar ao longo do ciclo tarifário conforme a estratégia de alocação temporal de investimentos de cada empresa.

Custos Operacionais	2T25	Δ Distribuição	Δ Echoenergia	Δ Saneamento	Δ Outros*	2T26	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Pessoal	325	84	4	0	9	423	30,2%	98
(+) Material	54	(19)	0	0	(0)	35	-34,7%	(19)
(+) Serviço de terceiros	758	(62)	(20)	2	7	684	-9,8%	(74)
(+) Outros	68	9	(14)	(1)	24	86	26,5%	18
(=) PMSO Reportado	1.204	11	(29)	2	40	1.227	1,9%	23
Ajustes - Não Recorrentes (PMSO)	(57)	52	5	-	-	-	-100,0%	57
PMSO Ajustado	1.147	63	(24)	2	40	1.227	7,0%	80
(+) Provisões	(157)	50	-	1	427	320	303,4%	478
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	41	1	-	-	0	42	2,1%	1
(+) Outras receitas/despesas operacionais	(24)	227	-	2	(9)	196	914,4%	221
(+) Depreciação e amortização	746	81	1	2	1	831	11,4%	85
Custos e Despesas Reportado	1.810	370	(28)	7	459	2.617	44,6%	807
Ajustes - Não Recorrentes (Provisões)	(9)	9	-	-	(0)	-	100,0%	9
Custos e Despesas Ajustado	1.744	431	(23)	7	459	2.617	50,1%	873
IPCA (12 meses)				4,64%				
IGPM (12 meses)				3,16%				

*Inclui PPAs e Eliminações

O PMSO Ajustado apresentou aumento de 7% na comparação entre trimestres, passando de R\$ 1.147 milhões para R\$ 1.227 milhões. Como principais efeitos do PMSO Ajustado do trimestre, destacamos:

Distribuição:

- (i) Aumento nas despesas de **Pessoal** em R\$ 84 milhões, refletindo esforços de primarização de equipes, nas distribuidoras do Pará (Regional Sul), Alagoas e Goiás, e de atividades de manutenção da rede, plantão, poda e linha viva (incluindo a unidade de Uruaçu, em Goiás), com aumento de headcount, além de reajustes salariais e benefícios. Este trimestre também refletiu um aumento de aproximadamente R\$ 17 milhões nas provisões para incentivos de longo prazo (ILP) e reajustes contratuais, em grande parte decorrente da valorização das ações da Companhia no período de apuração, que impacta a mensuração desses programas. Desconsiderando esse efeito, o crescimento dessa linha teria sido de 2,8%.
- (ii) Redução de R\$ 19 milhões na linha de **Materiais**, devido a otimização no uso de materiais de manutenção;
- (iii) Redução de R\$ 62 milhões de **Serviço de Terceiros**, reflexo da Primarização das equipes, redução nos serviços de limpeza de faixa e poda, e redução de consultorias;
- (iv) Aumento de R\$ 9 milhões em **Outros**, principalmente em função de doações para o Instituto Equatorial, que no ano passado ocorreram no 3º trimestre.

Echoenergia:

- (i) Redução de R\$ 24 milhões no PMSO Ajustado, devido a reclassificação de parte do PMSO para a linha de Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição;

Vale destacar que, a partir do 2T26, os Encargos de Uso do Sistema passaram a ser registrados diretamente na linha de "Encargos de Uso do Sistema", deixando de registrá-los no PMSO. Os valores do 2T25 foram mantidos conforme originalmente reportados.

Outros (Holding):

- (i) Aumento de R\$ 24 milhões na linha de outros, sendo impactado em R\$ 16 milhões pelo menor volume de processos FUNAC encerrados no PPA de GO no 2T26 em comparação ao 2T25, resultando em uma redução relevante das reversões de contingências reconhecidas.

A linha de Provisões apresentou aumento de 303%, principalmente em função da base de comparação do 2T25, que foi impactada pela reversão de provisões relacionadas ao PPA da Equatorial Goiás (R\$ 408 milhões) de processos que foram encerrados com êxito, que estavam classificados como remoto ou provável. No 2T26, a movimentação reflete, principalmente, a evolução da PECLD de R\$ 50 milhões, sendo mais relevante nas distribuidoras do Maranhão, Piauí e Goiás, além da atualização das provisões para contingências e do maior reconhecimento de impairment e PECLD associados às provisões da FUNAC (R\$ 70 milhões). A abertura das explicações para os movimentos de cada segmento está em suas respectivas seções no documento.

Vale ressaltar que neste trimestre houve a revisão e atualização da matriz de PECLD, visando refletir de forma mais tempestiva as variações no perfil de risco da carteira de clientes.

Abaixo o detalhamento do efeito não recorrente/não caixa:

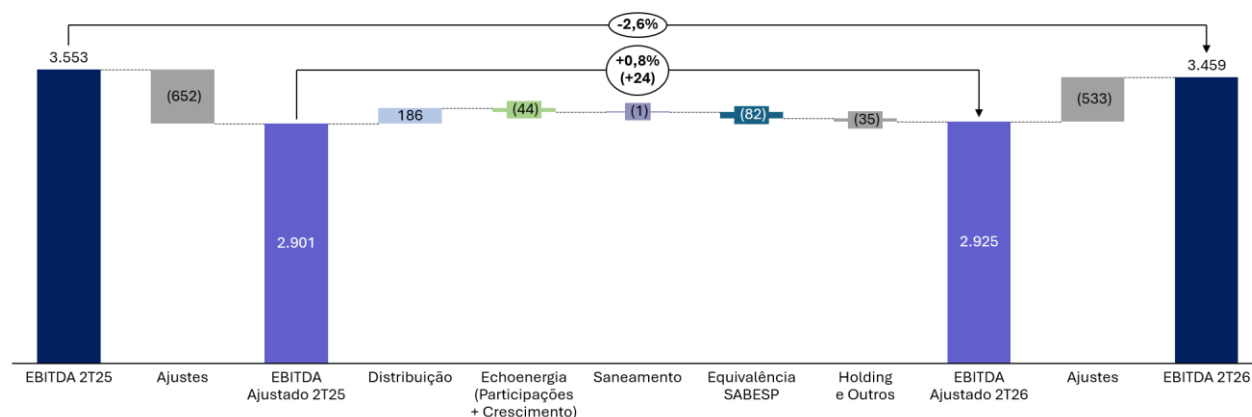
Não Recorrentes / Não Caixa Custos	Distribuição	Echoenergia	Saneamento	Outros	PPAs	2T26 Total
Outros Custos Não Caixa	62	-	-	-	-	62

Outros Custos Não Caixa

- (i) Contabilização de R\$ 62 milhões nas distribuidoras, referente à baixa de ativos;

O efeito individual por distribuidora pode ser visualizado na tabela de não recorrentes da seção de Distribuição.

1.3 EBITDA



O EBITDA reportado da Equatorial atingiu R\$ 3.459 milhões no 2T26, um valor 2,6% inferior aos R\$ 3.553 milhões registrados no 2T25. Na visão ajustada por efeitos não recorrentes e não caixa, o EBITDA alcançou R\$ 2.925 milhões, 0,8% superior ao mesmo período do ano anterior, ou R\$ 24 milhões superior, crescimento explicado principalmente pelo aumento do segmento de distribuição em R\$ 186 milhões, fruto do crescimento da margem bruta.

Em contrapartida, o resultado foi, parcialmente, atenuado pela queda da geração, que impactou o EBITDA da Echoenergia e pela equivalência patrimonial da SABESP, que no trimestre, reduziu R\$ 82 milhões. O EBITDA Ajustado ex. Sabesp apresentou um crescimento de 4,1% na comparação entre os trimestres.

O EBITDA ajustado já contempla os ajustes não caixa e IFRS (VNR e MtM).

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

EBITDA	2T25	2T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
EBITDA Equatorial Societário	3.553	3.459	-2,6%	(94)
Ajustes EBITDA	(652)	(533)	-18,2%	118
Não Recorrentes / Não Caixa	(452)	(260)	-42,5%	192
(-) VNR	(208)	(300)	44,2%	(92)
(-) MtM	8	26	220,6%	18
EBITDA Equatorial Ajustado	2.901	2.925	0,8%	24

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

Não Recorrentes EBITDA	Distribuição	Echoenergia	Saneamento	Outros	PPAs	2T26 Total
Margem Bruta	(322)	-	-	-	-	(322)
Ajustes IFRS (VNR/MtM)	(300)	-	-	26	-	(273)
Margem Bruta Ajustada	(621)	-	-	26	-	(595)
Outros Custos Não Caixa	62	-	-	-	-	62
Ajustes EBITDA	(560)	-	-	26	-	(533)

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

1.4 RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro líquido	2T25	Δ Distribuição	Δ Saneamento	Δ Echoenergia	Δ Outros	2T26	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Rendas Financeiras	316	39	(0)	5	1	360	14,1%	45
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	162	(14)	(0)	(1)	-	147	-9,0%	(15)
(+) Encargos da dívida	(1.612)	(520)	(4)	(25)	43	(2.118)	31,4%	(506)
(+) Encargos CVA	(8)	104	-	-	-	96	-1257,5%	104
(+) AVP - Comercial	(9)	4	(0)	-	-	(4)	-47,9%	4
(+) Contingências	(57)	(27)	(0)	-	1	(82)	43,9%	(25)
(+) Outras Receitas / Despesas	(142)	142	0	8	(77)	(69)	-51,2%	73
Resultado financeiro	(1.350)	(272)	(4)	(12)	(32)	(1.670)	23,7%	(320)
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	-	(79)	-	-	-	(79)	N/A	(79)
(-/+ Efeitos Não Caixa	19	-	-	-	(19)	-	-100,0%	(19)
Resultado financeiro ajustado	(1.331)					(1.749)	31,4%	(418)

De forma consolidada, o resultado financeiro reportado da Companhia atingiu R\$ 1.670 milhões negativos contra R\$ 1.350 milhões negativos no 2T25, enquanto resultado financeiro ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa no 2T26 foi de R\$ 1.749 milhões negativos, 31,4% maior em relação ao 2T25. A piora no resultado financeiro do trimestre é explicada, principalmente, pelo crescimento do saldo da dívida, em 26,1%, além do crescimento do IPCA, segundo indexador mais relevante na dívida da companhia (0,93% no 2T25 vs 1,42% no 2T26).

Os efeitos não-recorrentes que impactaram o resultado financeiro estão relacionados a seguir:

Não Recorrentes Resultado Financeiro	Distribuição	Echoenergia	Saneamento	Outros	PPAs	2T26 Total
Resultado Financeiro	(79)	-	-	-	-	(79)

Abaixo o detalhamento do efeito não recorrente no Resultado Financeiro:

- (i) *Reconhecimento de R\$ 78,5 milhões de reversão de juros e multa por ICMS pago em atraso no período antes da privatização, decorrente de recálculo dos créditos relacionados à exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS na CEEE-D, referente a períodos anteriores. Esse recálculo resultou em um crédito adicional ao anteriormente contabilizado no montante de R\$ 440,9 milhões, cujo montante de R\$362,4 milhões (líquido da multa e juros indevidamente aplicados) e será devolvido aos consumidores, conforme a regulamentação aplicável.*

1.5 LUCRO LÍQUIDO

De forma consolidada, o lucro líquido do período foi de R\$ 653 milhões, enquanto o lucro líquido ajustado foi de R\$ 110 milhões.

Lucro Líquido	2T25	2T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Distribuição	620	789	27%	169
Echo Participações	(23)	(59)	160%	(37)
Echo Crescimento	(41)	(57)	39%	(16)
Serviços	7	(39)	N/A	(46)
CSA	(47)	(54)	15%	(7)
PPAS	561	-	-100%	(561)
Holding + outros	212	74	-65%	(139)
(=) Lucro Líquido	1.290	653	-49%	(637)
Ajustes Totais	(622)	(543)	-13%	79
Ajustes Distribuição	47	(362)	-874%	(409)
Ajustes Echoenergia	5	-	-100%	(5)
Ajustes Saneamento	-	-	N/A	-
Ajustes Serviços	-	-	N/A	-
Ajustes PPAS e Holding	(561)	-	-100%	561
Ajustes PNs - Não caixa	19	-	-100%	(19)
Ajustes IFRS (VNR e MtM)	(132)	(180)	37%	(49)
(=) Lucro Líquido Equatorial Ajustado	668	110	-83,5%	(558)
(=) Lucro Líquido	1.290	653	-49,4%	(637)
<i>(-) Participações Minoritárias</i>	<i>(216)</i>	<i>(168)</i>	<i>-22,4%</i>	<i>48</i>
(=) Lucro Líquido Ex Minoritários	959	485	-49,4%	(474)
Lucro Líquido Ajustado - Mesmos ativos	553	110	-80,1%	(443)

As participações minoritárias da companhia são afetadas pelo direito econômico dos dividendos no ano em curso conferido às ações PN emitidas na Equatorial Distribuição, e por isso não refletem a participação econômica existente na Equatorial. O Lucro Líquido Ajustado por minoritários, para uma visão mais aderente, deve levar em consideração: (i) as participações minoritárias das empresas do grupo, que no trimestre atingiram R\$ 60,8 milhões e (ii) o valor da atualização das PNs por CDI, que no trimestre registrou R\$ 38,3 milhões. Efetuando estes ajustes, o Lucro Líquido Ex Minoritários seria de R\$ 553,9 milhões.

