


GRUPO

equatorial
ENERGIA



Release de
Resultados
3T23

EQTL
B3 LISTED NM



Brasília, 8 de novembro de 2023 - A Equatorial Energia S.A., *holding multi-utilities*, com atuação nos segmentos de Distribuição, Transmissão, Geração, Comercialização, Serviços, Saneamento e Telecom (B3: EQTL3; USOTC: EQUQY), anuncia os resultados do terceiro trimestre de 2023 (3T23).

EBITDA Consolidado Ajustado cresce 33% e alcança R\$ 2,5 bilhões no período (vs. 3T22)

Forte performance das distribuidoras e controle da alavancagem são os principais destaques do período

- **EBITDA Consolidado Ajustado alcançou R\$ 2,5 bilhões** no trimestre, já descontados os efeitos não caixa de VNR, IFRS e MtM, aumento de 33%. Destaque para o aumento de margem bruta das distribuidoras consolidadas no 3T22 e para a consolidação da Equatorial Goiás.
- **Volume total de energia distribuída** atingiu **13.609 GWh**, crescimento consolidado de **6,8%** em relação ao 3T22.
- **Perdas totais consolidadas**, na visão acumulada 12 meses, **recuaram em comparação ao 3T22** encerrando o período com o nível consolidado de 18,6% sobre energia injetada (considerando todos os ativos), posicionando o grupo a cerca de apenas 0,2 p.p. do nível regulatório consolidado.
- **Qualidade da Operação – Redução do DEC**, na visão acumulada 12 meses, em todas as distribuidoras no comparativo com 3T22. Destaque para **Maranhão e Alagoas**, que reduziram em 12,9h e 6,1h, respectivamente.
- **Energia Gerada Líquida totalizou 1.185,9 GWh**, redução de 17% vs 3T22, devido restrições (*constrained-off*) aplicadas pelo ONS durante o período e paradas para manutenção da Echo 2.
- **Investimentos consolidados** totalizaram cerca de **R\$ 3,0 bilhões** no 3T23, crescimento de R\$ 1,3 bilhão quando comparado ao 2T23, fruto do desenvolvimento dos parques solares no segmento de renováveis e pela consolidação de GO.
- Conclusão das **Revisões Tarifárias da Equatorial Pará e Equatorial Goiás**, com bases de remuneração líquidas aprovadas de R\$ 8,5 bilhões e R\$ 9,4 bilhões, respectivamente.
- Relação **Dívida Líquida / EBITDA consolidado** na visão *covenant*, encerrou o 3T23 em 3,6x, apresentando redução pelo terceiro trimestre consecutivo e refletindo a trajetória orgânica de desalavancagem.
- **Disponibilidade** do período atingiu **R\$ 9,9 bilhões**, com uma relação **Caixa / Dívida de curto prazo de 1,2x**.
- Contratação de **financiamento** com o BNB para o **Projeto Ribeiro Gonçalves** no valor de R\$ 200 milhões e aprovação de R\$ 4,3 bilhões junto ao BNDES para financiamento do CAPEX das distribuidoras do grupo.
- **Liquidação da 4ª emissão** da Equatorial Goiás, no valor de **R\$ 3 bilhões** para financiamento de investimentos e início do **refinanciamento da 2ª emissão**.

PRINCIPAIS MACROINDICADORES ¹

Destaques Financeiros	3T22	3T23	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional líquida (ROL)	6.880	10.362	50,6%	3.481
EBITDA ajustado (trimestral)	1.901	2.522	32,7%	621
<i>Margem EBITDA (%ROL)</i>	<i>27,6%</i>	<i>24,3%</i>	<i>-3,3 p.p.</i>	
EBITDA ajustado (12 meses)	7.018	10.040	43,1%	3.022
Lucro líquido ajustado	678	851	25,5%	173
<i>Margem líquida (%ROL)</i>	<i>9,8%</i>	<i>8,2%</i>	<i>-1,6 p.p.</i>	
Investimentos	1.701	3.023	77,7%	1.321
Dívida líquida	23.807	36.694	54,1%	12.887
Dívida líquida/EBITDA ajustado (12 meses)