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

Não Recorrentes Lucro Líquido	Distribuição	Echoenergia	Saneamento	Outros	PPAs	2T26 Total
Ajustes EBITDA (Margem + Custos)	(322)	-	-	-	-	(322)
Ajustes Resultado Financeiro	(79)					(79)
Impostos	38					38
Ajustes IFRS (VNR / MtM) líquido de impostos	(198)			17		(180)
Ajustes Totais Lucro Líquido	(560)	-	-	17	-	(543)

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.

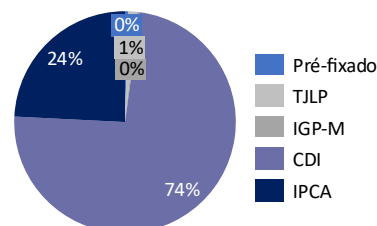
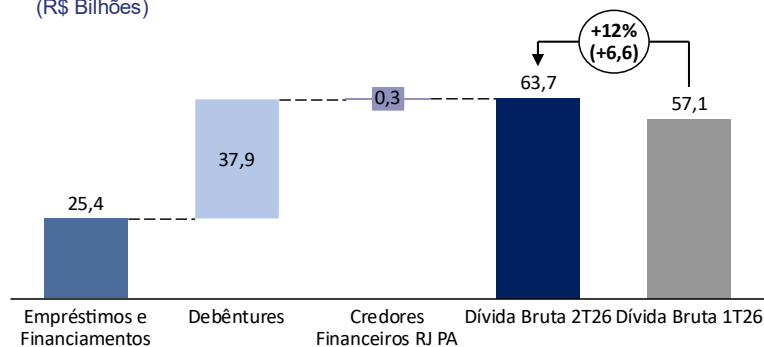
Abaixo o detalhamento do efeito não recorrente no Lucro Líquido:

- (i) Não recorrente de impostos em Alagoas de R\$ 38 milhões, refere-se a reversão de reconhecimento de ativo fiscal diferido de IRPJ/CSLL, após identificação de lançamento indevido na rubrica de ativo em curso, ainda não incorporados à base de ativos.

1.6 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\$ 63,7 bilhões, representando um aumento de 12% em relação ao 1T26, principalmente pela tomada de financiamento de R\$ 5,1 bilhões para a aquisição de 30% da Copasa por R\$ 5,6 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

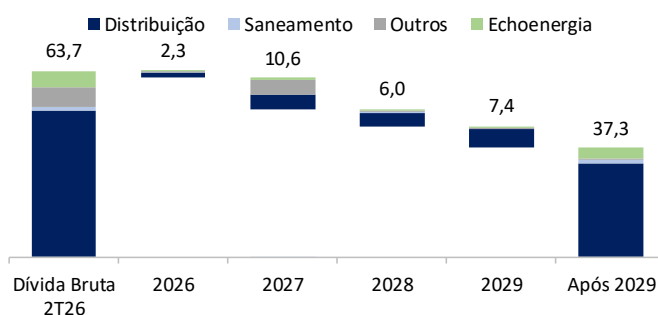
Build-up - Covenants	
Dívida Bruta	63,7
(-) Ajustes Covenants	1,9
(-) Disponibilidades	10,0
Dívida Líquida	51,8
EBITDA Covenants	16,8
Dívida líquida / EBITDA	3,1x

Prazo e Custo Médio

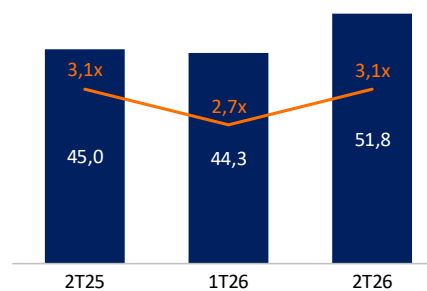
5,6 anos / 14,15% a.a.

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\$ 51,8 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA de 3,1x e desconsiderando o ganho de capital da Transmissão, a relação dívida líquida/EBITDA fica em 3,6x. A abertura

do quadro de *covenants* apresenta o EBITDA da Equatorial somado pela equivalência patrimonial das suas investidas, sendo 15% na SABESP e 30% na Copasa, referentes aos últimos 12 meses.

Nos últimos 12 meses a parcela da dívida do grupo indexada ao CDI registrou um custo de 15,44% a.a., ou CDI + 0,57% a.a., enquanto a parcela da dívida indexada ao IPCA registrou um custo médio de 10,39% a.a., ou IPCA + 5,41% a.a..

A cobertura de caixa com relação às obrigações de curto prazo da Companhia foi de 2,5x no 2T26, ficando bem acima do 2T25, em virtude do trabalho de alongamento das dívidas que reduziu os vencimentos no curto prazo.

1.7 INVESTIMENTOS

Investimentos	2T25	2T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Distribuição	2.674	2.527	-5%	(147)
Ativos elétricos	2.101	1.933	-8%	-168
Obrigações especiais	430	460	7%	31
Ativos não elétricos	144	134	-6%	-9
Renováveis	11	48	341%	37
Ativos Operacionais	21	48	126%	27
Projetos em desenvolvimento	(10)	(0)	-	10
Saneamento	13	12	-7%	(1)
Outros	6	13	110%	7
Total Equatorial	2.704	2.600	-3,8%	(104)

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 2T26 os investimentos consolidados somaram cerca de R\$ 2,6 bilhões, volume 3,8% inferior ao registrado no 2T25.

A redução dos investimentos entre trimestres é reflexo do volume investido no segmento de distribuição, em especial na linha de ativos elétricos, que registrou uma queda de 8%, influenciada por fatores como o menor volume de aquisições de materiais para estoque, alinhada com a estratégia de priorizar a utilização dos estoques existentes e redução na linha de adiantamentos a fornecedores, refletindo a menor necessidade de desembolsos antecipados para aquisição de serviços em relação ao mesmo período de 2025.

A linha de Obrigações Especiais apresentou um aumento relevante devido a maiores investimentos no PLPT (Programa Luz para Todos). O maior impacto absoluto foi observado na Equatorial Piauí, com um aumento de R\$ 24,41 milhões, principalmente devido ao crescimento do volume financeiro em PLPT Remoto, impulsionado pelo aumento da quantidade de ligações, e à previsão de 15 mil ligações no PLPT para 2026.

Os investimentos em ativos não elétricos no segmento de distribuição totalizaram R\$ 134,24 milhões, representando 5,3% do CAPEX total de distribuição no 2T26. Nesta linha, destacam-se os investimentos em Projetos Estratégicos, que somaram R\$46 milhões.

Para maiores detalhes, ver seção de “Distribuição”.

1.8 ESG (Environmental, Social and Governance)

O Grupo Equatorial encerra este trimestre reafirmando seu compromisso com a agenda ESG, com avanços nas frentes ambiental, social e de governança que consolidam a sustentabilidade como pilar estratégico do negócio.

No campo ambiental, destaque para a conquista do Selo Ouro do Programa Brasileiro GHG Protocol, o mais alto nível de reconhecimento concedido aos inventários corporativos de emissões de gases de efeito estufa. A certificação atesta que o inventário de emissões do Grupo é completo, segue os critérios metodológicos do programa e passou por verificação independente de terceira parte, resultado do trabalho conjunto da Gerência de Meio Ambiente com as demais áreas da companhia. O inventário foi registrado no Registro Público de Emissões do Programa Brasileiro GHG Protocol e estará disponível para consulta no site da Fundação Getúlio Vargas a partir de agosto de 2026.

Na frente de governança e reputação corporativa, o Grupo Equatorial conquistou o 1º lugar na categoria Energia da edição 2026 do prêmio Melhores ESG, da revista Exame, em cerimônia realizada em São Paulo no fim de maio. A premiação avaliou 16 categorias setoriais com metodologia desenvolvida em parceria com o Ibmecc, combinando avaliação técnica, exposição midiática e validação institucional.

Ainda em junho, foi divulgado o Relatório de Sustentabilidade 2026 do Grupo Equatorial, documento que apresenta melhorias substantivas em relação à edição do ano anterior, reforçando a transparência e o aprofundamento das informações relacionadas às práticas ESG da companhia.

No pilar social, o semestre também registrou um aumento de R\$ 2,3 milhões nos investimentos sociais privados em comparação ao mesmo período do ano passado, reflexo do fortalecimento das iniciativas conduzidas pelo Instituto Equatorial. Entre elas, ganhou destaque a certificação da primeira turma maranhense do projeto Energia Feminina: 112 mulheres em situação de vulnerabilidade social concluíram a capacitação em empreendedorismo, gestão financeira, marketing digital e eficiência energética, promovida pelo Instituto Equatorial em parceria com o CIEDS. Da primeira fase, 52 empreendedoras foram selecionadas para a segunda etapa do programa, que contará com incubação de negócios e aporte de capital semente, culminando em uma feira de exposição de produtos ao final de seis meses.

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

Indicadores ESG	Unidade	2T25	2T26	Δ%
Ambiental				
Consumo de Combustíveis Renováveis na Frota Administrativa	L	247.808	222.207	-10,3%
Intensidade de Emissões de SF6	tCO2eq/GWh	0	0	-23,2%
Número de Ligações de Energia em Áreas Remotas via SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente)	#	3.230	6.110	89,2%
Investimentos P&D e Eficiência Energética em Meio Ambiente	R\$ mil	28.642	31.225	9,0%
Social				
% de Mulheres no Grupo Equatorial	%	33%	33%	-1,3%
% de Mulheres em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	23%	23%	-2,0%
% de Negros em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	8%	7%	-18,1%
% de Fornecedores Locais	%	46%	59%	26,9%
Investimentos Sociais	R\$ mil	7.029	9.333	32,8%
TG Próprios	#	125	8	-93,6%
TG Terceiros	#	209	35	-83,3%
Número de óbitos de empregados (próprios + terceiros)	#	0	0	N/A
Número de Acidentes com a População	#	0	1	N/A
Número de Unidades Consumidoras (UCs) beneficiadas pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)	#	4.457	4.302	-3,5%
Governança				
% de Conselheiros Independentes ¹	%	88%	88%	0 p.p.
% de Mulheres no Conselho	%	14%	14%	0 p.p.
% de Colaboradores Treinados na Trilha de Integridade	%	98%	91%	-7 p.p.
Casos Registrados no Canal de Ética	#	247	249	0,8%

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

2. DISTRIBUIÇÃO

2.1 DESEMPENHO COMERCIAL

Dados Operacionais		2T25								2T26							
		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.494	3.710	1.340	1.290	2.341	449	4.575	16.199	2.536	3.866	1.309	1.294	2.407	443	4.677	16.532
Sistema isolado	GWh	0	75	0	0	0	14	0	90	1	67	1	0	0	16	0	85
Energia injetada pela Geração Distribuída	GWh	232	354	242	174	114	31	708	1.855	290	429	293	201	158	40	965	2.377
Energia Injetada Bruta Total	GWh	2.726	4.138	1.582	1.464	2.455	494	5.283	18.143	2.827	4.363	1.603	1.495	2.565	499	5.642	18.994
<i>Variação Injetada Bruta Total (%)</i>	%									3,7%	5,4%	1,3%	2,1%	4,5%	1,1%	6,8%	4,7%
Residencial - convencional	GWh	718	759	309	311	716	103	1.330	4.247	734	787	296	312	783	112	1.292	4.315
Residencial - baixa renda	GWh	432	445	200	189	129	79	254	1.727	469	487	218	200	130	81	298	1.883
Industrial	GWh	25	47	14	18	43	7	67	220	21	39	12	12	28	6	55	173
Comercial	GWh	132	269	109	113	313	49	374	1.359	128	258	102	102	296	48	333	1.267
Outros	GWh	407	397	240	169	251	43	794	2.301	415	405	227	164	226	42	780	2.259
Consumidores Cativos	GWh	1.714	1.917	872	799	1.452	281	2.820	9.855	1.766	1.977	857	790	1.462	288	2.757	9.896
Industrial	GWh	122	394	45	181	318	6	985	2.050	126	414	46	131	330	6	1.022	2.076
Comercial	GWh	154	275	79	93	263	20	244	1.129	164	301	87	70	290	22	278	1.211
Outros	GWh	12	38	21	41	75	3	73	264	19	48	26	27	96	4	83	303
Consumidores livres	GWh	288	707	144	316	656	30	1.303	3.443	309	763	159	228	716	32	1.384	3.590
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	GWh	4	8	48	4	20	0	2	86	4	8	48	3	18	0	1	83
Energia Faturada	GWh	2.006	2.632	1.065	1.118	2.128	310	4.125	13.384	2.079	2.748	1.064	1.021	2.196	320	4.141	13.569
<i>Variação Faturada (%)</i>	%									3,6%	4,4%	0,0%	-8,7%	3,2%	3,0%	0,4%	1,4%
SCEE - GDII + GD IIII	GWh	68	130	70	47	24	17	184	539	104	185	96	71	50	27	409	943
Mercado Fio B	GWh	2.074	2.762	1.134	1.165	2.153	327	4.308	13.923	2.183	2.933	1.161	1.092	2.246	347	4.551	14.512
<i>Variação Mercado Fio B (%)</i>	%									5,3%	6,2%	2,3%	-6,3%	4,3%	6,1%	5,6%	4,2%
TOTAL Mercado Distribuído (Mercado Fio B Total + Comp. GD I)	GWh	2.194	2.913	1.251	1.246	2.192	337	4.597	14.730	2.313	3.096	1.287	1.287	2.307	356	4.839	15.484
<i>Variação Mercado Distribuído (%)</i>	%									5,4%	6,3%	2,8%	3,3%	5,2%	5,7%	5,3%	5,1%
Energia Média Total + Fluxo Passante	GWh	2.167	2.901	1.298	1.234	2.180	342	4.783	14.906	2.309	3.100	1.327	1.280	2.294	361	5.043	15.714
<i>Variação Energia Média Total + Fluxo Passante (%)</i>	%									6,6%	6,8%	2,2%	3,7%	5,2%	5,5%	5,4%	5,4%
Número de Consumidores	MIL	2.820	3.064	1.558	1.403	1.978	264	3.479	14.568	2.883	3.117	1.596	1.438	2.031	276	3.651	14.993
<i>Variação Número de Consumidores (%)</i>	%									2,3%	1,7%	2,4%	2,5%	2,7%	4,6%	4,9%	2,9%

PERDAS (12 meses)

Distribuidoras	2T25	1T26	2T26	Regulatório 2T26		Regulatório LTM	Δ 2T25	Δ 1T26	Δ Regulatório ²
				Homologado	Pós CP 09				
Consolidado	18,1%	18,0%	17,9%	18,9%	-	-	-0,2%	-0,1%	-1,0%
Equatorial Maranhão	19,2%	19,2%	18,7%	19,1%	-	-	-0,5%	-0,5%	-0,4%
Equatorial Pará	29,4%	29,7%	29,5%	28,9%	-	-	0,1%	-0,2%	0,6%
Equatorial Piauí	17,6%	17,1%	16,9%	19,3%	-	-	-0,6%	-0,2%	-2,4%
Equatorial Alagoas	16,9%	16,4%	16,1%	18,0%	18,5%	-	-0,8%	-0,3%	-2,4%
CEEE-D	13,0%	13,1%	12,9%	12,5%	-	-	-0,1%	-0,2%	0,3%
CEA ¹	31,3%	30,2%	29,5%	33,2%	-	-	-1,8%	-0,7%	-3,7%
Equatorial Goiás	10,3%	10,0%	10,3%	12,8%	-	-	0,0%	0,3%	-2,5%

¹ Em relação à cobertura tarifária para compra de energia da CEA, cumpre destacar que além do valor usual implícito no nível de perdas regulatórias, a Aneel disponibilizou na Sparta da RTA 2025 o valor adicional de R\$ 55,3 milhões, homologado via REH, e é 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.

² O delta de perdas regulatório para Alagoas já considera o resultado 12 meses das Perdas Pós CP 09. As demais serão inseridas após a próxima RTA.

As informações operacionais foram divulgadas na planilha de dados do site. Para acessar o documento, [clique aqui](#).

PERCENTUAL DE CONTRATAÇÃO (12 meses)

A seguir, apresentamos a expectativa do nível de contratação das distribuidoras para o segundo trimestre de 2026 na visão com e sem ajustes decorrentes da sobrecontratação involuntária.

2T26	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% de contratação	101,28%	101,37%	104,31%	103,58%	101,50%	127,99%	105,87%
% desconsiderando involuntária	101,28%	101,37%	104,31%	103,58%	101,50%	100,00%	100,00%

No 2T26, AP e GO apresentaram contratação acima de 105% da carga, em ambos os casos por sobrecontratação involuntária. No Amapá, o efeito decorre de contratos legados firmados em 2015, quando a CEA ainda não integrava o SIN e se projetava crescimento superior ao realizado. Já em Goiás, o excedente foi endereçado em abril/26 com a devolução de contratos via MCS D na CCEE, recolocando a distribuidora dentro do limite. Desconsiderando a sobrecontratação involuntária, ambas se enquadram abaixo de 105%.

PECLD e ARRECADAÇÃO – TRIMESTRE

PECLD/ROB ¹	2T25	2T26	Δ	Arrecadação - IAR	2T25	2T26	Δ
Equatorial Maranhão	1,05%	2,37%	1,32 p.p.	Equatorial Maranhão	97,55%	95,12%	-2,43 p.p.
Equatorial Pará	2,43%	2,18%	-0,25 p.p.	Equatorial Pará	95,04%	95,16%	0,12 p.p.
Equatorial Piauí	1,49%	2,21%	0,72 p.p.	Equatorial Piauí	100,14%	95,96%	-4,18 p.p.
Equatorial Alagoas	1,16%	0,16%	-1 p.p.	Equatorial Alagoas	99,35%	99,36%	0,01 p.p.
CEEE-D	0,20%	-0,05%	-0,24 p.p.	CEEE-D	99,90%	100,81%	0,91 p.p.
CEA	1,20%	0,49%	-0,7 p.p.	CEA	99,49%	100,58%	1,09 p.p.
Equatorial Goiás	0,33%	0,66%	0,33 p.p.	Equatorial Goiás	98,90%	98,12%	-0,78 p.p.
Consolidado	1,11%	1,26%	0,15 p.p.	Consolidado	98,09%	97,32%	-0,77 p.p.

¹ Desconsidera Receita de Construção

Conforme mencionado na seção consolidada, neste trimestre, houve a revisão e atualização da matriz de PECLD, visando refletir de forma mais tempestiva as variações no perfil de risco da carteira de clientes, assim, de maneira consolidada, a PECLD do grupo atingiu 1,26% da ROB contra 1,11% no 2T25, com crescimento marginal entre os trimestres. Este resultado é reflexo, principalmente, do desempenho da Equatorial Maranhão, Piauí e Goiás.

Os efeitos que impactaram a linha de PECLD das distribuidoras estão detalhados na seção de custos e despesas.

A arrecadação das companhias finalizou o trimestre em um patamar consolidado de 97,32%, com destaque para os níveis de arrecadação da CEA (100,58%), CEEE-D (100,81%) e Equatorial Alagoas (99,36%). Em contrapartida, houve uma menor arrecadação na Equatorial MA, PI e GO, influenciada principalmente pelo aumento da inadimplência decorrente da possibilidade de troca de titularidade, combinado ao crescimento do faturamento no mês de junho e uma redução das ações de cobrança no período.

As distribuidoras do PI, MA e PA ainda refletem os efeitos dos processos tarifários, com o aumento das tarifas. Estamos atuando para equacionar esses desvios, por meio da intensificação da comunicação e do uso de outras ferramentas de cobrança, como mutirões e campanhas de arrecadação.

2.2 DESEMPENHO OPERACIONAL

DEC e FEC (12 meses)

Distribuidoras	2T25	1T26	2T26	Regulatório	Δ 2T25	Δ 1T26	Δ Regulatório
DEC							
Equatorial Maranhão	12,5	13,2	12,3	13,7	-0,2	-0,9	-1,4
Equatorial Pará	18,1	15,5	15,4	20,3	-2,6	-0,1	-4,8
Equatorial Piauí	16,7	18,4	17,7	18,0	1,0	-0,7	-0,3
Equatorial Alagoas	16,8	13,6	13,4	14,1	-3,4	-0,3	-0,7
CEEE-D	13,9	10,2	9,8	7,6	-4,2	-0,4	2,2
CEA	30,5	26,8	24,3	44,3	-6,2	-2,5	-20,0
Equatorial Goiás	14,8	11,4	11,1	11,0	-3,7	-0,4	0,1
FEC							
Equatorial Maranhão	5,3	6,3	5,9	7,9	0,6	-0,3	-1,9
Equatorial Pará	7,4	6,8	7,0	14,6	-0,4	0,2	-7,6
Equatorial Piauí	6,2	6,6	6,2	11,0	-0,1	-0,4	-4,9
Equatorial Alagoas	6,0	5,2	5,1	10,8	-0,9	-0,2	-5,7
CEEE-D	5,7	4,5	4,4	5,3	-1,3	-0,2	-0,9
CEA	13,4	11,8	11,2	30,0	-2,2	-0,6	-18,9
Equatorial Goiás	6,9	5,3	5,2	7,1	-1,6	0,0	-1,9

No 2T26, o Grupo Equatorial apresentou melhora sequencial dos indicadores de continuidade, com redução do DEC em todas as sete distribuidoras na comparação com o 1T26. O destaque foi a Equatorial Piauí, que reduziu o DEC para 17,7h e voltou a se enquadrar no limite regulatório (18,0h), seguida pela CEA, que registrou a maior redução do trimestre (-2,5h).

Na comparação anual, o DEC recuou em seis das sete concessões frente ao 2T25, com destaque para CEA (-6,2h), CEEE-D (-4,2h), e Goiás (-3,7h), refletindo a maturação dos investimentos em rede e a assertividade dos processos de manutenção.

Atualmente, cinco das sete concessões da Equatorial estão dentro do limite regulatório do DEC, e todas as distribuidoras do grupo estão dentro do limite regulatório do FEC. A CEEE-D e a Equatorial Goiás seguem em trajetória de enquadramento, com foco no reforço da rede e no aumento da resiliência operacional.

2.3 DESEMPENHO FINANCEIRO

2.4 MARGEM BRUTA

Análise da receita	2T25								2T26								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
(+) Vendas as classes	1.526	2.285	887	762	1.164	288	2.528	9.440	1.790	2.352	1.029	784	1.452	304	2.840	10.550	12%
Renda Não Faturada	33	46	12	(9)	(72)	4	(35)	(21)	9	28	13	34	(67)	2	(19)	0	-100%
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(5)	(12)	(3)	(4)	(9)	(1)	(22)	(56)	(5)	(13)	(4)	(3)	(9)	(1)	(24)	(59)	5%
(+) Outras receitas	404	668	194	217	336	77	594	2.490	470	849	270	224	749	76	886	3.525	42%
Subvenção baixa renda	91	121	52	49	19	11	49	392	157	184	93	73	28	15	80	630	61%
Subvenção CDE outros	62	230	55	61	55	33	149	645	87	250	75	59	90	30	232	823	27%
Uso da rede	69	172	41	70	210	17	303	882	92	193	55	55	203	18	424	1.040	18%
Atualização ativo financeiro	115	57	3	2	9	1	21	208	69	140	7	6	24	2	51	300	44%
Bandeira Tarifária	29	32	15	13	5	9	-	102	23	28	11	11	7	4	10	94	-8%
Multa por atraso de pagamento	15	22	9	8	10	3	23	91	17	23	10	8	14	3	27	102	13%
(+) Outras receitas operacionais	24	34	19	12	29	3	50	170	24	32	18	12	384	3	62	535	214%
Outras Receitas (Parcela B)	14	21	8	6	25	2	32	107	15	21	7	6	25	2	34	110	3%
(+) Suprimento	10	50	15	25	22	34	65	221	(24)	(39)	(29)	(1)	(32)	67	118	59	-73%
(+) Valores a receber de parcela A	65	42	46	28	226	37	471	915	242	344	70	157	212	133	160	1.317	44%
(+) Receita de construção	303	856	224	179	302	102	708	2.674	330	716	239	188	282	97	675	2.527	-5%
(=) Receita operacional bruta	2.305	3.889	1.363	1.207	2.040	537	4.343	15.685	2.803	4.210	1.574	1.348	2.653	676	4.656	17.920	14%
(+) Deduções à receita	(619)	(877)	(352)	(309)	(634)	(113)	(1.223)	(4.127)	(809)	(969)	(484)	(353)	(793)	(134)	(1.427)	(4.968)	20%
PIS/COFINS/ICMS/ISS	(499)	(714)	(284)	(241)	(418)	(91)	(787)	(3.036)	(633)	(742)	(389)	(266)	(488)	(103)	(864)	(3.483)	15%
Compensações Indicadores de Qualidade	(8)	(11)	(8)	(7)	(10)	(3)	(40)	(87)	(8)	(9)	(8)	(5)	(13)	(2)	(26)	(71)	-18,3%
Demais Deduções (CDE e Encargos)	(112)	(152)	(60)	(61)	(206)	(18)	(396)	(1.004)	(168)	(219)	(87)	(82)	(292)	(29)	(537)	(1.413)	41%
(=) Receita operacional líquida	1.686	3.013	1.011	898	1.406	425	3.120	11.558	1.994	3.240	1.090	996	1.860	542	3.229	12.952	12%
(-) Receita de construção	(303)	(856)	(224)	(179)	(302)	(102)	(708)	(2.674)	(330)	(716)	(239)	(188)	(282)	(97)	(675)	(2.527)	-5%
(=) Receita operac. líq. sem rec.de construção	1.383	2.157	787	719	1.104	323	2.412	8.884	1.663	2.524	851	808	1.579	444	2.554	10.424	17%
(-) Energia comprada e transporte e Encargos	(694)	(1.041)	(392)	(374)	(797)	(162)	(1.445)	(4.903)	(889)	(1.302)	(420)	(469)	(842)	(272)	(1.444)	(5.637)	15%
(=) Margem Bruta	689	1.116	395	345	307	161	967	3.980	775	1.222	432	339	737	172	1.111	4.787	20%
(+) Não-Recorrentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(322)	-	-	(322)	N/A
(-) VNR	(115)	(57)	(3)	(2)	(9)	(1)	(21)	(208)	(69)	(140)	(7)	(6)	(24)	(2)	(51)	(300)	44%
(=) Margem Bruta Ajustada (Ex-VNR)	574	1.059	392	343	299	160	946	3.772	705	1.082	424	333	391	170	1.060	4.166	10%
Δ% Margem Bruta Ajustada									22,9%	2,2%	8,2%	-3,0%	31,0%	6,5%	12,0%		

No 2T26, a Margem Bruta ajustada das distribuidoras ex-VNR alcançou R\$ 4,1 bilhões, 10% maior do que o mesmo período do ano anterior, influenciada, principalmente, pela variação positiva da tarifa fio-B (R\$ 224 milhões), crescimento de mercado (R\$ 124 milhões) e melhora do delta perdas de (R\$ 115 milhões). A Equatorial Maranhão foi a distribuidora que mais contribuiu para a variação positiva da margem do trimestre (+ R\$ 131 milhões), principalmente pelo efeito da revisão tarifária que aumentou a base de remuneração de R\$ 4,4 Bilhões para R\$ 7,4 Bilhões.

2.5 DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR

Custos Operacionais R\$ milhões	2T25								2T26								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
(+) Pessoal	44	57	25	25	33	14	54	253	50	62	35	37	43	13	98	337	33,3%
(+) Material	5	7	2	5	5	2	19	45	8	9	4	4	(11)	1	11	26	-42,6%
(+) Serviço de terceiros	107	151	69	45	116	21	243	751	109	144	64	39	115	16	202	688	-8,3%
(+) Outros	10	6	6	4	2	1	7	37	7	14	6	4	9	2	3	45	23,5%
(=) PMSO Reportado	166	221	103	79	156	38	322	1.085	174	228	109	84	155	32	314	1.097	1,0%
Ajustes	-	(22)	(3)	(4)	6	(5)	(24)	(52)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
PMSO Ajustado	166	199	100	76	161	32	299	1.034	174	228	109	84	155	32	314	1.097	6,1%
PECLD e perdas	21	74	17	12	3	5	12	144	59	76	30	2	(1)	3	26	194	34,5%
PECLD/ROB (Ex-Receita de Construção)	1,05%	2,43%	1,49%	1,16%	0,20%	1,20%	0,33%	1,11%	2,37%	2,18%	2,21%	0,16%	-0,05%	0,49%	0,66%	1,26%	
Provisões - contingências	4	3	2	3	22	0	18	53	5	3	2	0	18	1	21	51	-4,4%
Provisões - FUNAC	-	-	-	-	-	-	67	67	-	-	-	-	-	-	70	70	3,8%
(+) Provisões	25	77	19	15	26	5	97	265	64	79	32	2	17	4	117	315	18,9%
Ajustes Provisões	-	-	-	-	28	-	(37)	(9)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
(=) Provisões Ajustadas	25	77	19	15	54	5	60	256	64	79	32	2	17	4	117	315	23,1%
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	12	25	-	-	-	4	0	41	0	35	-	-	-	7	-	42	2,0%
(+) Custo de Remoção	8	6	2	3	16	4	31	71	8	17	3	4	71	11	29	143	102,4%
(+) Outros Custos Não Caixa	(30)	11	2	6	(7)	3	(77)	(93)	11	11	(4)	(1)	43	1	1	62	-166,0%
(+) Outras receitas/despesas operacionais	(22)	17	4	9	9	6	(46)	(23)	19	28	(1)	2	114	12	29	203	1000,0%
(+) Depreciação e amortização	91	223	46	35	67	16	185	662	19	28	(1)	2	114	12	29	205	-69,1%
(=) Custos e despesas gerenciáveis	272	563	172	139	257	68	559	2.030	277	397	138	91	401	68	489	1.861	-8,4%
PMSO Ajustado/Consumidor (12m)	247	242	251	218	309	528	349	281	259	271	276	241	324	497	332	293	4,0%
Δ% PMSO por Consumidor	4,9%	12,3%	10,1%	10,5%	4,7%	-5,8%	-4,9%										
PMSO Ajustado + Compensações/Consumidor (12m)	256	258	268	227	344	564	400	307	271	283	294	251	343	531	362	311	1,2%
Δ% PMSO + Compensações por Consumidor	5,8%	9,5%	9,5%	10,6%	-0,5%	-5,9%	-9,4%										

MARANHÃO

No comparativo entre trimestres, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, aumentou 4,9%, totalizando R\$ 259. O PMSO ajustado do período aumentou 4,7%, ou R\$ 7,9 milhões maior do que no mesmo período do ano anterior.

O aumento do trimestre vem principalmente da linha de **Pessoal** (R\$ 5 milhões) e de **Material** (R\$ 3 milhões). Na linha de pessoal o aumento se deve ao reajuste salarial e aumento de *headcount*, além dos efeitos de ILP que representaram R\$ 12 milhões, que foram parcialmente compensados pelo maior compartilhamento de despesas operacionais com as demais distribuidoras. Enquanto em material o crescimento foi causado pela aquisição de materiais de informática e EPI/EPC.

A **PECLD** atingiu R\$ 59 milhões no 2T26 e representa 2,37% da ROB, um aumento de R\$ 38 milhões em comparação com o 2T25. O aumento reflete principalmente o maior envelhecimento da dívida, concentrado principalmente nos segmentos residencial e varejo, influenciado pelo percentual médio do reajuste tarifário do MA de 17,90%. A atualização da matriz de PECLD respondeu por R\$ 8,7 milhões.

PARÁ

No 2T26, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, aumentou 12,3%, totalizando R\$ 271. O PMSO ajustado do período atingiu R\$ 228 milhões, 14,6% maior que o 2T25, ou R\$ 29,1 milhões.

O aumento do PMSO Ajustado no trimestre está concentrado principalmente na linha de **Serviços de Terceiros** (R\$ 14 milhões) decorrente de consultorias, custos de cobrança com periculosidade e custos de manutenção. Na linha de **Outros** (R\$ 8 milhões) grande parte do crescimento é referente a antecipação da janela de contribuições ao Instituto Equatorial, que em 2025 foram pagos no terceiro trimestre.

No 2T26, a **PECLD** alcançou R\$ 76 milhões, representando 2,18% da ROB, demonstrando um aumento de apenas R\$ 2 milhões na comparação com o 2T25 influenciada pelo envelhecimento de faturas do poder público, no entanto apresentou redução de 0,25 p.p. na relação sobre a ROB. A atualização da matriz contribuiu positivamente para reduzir a provisão em R\$ 2 milhões no período.

PIAUI

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 276, um aumento de 10,1% contra o 2T25, enquanto o PMSO ajustado cresceu 8,9%, ou R\$ 8,9 milhões.

Essa variação é fruto principalmente da linha de **Pessoal** (R\$ 10 milhões) que foi impactada pela maior provisão de PLR (R\$ 3 milhões), reajuste salarial e aumento de headcount.

A **PECLD** do trimestre foi de R\$ 30 milhões, 2,21% da ROB, um aumento de R\$ 12 milhões em comparação com o 2T25. O efeito da atualização da matriz impactou negativamente em R\$ 6,2 milhões, além da maior inadimplência das classes residenciais e envelhecimento da dívida.

ALAGOAS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 241, 10,5% maior que o 2T25, enquanto o PMSO ajustado cresceu 11,5%, ou R\$ 8,7 milhões.

O aumento do PMSO do trimestre foi concentrado na linha de **Pessoal**, que cresceu R\$ 12 milhões, por reajuste salarial, aumento de horas extras e maior remuneração variável (PLR e ILP). Excluindo o ILP (R\$ 6 milhões), atrelado à performance da ação, o PMSO Ajustado teria crescido 4,5%.

Em Alagoas, a **PECLD** do trimestre foi de R\$ 2 milhões, representando 0,16% da ROB, uma redução de R\$ 10 milhões na comparação com o 2T25. O efeito de atualização da matriz foi positiva de R\$ 5,5 milhões, além da realização de grandes negociações com alguns municípios.

CEEE-D

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 324, um aumento de 4,7%. O PMSO ajustado do período caiu R\$ 6,3 milhões, ou 3,9% em relação ao 2T25.

A queda no PMSO tem como principal efeito a redução na linha de **Materiais** (R\$ 17 milhões), devido a reclassificação de itens de investimento que haviam sido lançados equivocadamente em materiais. Esse efeito foi parcialmente reduzido pelo aumento na linha de **Pessoal** (R\$ 9 milhões), por atualização do compartilhamento de despesas e bonificação de funcionários corporativos (R\$ 4 milhões) e multas de FGTS.

A **PECLD/ROB** do período atingiu uma reversão de - 0,05%, ou - R\$ 1 milhão, uma redução de R\$ 5 milhões na comparação com o 2T25, positivamente impactada pela atualização da matriz.

CEA

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 497, valor 5,8% menor que o mesmo período do ano anterior. O PMSO ajustado da CEA foi de R\$ 32 milhões, 0,6% menor que o 2T25, praticamente estável, refletindo a realocação de custo via primarização, reduzindo a linha de Materiais em R\$ 1 milhão em otimização de EPI e EPC.

No 2T26, a **PECLD/ROB** foi de 0,49% ou R\$ 3 milhões, uma redução de R\$ 2 milhões na comparação com o 2T25, impactada positivamente pela atualização da matriz.

GOIÁS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 332 no 2T26, resultado 4,9% menor no comparativo com 2T25. O PMSO ajustado foi de R\$ 314 milhões, 5% maior que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 14,8 milhões.

O aumento do PMSO Ajustado no trimestre foi concentrado na linha de **Pessoal** (R\$ 44 milhões) concentrado no provisionamento de remuneração variável e incentivos de longo prazo (ILP) de R\$ 14 milhões, influenciado pela performance e pela cotação da ação. O período também refletiu o avanço da primarização (com a internalização de equipes em Uruaçu, +416 vagas), reajustes contratuais e inflação. Excluindo remuneração variável e ILP, o PMSO ajustado teria crescido 0,4% no trimestre. Esses valores são parcialmente compensados pela redução de **Materiais** (R\$ 8 milhões), **Serviços de Terceiros** (R\$ 17 milhões) e **outros** (R\$ 4 milhões).

No 2T26 a **PECLD** registrou R\$ 26 milhões no trimestre, ou 0,66% da ROB, um aumento de R\$ 14 milhões em relação ao 2T25, lembrando que no 2T25 GO ainda não havia adotado integralmente a metodologia da matriz de provisão de PECLD.

2.6 EBITDA

Recomposição EBITDA		2T25								2T26								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		276	361	96	106	(235)	12	5	620	251	386	111	56	73	(6)	(84)	789	27,2%
(+) Impostos sobre o Lucro		40	64	41	34	-	8	(9)	178	49	84	24	62	-	12	(56)	174	-1,9%
(+) Resultado Financeiro		101	128	86	66	285	73	412	1.152	114	208	98	87	259	78	579	1.423	23,5%
(+) Depreciação e Amortização		91	223	46	35	67	16	185	662	103	174	58	46	117	33	212	743	12,3%
(=) EBITDA societário (CVM)*		508	776	269	242	117	109	593	2.612	517	852	292	250	450	117	651	3.129	20%
Ajustes Totais		(134)	(24)	2	7	(49)	7	(37)	(228)	(58)	(130)	(12)	(8)	(302)	(0)	(50)	(560)	145,0%
(+) Outras receitas/despesas operacionais		(30)	11	2	6	(7)	3	(77)	(93)	11	11	(4)	(1)	43	1	1	62	-166,0%
(+) Impactos Margem Bruta		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(322)	-	-	(322)	N/A
(+) Sistemas Isolados		12	-	-	-	-	-	-	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
(+) Ajustes de PMSO		-	22	3	4	(6)	5	24	52	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
(+) Ajustes Provisões		-	-	-	-	(28)	-	37	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
(-) VNR		(115)	(57)	(3)	(2)	(9)	(1)	(21)	(208)	(69)	(140)	(7)	(6)	(24)	(2)	(51)	(300)	44,2%
(=) EBITDA Societário Ajustado		374	752	270	249	67	116	556	2.383	459	723	280	243	148	117	601	2.570	7,8%
	Δ%									22,8%	-3,9%	3,6%	-2,4%	120,1%	1,1%	8,0%		

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

Os valores ajustados em "Outras receitas/despesas operacionais" referem-se exclusivamente a efeitos não caixa. Para fins de comparabilidade, os efeitos caixa, como custos de remoção, também foram contabilizados na base comparativa do 2T25.

MARANHÃO

No 2T26, o EBITDA ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 459 milhões, 22,8% maior que o 2T25, ou R\$ 85 milhões.

A margem bruta ajustada do trimestre registrou crescimento de 22,9% ou R\$ 131 milhões, influenciada principalmente pela variação positiva de: (i) tarifa fio-b no valor de R\$ 130 milhões, (ii) delta perdas de R\$ 41 milhões, parcialmente compensados pela redução de R\$ 24 milhões na RNF.

O PMSO ajustado do período apresentou um aumento de R\$ 7,9 milhões, enquanto as provisões e contingências ajustadas do período aumentaram R\$ 39 milhões, em decorrência principalmente do aumento de Perdas esperadas por redução ao valor recuperável entre os trimestres.

PARÁ

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes do Pará atingiu R\$ 723 milhões, 3,9% menor que o 2T25, ou R\$ 29 milhões. Apesar do crescimento da margem bruta em 2,2%, ou 23 milhões, o resultado foi impactado pelo aumento do PMSO ajustado (R\$ 29 milhões) e aumento de R\$ 11 milhões na linha de custos de remoção, relacionado a atualização monetária de contratos de serviço e renovações contratuais. As provisões e contingências ajustadas do período se mantiveram em linha entre os trimestres.

PIAUI

No Piauí, o EBITDA ajustado atingiu R\$ 280 milhões, 3,6% maior, ou R\$ 10 milhões, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

A margem bruta ajustada do período aumentou 8,2% ou R\$ 32 milhões comparado ao 2T25, reflexo principalmente do aumento da tarifa fio-b (R\$ 17 milhões) e do crescimento de mercado (R\$ 8 milhões).

A linha de PECLD e Contingências ajustadas teve uma piora de R\$ 13 milhões em comparação ao 2T25, enquanto o PMSO ajustado apresentou aumento de R\$ 8,9 milhões entre períodos.

ALAGOAS

O EBITDA Ajustado atingiu R\$ 243 milhões, R\$ 6 milhões menor que o 2T25, ou -2,4%.

A margem bruta ajustada do período teve uma queda de 3%, ou R\$ 10 milhões, principalmente em função do menor volume de energia vendido no Mercado de Curto Prazo. O efeito da alteração na contabilização do faturamento dos clientes livres foi reconhecido na linha de Renda Não Faturada (RNF), com efeito positivo de R\$ 43 milhões.

As provisões e contingências ajustadas apresentaram uma melhora de R\$ 13 milhões, enquanto o PMSO ajustado aumentou cerca de R\$ 8,7 milhões.

CEEE-D

O EBITDA ajustado do Rio Grande do Sul atingiu R\$ 148 milhões no trimestre, 120% maior que o 2T25, ou R\$ 81 milhões.

A margem bruta ajustada da CEEE-D apresentou um crescimento de 31% ou R\$ 93 milhões, principalmente em virtude de: (i) crescimento de mercado (R\$ 21 milhões), (ii) crescimento na tarifa fio-b (R\$ 24 milhões) e (iii) redução das perdas (R\$ 21 milhões) e (iv) RNF de R\$ 11 milhões.

O PMSO ajustado do período apresentou uma redução de R\$ 6,3 milhões, enquanto as provisões e contingências ajustadas do período apresentaram uma melhora de R\$ 36 milhões. Nesse trimestre, a empresa apresentou um Custo de Remoção de R\$ 71 milhões, esse valor é referente ao maior volume de capitalização de obras antes da data de corte do processo da RTP (Revisão Periódica Tarifária), pois os custos de remoção são apropriados integralmente apenas no encerramento das obras.

CEA

O EBITDA Ajustado alcançou R\$ 117 milhões, com crescimento de 1,1% em relação ao mesmo período do ano anterior (R\$ 1,0 milhão). Esse resultado reflete, principalmente, a Margem Bruta ajustada ex-VNR, que apresentou um aumento de 6,5% ou R\$ 10 milhões, aliada à redução de R\$ 0,2 milhões no PMSO entre os trimestres. Para esse trimestre, a empresa apresentou um Custo de Remoção de 11 milhões, impactado também pelo maior volume de encerramento antes da data de corte do processo de RTP da companhia.

GOIÁS

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR da Equatorial Goiás atingiu R\$ 601 milhões, um aumento de 8% em relação ao mesmo período do ano anterior ou R\$ 45 milhões.

A margem bruta ajustada neste trimestre apresentou uma variação positiva de R\$ 114 milhões em função de: (i) tarifa fio-b (R\$ 32 milhões), (ii) crescimento de mercado (R\$ 50 milhões) e (iii) Renda Não Faturada (R\$ 18 milhões).

Adicionalmente, o PMSO ajustado do período apresentou um aumento de R\$ 14,8 milhões, bem como as provisões, que na visão reportada, apresentaram um aumento de R\$ 20 milhões, é explicado, principalmente, pelo efeito do aumento da PECLD (R\$ 14 milhões). Em bases ajustadas, as provisões aumentam R\$ 57 milhões, esse incremento é explicado por um efeito não recorrente de R\$ 37 MM no provisionamento de PECLD da FUNAC ocorrido no 2T25, em função de encerramento de processos em Goiás.

2.7 EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA

Não Recorrentes EBITDA Distribuição	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	2T26 Total
Margem Bruta	-	-	-	-	(322)	-	-	(322)
Outros Custos Não Caixa	11	11	(4)	(1)	43	1	1	62
VNR	(69)	(140)	(7)	(6)	(24)	(2)	(51)	(300)
Ajustes EBITDA	(58)	(130)	(12)	(8)	(302)	(0)	(50)	(560)

2.8 RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro	2T25								2T26								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Rendas Financeiras	40	82	23	28	42	19	22	255	20	97	36	26	49	23	43	294	15,1%
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	22	35	14	9	61	3	15	160	30	50	18	13	11	5	19	146	-8,7%
(+) Encargos da dívida	(138)	(232)	(116)	(83)	(214)	(91)	(411)	(1.284)	(154)	(344)	(169)	(123)	(306)	(110)	(599)	(1.805)	40,5%
(+) Encargos CVA	(6)	(13)	1	(4)	4	5	5	(8)	5	2	22	7	20	11	30	96	-1257,5%
(+) AVP - Comercial	1	5	1	1	(15)	(0)	(1)	(9)	1	(5)	1	1	(4)	2	-	(4)	-52,2%
(+) Contingências	(2)	(3)	(3)	(4)	(29)	(3)	(14)	(57)	(6)	(4)	(3)	(3)	(31)	(3)	(32)	(84)	46,5%
(+) Outras Receitas / Despesas	(17)	(3)	(5)	(13)	(135)	(7)	(28)	(210)	(9)	(4)	(3)	(7)	2	(6)	(40)	(68)	-67,7%
Resultado financeiro	(101)	(128)	(86)	(66)	(285)	(73)	(412)	(1.152)	(114)	(208)	(99)	(87)	(259)	(78)	(579)	(1.424)	24%
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(79)	-	-	(79)	N/A
Resultado financeiro ajustado	(101)	(128)	(86)	(66)	(285)	(73)	(412)	(1.152)	(114)	(208)	(99)	(87)	(337)	(78)	(579)	(1.502)	30%

Δ%

12,6% 62,6% 15,1% 31,3% 18,3% 6,3% 40,6%

2.9 LUCRO LÍQUIDO

Lucro Líquido	2T25								2T26								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Lucro Líquido / Prejuízo	276	361	96	106	(235)	12	5	620	251	386	111	56	73	(6)	(84)	789	27%
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	12	22	3	4	(33)	5	61	73	-	-	-	-	(322)	-	-	(322)	-543,4%
(+) Efeito IR e CSLL	(5)	11	17	13	11	(1)	6	54	-	-	-	38	-	-	-	38	-29,3%
(+) Depreciação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(79)	-	-	(79)	N/A
(+) Outras Receitas/Despesas Não Operacionais	-	-	-	-	-	-	(79)	(79)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
(+) VNR Líquido de IR e CSLL	(76)	(38)	(2)	(1)	(6)	(1)	(14)	(137)	(46)	(93)	(5)	(4)	(16)	(1)	(34)	(198)	44,2%
(=) Lucro Líquido / Prejuízo Ajustado	207	356	114	121	(263)	16	(21)	530	205	294	107	90	(342)	(7)	(118)	229	-57%

Δ%

-0,9% -17,4% -6,5% -26,3% 30,1% -143,3% 461,5%

2.10 INVESTIMENTOS

Investimentos Distribuidoras	2T25								2T26								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
Ativos elétricos	270	463	188	165	274	80	662	2.101	279	362	179	169	262	71	611	1.933	-8,0%
Obrigações especiais	17	358	25	3	8	13	7	430	30	329	49	10	-	23	20	460	7,1%
Ativos não elétricos	17	35	12	11	21	9	39	144	21	25	11	10	20	3	44	134	-6,5%
Projetos Estratégicos	5	12	3	3	11	6	3	43	7	8	3	3	6	1	18	46	5,9%
Total	303	856	224	179	302	102	708	2.674	330	716	239	188	282	97	675	2.527	-5%

Δ%

9,0% -16,4% 6,7% 5,2% -6,8% -4,5% -4,7%

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

2.11 IMPOSTOS

No Grupo Equatorial, a apuração do Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) a pagar é influenciada positivamente pelos seguintes itens: (i) incentivo fiscal de redução de 75% do Imposto de Renda, decorrente do benefício de modernização total, obtido junto à SUDENE/SUDAM (válido até 2032 para as distribuidoras Maranhão, Piauí, Alagoas e CEA; e até 2034 para a Equatorial Pará); (ii) benefício de exclusão de até 60% dos valores despendidos em PD&I do lucro líquido; e (iii) benefícios de dedução do Imposto de Renda relacionados a despesas com alimentação dos colaboradores (PAT), licença-maternidade e doações.

IRPJ / CSLL	2025						
R\$ Milhões	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
Lair	493	911	190	224	(239)	29	(27)
Despesas IRPJ/CSLL	(118)	(177)	(48)	(83)	-	(10)	34
(+) Ativo Fiscal Diferido	46	103	(3)	31	-	-	(74)
(+) Incentivos Fiscais	109	173	18	34	-	-	-
Imposto Caixa	(72)	(75)	(50)	(51)	-	(10)	-
Alíquota Efetiva de IRPJ e CSLL	15%	8%	26%	23%	0%	33%	0%

2026						
Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
629	928	234	284	33	6	(294)
(105)	(157)	(52)	(108)	-	(17)	116
45	93	39	78	-	-	(117)
108	157	30	25	-	-	-
(61)	(64)	(13)	(29)	-	(17)	(1)
10%	7%	6%	10%	0%	265%	0%

Na tabela abaixo, tem-se os ajustes por efeitos não-recorrentes:

	2025						
Não recorrentes	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
Despesas IRPJ/CSLL		(37)	-	(27)	-	-	-
Ativo fiscal diferido	28	37	-	27	-	-	-
Incentivos fiscais	15	20	-	21	-	-	-

2026						
Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
-	-	(2)	3	-	-	(7)
-	-	(35)	(4)	-	-	13
-	-	-	-	-	-	-

Dessa forma, a alíquota caixa das distribuidoras atinge:

IRPJ / CSLL (c/ não recorrentes)	2025						
R\$ Milhões	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
Lair	493	911	190	224	(239)	29	(27)
Despesas IRPJ/CSLL	(75)	(158)	(48)	(62)	-	(10)	34
(+) Ativo Fiscal Diferido	18	66	(3)	4	-	-	(74)
Imposto Calculado	(57)	(92)	(50)	(58)	-	(10)	(39)
(+) Incentivos Fiscais	93	153	18	13	-	-	-
Imposto Caixa	(57)	(92)	(50)	(58)	-	(10)	-
Alíquota Efetiva de IRPJ e CSLL	12%	10%	26%	26%	0%	33%	0%

2026						
Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
629	928	234	284	33	6	(294)
(105)	(157)	(90)	(109)	-	(17)	123
45	93	74	82	-	-	(129)
(61)	(64)	(16)	(26)	-	(17)	(7)
108	157	30	25	-	-	-
(61)	(64)	(16)	(26)	-	(17)	(7)
10%	7%	7%	9%	0%	265%	-2%

3. RENOVÁVEIS

3.1 DESEMPENHO OPERACIONAL

GERAÇÃO

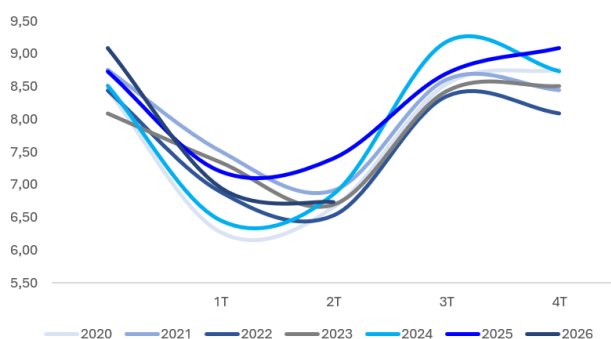
Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Ventos (m/s)			
	2T25	2T26	Δ%	Δ	2T25	2T26	Δ%	Δ
Portfólio Eólico	963,2	788,8	-18,1%	-174,5	7,4	6,7	-9,1%	-0,7
<i>Constrained-Off</i>	120,4	87,3	-27,5%	-33,2				
Portfólio Eólico ex Constrained-Off	1.083,7	876,0	-19,2%	-207,7				

Complexos Solares	Geração (GWh)				Irradiância Média (W/m ²)			
	2T25	2T26	Δ%	Δ	2T25	2T26	Δ%	Δ
Portfólio Solar	224,8	225,5	0,3%	0,6	289,1	305,7	5,7%	16,6
<i>Constrained-Off</i>	121,6	142,2	17,0%	20,6				
Portfólio Solar ex Constrained-Off	346,4	367,6	6,1%	21,2				

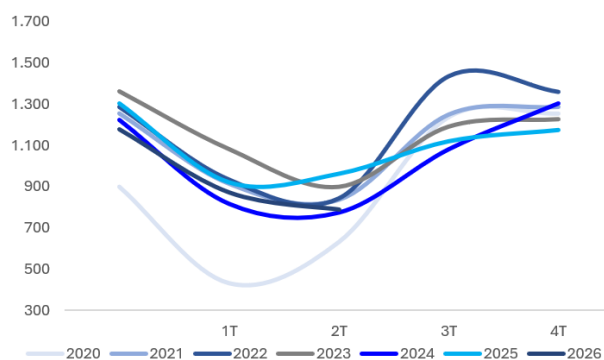
Portfólio	Geração (GWh)			
	2T25	2T26	Δ%	Δ
Portfólio Consolidado	1.188,1	1.014,2	-14,6%	-173,9
<i>Constrained-Off</i>	242,0	229,4	-5,2%	-12,6
Portfólio ex Constrained-Off	1.430,1	1.243,7	-13,0%	-186,4

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

MÉDIA DOS VENTOS - PORTFÓLIO EÓLICO (m/s)



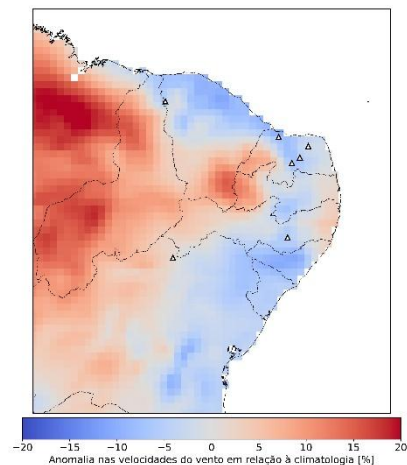
GERAÇÃO TOTAL - PORTFÓLIO EÓLICO (GWh)



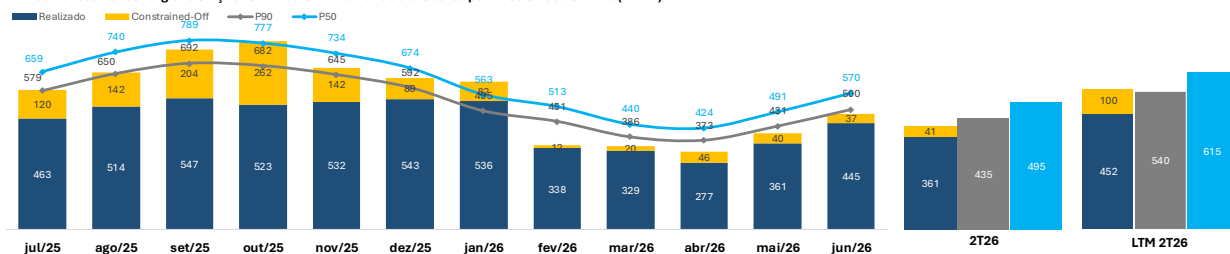
O 2T26 foi marcado por velocidades de vento abaixo da média climatológica na maior parte do Nordeste, com anomalias negativas mais acentuadas nas áreas mais a oeste da faixa costeira, abrangendo trechos dos estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia. Na comparação com o 2T25, a velocidade média dos ventos nos complexos da Echoenergia recuou 11,4%, com parte dos ativos operando abaixo da respectiva média climatológica.

A figura ao lado ilustra as anomalias de vento no 2T26 em relação à média de longo prazo, evidenciando o impacto climático negativo sobre os complexos eólicos da Echoenergia. Desconsiderando os efeitos de constrained-off, a geração do período, no centro de gravidade, se aproximou de P98 nos ativos eólicos e de P88 nos ativos solares, em ambos os casos na referência de variabilidade anual.

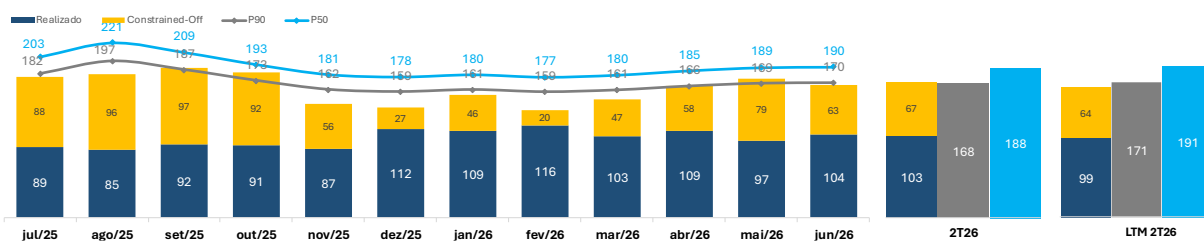
Os gráficos a seguir apresentam a geração de energia eólica e solar da Echoenergia nos últimos 12 meses e a visão para o 2T26, comparando-a com os valores de P50 e P90 anual revisados pela empresa. Vale destacar que essas estimativas de produção de energia são consideradas robustas, pois os estudos foram elaborados utilizando metodologias consolidadas no mercado e tem como base dados operacionais para todos os complexos eólicos.



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)



EFEITOS DO CONSTRAINED-OFF

Com base nos dados do ONS e considerando as perdas relativas ao centro de gravidade, os efeitos de constrained-off totalizaram 229 GWh no 2T26, correspondentes a um percentual de restrição de 18,4% e a um impacto financeiro estimado de R\$ 30 milhões.

O volume de energia cortada concentrou-se principalmente nos complexos solares, que responderam por 142 GWh, ou aproximadamente 62% do total do portfólio. Nesse segmento, o percentual de restrição atingiu 38,7%, com impacto financeiro estimado de R\$ 12 milhões. Nos complexos eólicos, os cortes totalizaram 87 GWh ou 10,0% e a um impacto financeiro de R\$ 18 milhões.

Em comparação com o 2T25, quando os cortes totalizaram 242 GWh e R\$ 33 milhões, o volume de constrained-off recuou aproximadamente 5%, enquanto o impacto financeiro diminuiu 9%. Apesar da redução em termos absolutos, o percentual de restrição do portfólio aumentou 1,5 ponto percentual, passando de 16,9% no 2T25 para 18,4% no 2T26. A redução do volume consolidado foi determinada principalmente pelo segmento eólico, no qual os cortes diminuíram 28%, de 120 GWh para 87 GWh. No segmento solar, por outro lado, o volume restringido aumentou 16%, de 122 GWh para 142 GWh.

Quanto à natureza das restrições, os cortes de ordem energética foram predominantes, representando aproximadamente 75% do total, ou 171 GWh, com impacto financeiro estimado de R\$ 20 milhões. As restrições decorrentes de indisponibilidade externa corresponderam a cerca de 18% do total, equivalentes a 41 GWh e R\$ 6 milhões, enquanto as restrições por razões de confiabilidade representaram aproximadamente 7%, ou 17 GWh e R\$ 4 milhões. Nos complexos solares, as restrições energéticas responderam por aproximadamente 78% do volume cortado no segmento. Nos complexos eólicos essa categoria também foi predominante, representando cerca de 69% dos cortes.

		Visão ONS - Centro de Gravidade								
		Total			Confiabilidade		Indisponibilidade		Energético	
Unidade		[%]	[GWh]	[R\$ milhões]	[GWh]	[R\$ milhões]	[GWh]	[R\$ milhões]	[GWh]	[R\$ milhões]
Eólicas	2T25	11,1%	120	21	69	12	3	1	49	9
	2T26	10,0%	87	18	16	4	12	2	60	12
	3T23 a 2T26	14,0%	1.987	381	1.335	257	129	28	523	96
Solares	2T25	35,1%	122	12	20	3	13	2	89	7
	2T26	38,7%	142	12	2	0	29	4	111	8
	3T23 a 2T26	32,4%	924	96	262	36	117	14	545	46
Portfólio	2T25	16,9%	242	33	88	14	16	2	138	16
	2T26	18,4%	229	30	17	4	41	6	171	20
	3T23 a 2T26	17,0%	2.911	477	1.597	293	246	42	1.068	142

A partir do 2T26, foram implementados dois ajustes metodológicos nos dados apresentados. Os valores de constrained-off passaram a considerar a base do ONS (sistema SAGER), em substituição à base interna anteriormente utilizada, e os números de geração passaram a incorporar as perdas relativas ao centro de gravidade. A comparação com o 2T25 apresentada nesta seção considera a mesma abordagem metodológica, de forma a assegurar a comparabilidade entre os períodos. Em razão desses ajustes, os valores históricos podem diferir daqueles divulgados anteriormente. Vale ressaltar que a Portaria prevê a possibilidade de contestar os valores calculados, havendo a possibilidade de ressarcimento superior ao cálculo atual da ONS.

Adicionalmente, para os eventos de constrained-off ocorridos entre 1º de setembro de 2023 e 25 de novembro de 2025, a Lei nº 15.269/2025 estabeleceu o direito à compensação dos custos associados às restrições de geração classificadas como indisponibilidade externa e confiabilidade elétrica para usinas eólicas e solares. Em julho de 2026, o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria Normativa nº 140/2026, regulamentando a operacionalização desse mecanismo por meio da celebração de um Termo de Compromisso entre os agentes de geração e o Poder Concedente. O referido instrumento estabelece as condições para apuração, revisão, validação e pagamento das compensações elegíveis. Com base em apurações preliminares realizadas a partir da metodologia prevista na regulamentação, a Companhia estima um potencial de ressarcimento de aproximadamente R\$ 317 milhões, atualizado monetariamente pelo IPCA até junho de 2026. A efetiva compensação permanece condicionada à adesão e celebração do Termo de Compromisso, bem como à conclusão das etapas de revisão e validação dos montantes pelo ONS, CCEE e demais agentes envolvidos no processo.

3.2 DESEMPENHO FINANCEIRO

Abaixo apresentamos o desempenho econômico-financeiro da Echoenergia em uma visão combinando o resultado da Echo Participações com o da Echo Crescimento, veículos de geração eólica e solar do grupo, respectivamente.

DRE	Echo Participações				Echo Crescimento			
	2T25	2T26	Δ%	Δ	2T25	2T26	Δ%	Δ
Receita Líquida	248,5	221,6	-10,8%	(26,9)	111,5	79,6	-28,6%	(31,9)
(-) Compra de Energia	(26,1)	(32,8)	25,8%	(6,7)	(39,1)	(14,5)	-62,8%	24,5
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	(0,1)	(0,0)	-60,9%	0,1
Lucro Bruto de Energia	222,5	188,8	-15,1%	(33,6)	72,3	65,1	-10,0%	(7,3)
(-) Encargos de Uso do Sistema	-	(20,9)	N/A	N/A	-	(10,4)	N/A	N/A
Margem Bruta	222,5	168,0	-24,5%	(54,5)	72,3	54,6	-24,4%	(17,7)
Custos e Despesas Operacionais	(98,3)	(75,0)	-23,7%	23,3	(21,8)	(12,3)	-43,3%	9,4
(-) Custos de Operação e Produção de Energia	(78,6)	(64,8)	-17,6%	13,9	(18,3)	(9,1)	-50,1%	9,2
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(19,7)	(10,2)	-48,1%	9,4	(3,5)	(3,2)	-7,1%	0,2
EBITDA	124,2	93,0	-25,1%	(31,2)	50,6	42,3	-16,4%	(8,3)
Margem EBITDA (%)	50,0%	42,0%	-8p.p.	N/A	45,4%	53,1%	7,8p.p.	N/A
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes	5,3	(0,7)	-113,7%	(6,1)	-	-	N/A	-
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	0,1	0,0	-57,2%	(0,1)
EBITDA Ajustado	129,5	92,3	-28,8%	(37,3)	50,7	42,3	-16,4%	(8,3)
Margem EBITDA Ajustada (%)	52,1%	41,6%	-10,5p.p.	N/A	45,4%	53,2%	7,7p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(65,7)	(66,6)	1,3%	(0,9)	(19,4)	(19,4)	0,0%	0,0
(+/-) Resultado Financeiro	(65,3)	(68,3)	4,6%	(3,0)	(67,1)	(75,8)	13,0%	(8,7)
(-) Impostos	(16,1)	(17,6)	9,6%	(1,5)	(4,7)	(3,9)	-16,5%	0,8
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(22,9)	(59,5)	159,8%	(36,6)	(40,6)	(56,8)	-39,9%	(16,2)
Margem Líquida (%)	-9,2%	-26,8%	-17,6p.p.	N/A	-36,4%	-71,3%	-34,9p.p.	N/A

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	2T25	2T26	Δ%	Δ
Receita Líquida	360,0	301,3	-16,3%	(58,8)
(-) Compra de Energia	(65,1)	(47,3)	-27,3%	17,8
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,1)	(0,0)	-60,9%	0,1
Lucro Bruto de Energia	294,8	253,9	-13,9%	(40,9)
(-) Encargos de Uso do Sistema	-	(31,3)	N/A	N/A
Margem Bruta	294,8	222,6	-24,5%	(72,2)
Custos e Despesas Operacionais	(120,0)	(87,3)	-27,3%	32,7
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(96,9)	(73,9)	-23,8%	23,0
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(23,1)	(13,4)	-41,9%	9,7
EBITDA	174,8	135,3	-22,6%	(39,5)
Margem EBITDA (%)	48,5%	44,9%	-3,6p.p.	N/A
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes	5,3	(0,7)	-113,7%	(6,1)
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,1	0,0	-57,2%	(0,1)
EBITDA Ajustado	180,2	134,6	-25,3%	(45,6)
Margem EBITDA Ajustada (%)	50,0%	44,7%	-5,4p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(85,1)	(85,9)	1,0%	(0,9)
(+/-) Resultado Financeiro	(132,4)	(144,1)	8,8%	(11,7)
(-) Impostos	(20,8)	(21,5)	3,7%	(0,8)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(63,5)	(116,2)	-83,1%	(52,8)
Margem Líquida (%)	-17,6%	-38,6%	-21p.p.	N/A

LUCRO BRUTO DE ENERGIA – ECHOENERGIA

O Lucro Bruto de Energia da Echoenergia foi de R\$ 253,9 milhões no 2T26, uma redução de 13,9% quando comparado ao mesmo período do ano passado, ou de R\$ 40,9 milhões. Essa variação decorreu, principalmente, da geração 14,6% inferior ao 2T25, impactada negativamente pela menor velocidade dos ventos nas usinas eólicas e pelo maior patamar de *constrained-off* nas usinas solares. Além disso, os ganhos com operações de swap de lastro incentivado, oriundas das usinas cuja geração líquida se situou abaixo da garantia física, foram inferiores aos apurados no 2T25.

Os custos com Encargos de Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição totalizaram R\$ 31,3 milhões no 2T26, refletindo a redução de MUST nos parques eólicos e solares entre os períodos.

Vale destacar que, a partir do 2T26, parte dos valores anteriormente classificados como Custos de Operação e Produção de Energia foi reclassificada para a linha de Encargos de Uso do Sistema, apresentada de forma segregada no quadro financeiro. Os valores referentes ao 2T25 foram mantidos conforme originalmente reportados no release e, portanto, não contemplam essa reclassificação. Em bases comparáveis, considerando a mesma reclassificação no 2T25, a variação entre os períodos é de apenas R\$ 0,5 milhão.

Sendo assim, a Margem Bruta da Echoenergia foi de R\$ 222,6 milhões, uma redução de 24,5% quando comparado ao mesmo período do ano passado, ou de R\$ 72,2 milhões.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - ECHOENERGIA

Os custos e despesas operacionais da Echoenergia totalizaram R\$ 87,3 milhões no 2T26, uma redução de 27,3%, ou de R\$ 32,7 milhões, quando comparado ao 2T25. Excluindo os efeitos não-recorrentes e não-caixa de ambos os trimestres relacionados a baixas de ativos (R\$ 5,3 milhões no 2T25 e -R\$0,7 milhão no 2T26), houve uma diminuição de 23,2%, ou de R\$ 26,7 milhões. Essa variação é justificada principalmente por:

- Aumento de R\$ 4,0 milhões em despesas com pessoal, decorrente do reconhecimento da provisão dos ILP's e dos reajustes salariais e de benefícios;
- Aumento de R\$ 2,5 milhões em engenharia e gestão de O&M, devido ao reajuste inflacionário e *escalation*¹ nos contratos de manutenção dos parques eólicos;
- Aumento de R\$ 0,8 milhão em serviços de terceiros, principalmente com vigilância das usinas e consultorias relacionadas ao Plano de Mitigação de Impacto Social;
- Redução líquida de R\$ 3,2 milhões nas demais linhas, principalmente em outros custos e despesas e materiais;
- Redução de R\$ 30,8 milhões em Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição.

Vale destacar que, a partir do 2T26, parte dos valores anteriormente classificados como Custos de Operação e Produção de Energia foi reclassificada para a linha de Encargos de Uso do Sistema, apresentada de forma segregada no quadro financeiro. Os valores referentes ao 2T25 foram mantidos conforme originalmente reportados no release e, portanto, não contemplam essa reclassificação. Em bases comparáveis, considerando a mesma reclassificação no 2T25, a variação entre os períodos é de apenas R\$ 0,5 milhão.

RESULTADO FINANCEIRO - ECHOENERGIA

O resultado financeiro líquido da Echoenergia registrado no 2T26 foi de R\$ 144,1 milhões negativos, apresentando uma piora de R\$ 11,7 milhões, ou 8,8%, quando comparado ao 2T25. Tal variação reflete, principalmente, o aumento do IPCA, que indexa ~80% das dívidas da companhia, apurado em 1,42% no período (ante 0,93% no 2T25).

¹ *Escalation* se refere aos reajustes, em termos reais, de valores previstos em contratos de O&M de longo prazo, relacionados ao aumento da taxa de falhas naturais das máquinas e equipamentos.

PROFORMA – ECHOENERGIA + EQUATORIAL RENOVÁVEIS

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

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)				EQTL Renováveis			
	2T25	2T26	Δ%	Δ	2T25	2T26	Δ%	Δ
Receita Líquida	360,0	301,3	-16,3%	(58,8)	510,2	437,3	-14,3%	(72,9)
(-) Compra de Energia	(65,1)	(47,3)	-27,3%	17,8	(500,0)	(466,8)	-6,6%	33,2
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,1)	(0,0)	-60,9%	0,1	(8,9)	(26,5)	198,0%	(17,6)
Lucro Bruto de Energia	294,8	253,9	-13,9%	(40,9)	1,3	(55,9)	-4288,1%	(57,3)
(-) Encargos de Uso do Sistema	-	(31,3)	N/A	N/A	-	(5,2)	N/A	N/A
Margem Bruta	294,8	222,6	-24,5%	(72,2)	1,3	(61,1)	-4676,1%	(62,5)
Custos e Despesas Operacionais	(120,0)	(87,3)	-27,3%	32,7	(12,8)	(9,5)	-26,2%	3,4
(-) Custos de Operação e Produção de Energia	(96,9)	(73,9)	-23,8%	23,0	(12,6)	(6,3)	-50,4%	6,4
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(23,1)	(13,4)	-41,9%	9,7	(0,2)	(3,2)	1288,4%	(3,0)
EBITDA	174,8	135,3	-22,6%	(39,5)	(11,5)	(70,6)	-513,5%	(59,1)
Margem EBITDA (%)	48,5%	44,9%	-3,6p.p.	N/A	-2,3%	-16,1%	-13,9p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	5,3	(0,7)	-113,7%	(6,1)	-	-	N/A	-
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,1	0,0	-57,2%	(0,1)	8,1	26,5	225,5%	18,3
EBITDA Ajustado	180,2	134,6	-25,3%	(45,6)	(3,4)	(44,1)	-1206,1%	(40,8)
Margem EBITDA Ajustada (%)	50,0%	44,7%	-5,4p.p.	N/A	-0,7%	-10,1%	-9,4p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(85,1)	(85,9)	1,0%	(0,9)	(0,1)	(0,1)	-24,8%	0,0
(+/-) Resultado Financeiro	(132,4)	(144,1)	8,8%	(11,7)	0,2	1,2	410,8%	1,0
(-) Impostos	(20,8)	(21,5)	3,7%	(0,8)	2,8	9,0	225,5%	6,2
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(63,5)	(116,2)	-83,1%	(52,8)	(8,6)	(60,5)	-600,5%	(51,8)
Margem Líquida (%)	-17,6%	-38,6%	-21p.p.	N/A	-1,7%	-13,8%	-12,1p.p.	N/A

DRE	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	2T25	2T26	Δ%	Δ
Receita Líquida	870,3	738,6	-15,1%	(131,7)
(-) Compra de Energia	(565,2)	(514,1)	-9,0%	51,0
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(9,0)	(26,5)	194,7%	(17,5)
Lucro Bruto de Energia	296,1	198,0	-33,2%	(98,2)
(-) Encargos de Uso do Sistema	-	(36,5)	N/A	N/A
Margem Bruta	296,1	161,5	-45,5%	(134,6)
Custos e Despesas Operacionais	(132,9)	(96,8)	-27,2%	36,1
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(109,5)	(80,1)	-26,8%	29,4
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(23,3)	(16,6)	-28,7%	6,7
EBITDA	163,3	64,7	-60,4%	(98,6)
Margem EBITDA (%)	18,8%	8,8%	-10p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	5,3	(0,7)	-113,7%	(6,1)
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	8,2	26,5	221,9%	18,3
EBITDA Ajustado	176,8	90,5	-48,8%	(86,3)
Margem EBITDA Ajustada (%)	20,3%	12,2%	-8,1p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(85,2)	(86,0)	1,0%	(0,8)
(+/-) Resultado Financeiro	(132,1)	(142,8)	8,1%	(10,7)
(-) Impostos	(18,0)	(12,5)	-30,4%	5,5
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(72,1)	(176,7)	-145,1%	(104,6)
Margem Líquida (%)	-8,3%	-23,9%	-15,6p.p.	N/A

LUCRO BRUTO DE ENERGIA – EQTL RENOVÁVEIS

O Lucro Bruto de Energia da EQTL Renováveis foi de R\$ 55,9 milhões negativos no 2T26, uma redução de 57,3 milhões quando comparado ao 2T25. Excluindo o efeito não-caixa da marcação a mercado (MtM) dos contratos de trading nos períodos, o Lucro Bruto foi de R\$ 29,5 milhões negativos no 2T26, uma redução de R\$ 39,7 milhões contra o mesmo período do ano anterior. Essa queda é explicada, principalmente, pela maior exposição à aquisição de energia no mercado livre para recomposição de lastro em um cenário de elevada volatilidade de preços e pelos custos adicionais com modulação horária oriundos do descasamento entre as compras do portfólio de geração solar e a entrega contratual.

Os custos com Encargos de Comercialização totalizaram R\$ 5,2 milhões no 2T26, em virtude do maior volume de energia entregue ao consumidor final no mercado varejista entre os períodos. Vale destacar que, a partir do 2T26, parte dos valores anteriormente classificados como Custos de Operação e Produção de Energia foi reclassificada para a linha de Encargos de Comercialização, apresentada de forma segregada no quadro financeiro. Os valores referentes ao 2T25 foram mantidos conforme originalmente reportados no release e, portanto, não contemplam essa reclassificação. Em bases comparáveis, considerando a mesma reclassificação no 2T25, a variação entre os períodos é de R\$ 1,5 milhão.

Sendo assim, a Margem Bruta da EQTL Renováveis, excluindo o efeito do MtM, de ambos os períodos, foi de R\$ 34,7 milhões negativos no 2T26, uma redução de R\$ 44,9 milhões quando comparado ao mesmo período do ano passado.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS – EQTL RENOVÁVEIS

Os custos e despesas operacionais da EQTL Renováveis totalizaram R\$ 9,5 milhões no 2T26, uma redução de 26,2%, ou de R\$ 3,4 milhão, quando comparado ao 2T25. Essa variação é justificada principalmente por:

- Aumento de R\$ 0,6 milhão em pessoal, reflexo da curva de contratação da equipe de vendas, do crescimento do compartilhamento de despesas da Echoenergia e dos ajustes em salários e benefícios;
- Aumento de R\$ 0,8 milhão em outros custos e despesas – contemplando PECLD, despesas jurídicas e legais, viagens, entre outros;
- Redução de R\$ 1,0 milhão em serviços de terceiros, devido principalmente ao menor patamar de gastos com honorários advocatícios e emolumentos BBCE;
- Redução de R\$ 5,2 milhões em Encargos de Comercialização.

Vale destacar que, a partir do 2T26, parte dos valores anteriormente classificados como Custos de Operação e Produção de Energia foi reclassificada para a linha de Encargos de Comercialização, apresentada de forma segregada no quadro financeiro. Os valores referentes ao 2T25 foram mantidos conforme originalmente reportados no release e, portanto, não contemplam essa reclassificação. Em bases comparáveis, considerando a mesma reclassificação no 2T25, a variação entre os períodos é de R\$ 1,5 milhão.

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

4. SANEAMENTO

Indicadores Operacionais - Água	2T25	2T26	Δ%
Economias faturadas (mil)	99,570	93,412	-6,2%
Volume Faturado (mil m ³)	5.532,521	5.200,786	-6,0%
Índice de cobertura (%)	70%	72%	1,7 p.p.
Índice de Perda da Distribuição (%)	65%	67%	2,7 p.p.

Indicadores Operacionais - Esgoto	2T25	2T26	Δ%
Economias faturadas (mil)	18,6	18,9	2,0%
Volume Faturado (mil m ³)	1.019,0	1.139,6	11,8%
Índice de cobertura (%)	15%	16%	0,6 p.p.

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

4.1 DESEMPENHO FINANCEIRO

Demonstração de Resultado	2T25	2T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita Operacional	41,6	44,9	7,9%	3,3
Abastecimento de água e serviços de esgoto	26,5	31,4	18,8%	5,0
Receita de construção	12,9	12,0	-6,8%	-0,9
Outras receitas	2,3	1,4	-35,7%	-0,8
Deduções à receita operacional	-2,8	-3,1	10,4%	-0,3
Receita operacional líquida	38,8	41,8	7,8%	3,0
Custos de construção	-12,9	-12,0	-6,8%	0,9
Custo da Operação	-18,6	-23,3	25,0%	-4,6
PMSO	-15,5	-17,4	12,4%	-1,9
<i>Pessoal</i>	-5,1	-5,6	8,7%	-0,4
<i>Material</i>	-2,2	-2,6	20,4%	-0,4
<i>Serviços de terceiros</i>	-4,1	-5,7	41,0%	-1,7
<i>Outros</i>	-4,1	-3,4	-15,8%	0,6
PDD/Provisões	-5,0	-5,7	-13,2%	-0,7
Outras Receitas e Despesas Operacionais	1,9	-0,2	-110,7%	-2,1
EBITDA	7,3	6,6	-10,4%	-0,8
(-/+ Efeitos Não Recorrentes)	0,0	0,0	N/A	0,0
EBITDA Ajustado	7,3	6,6	-10,4%	-0,8
Depreciação e amortização	-7,6	-9,6	26,2%	-2,0
Resultado financeiro	-46,8	-51,0	8,9%	-4,2
Receita financeira	1,4	1,3	-12,5%	-0,2
Despesa financeira	-48,3	-52,3	8,3%	-4,0
Tributos	0,0	0,0	N/A	0,0
Resultado do exercício Ajustado	-47,1	-54,0	14,8%	-6,9

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA - CSA

No 2T26, a receita operacional líquida da CSA totalizou R\$ 41,8 milhões. Desconsiderando a receita de construção nos períodos, a Receita Operacional Líquida registrou crescimento de R\$ 3,9 milhões, ou 15% em relação ao 2T25. Esse desempenho foi impulsionado, principalmente, pelo crescimento das receitas de abastecimento de água e serviços de esgoto, que avançaram 18,8%, refletindo o reajuste tarifário de 8,11%, aplicado em setembro de 2025, além da continuidade do processo de hidrometração e da evolução do consumo faturado.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - CSA

Os custos da operação totalizaram R\$ 23,3 milhões no 2T26, aumento de R\$ 4,6 milhões (25,0%) em relação ao mesmo período do ano anterior. O PMSO atingiu R\$ 17,4 milhões, crescimento de R\$ 1,9 milhão (12,4%), refletindo aumento nas despesas com pessoal, serviços de terceiros e materiais. Na linha de serviços de terceiros, no 2T25, houve uma recuperação de R\$ 1,0 milhão relacionada ao descumprimento de obrigações contratuais por fornecedor, enquanto no 2T26 foi reconhecida despesa de R\$ 0,7 milhão com honorários advocatícios intermediários. Já o aumento em materiais acompanhou o maior volume de água captada no período.

A PECLD totalizou R\$ 5,7 milhões no trimestre, aumento de R\$ 0,7 milhão (13,2%) em relação ao 2T25, em função do crescimento do contas a receber e da maior concentração de créditos em faixas de vencimento mais antigas, que demandam maiores níveis de provisionamento.

EBITDA - CSA

O EBITDA Reportado da CSA atingiu R\$ 6,6 milhões no 2T26, redução de R\$ 0,8 milhão, ou 10,4%, em relação ao 2T25, impactado pelo aumento dos outros custos operacionais, onde tivemos reconhecimento de ganho de inventário (R\$ 1,8 milhão) e no 2T26 tivemos efeito de Perdas e desativação de Bens e Direitos (R\$ 0,2 milhão). Desconsiderando esses efeitos, o EBITDA apresentaria crescimento de 24% na comparação anual.

RESULTADO FINANCEIRO - CSA

No 2T26, o resultado financeiro foi negativo em R\$ 51,0 milhões, piora de R\$ 4,2 milhões (8,9%) em relação ao 2T25. A variação decorreu, principalmente, do aumento das despesas financeiras, em função do crescimento do IPCA no comparativo entre períodos.

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

5. EQUATORIAL SERVIÇOS

Demonstração de Resultado ¹	2T25	2T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita Operacional Bruta	89,5	108,8	21,6%	19,3
Deduções	(11,3)	(13,2)	16,5%	(1,9)
Receita Operacional Líquida	78,2	95,6	22,3%	17,4
Custos Operacionais	(2,2)	(2,5)	16,4%	(0,4)
Despesas Operacionais	(41,2)	(53,3)	29,4%	(12,1)
EBITDA	34,8	39,8	14,2%	5,0
Margem EBITDA	44,6%	41,6%	-6,6%	N/A
EBITDA Ajustado	34,8	39,8	14,2%	5,0
Depreciação e Amortização	(7,3)	(8,1)	10,6%	(0,8)
Resultado do serviço (EBIT)	27,6	31,7	15,2%	4,2
Resultado financeiro	(3,0)	(1,8)	-41,4%	1,2
Equivalência	-	-	-	-
Tributos	(9,3)	(8,7)	-6,0%	0,6
Lucro Líquido	15,3	21,3	39,2%	6,0

¹ Os resultados apresentados excluem os efeitos da Comercializadora

DESEMPENHO FINANCEIRO – SERVIÇOS

O resultado da Equatorial Serviços reflete o desempenho positivo das linhas de Afinidades (arrecadação e vendas) e Digital, além de um crescimento expressivo na Equatorial Telecom e Enova. A Equatorial Telecom registrou crescimento de 66,7% na Receita Operacional Líquida, impulsionado principalmente pela expansão das linhas de Revenda e Dados, esta última beneficiada por novos contratos de conectividade e pela regularização contratual. No canal Digital, a receita avançou R\$ 3,9 milhões na Equatorial Serviços, sustentada pela maior adesão dos clientes aos serviços de autoatendimento e às campanhas de fatura digital via WhatsApp.

A Enova também contribuiu positivamente para o resultado, com crescimento de 25,0% na Receita Operacional Líquida, impulsionado pela evolução das linhas de Assinatura, em função do faturamento integral da energia gerada para a Associação, e de Locação, refletindo a incorporação societária de novas usinas.

O EBITDA Ajustado consolidado atingiu R\$ 39,8 milhões, crescimento de 14,2% em relação ao 2T25, refletindo principalmente o desempenho da Equatorial Telecom e da Enova. Na Enova, o EBITDA foi impactado por uma base de comparação mais elevada em despesas com pessoal, em razão da reversão de provisão de PLR registrada no 2T25. Desconsiderando esse efeito não recorrente, o EBITDA da companhia apresentou crescimento orgânico de R\$ 1,6 milhão.

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

6. SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE

Por fim, durante o período findo em 30 de junho de 2026, a Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., auditor independente da Companhia, prestou outros serviços além da auditoria das demonstrações contábeis e da revisão de informações intermediárias, tais como: revisão da tradução das demonstrações financeiras para o inglês; emissão de relatório de asseguarção limitada sobre *covenants*; auditoria de demonstrações regulatórias; asseguarção limitada sobre outras contas a receber; asseguarção limitada sobre indicadores de sustentabilidade; diagnóstico de aderência às normas relacionadas à sustentabilidade; emissão de laudo de avaliação de patrimônio líquido contábil; e procedimentos previamente acordados sobre relatório de controle patrimonial.

A política de contratação adotada pela Companhia observa a regulamentação aplicável e assegura a independência do auditor, conforme previsto na Instrução CVM nº 381/03, conforme alterada pela Resolução CVM nº 162/2022, especialmente no que se refere à vedação de que o auditor audite o próprio trabalho, exerça funções gerenciais na Companhia ou atue na promoção de seus interesses.

As seguintes informações constantes deste Relatório da Administração não foram revisadas pelos auditores independentes: (i) dados operacionais; (ii) informações financeiras proforma e suas comparações com resultados societários; e (iii) expectativas da administração quanto ao desempenho futuro da Companhia.

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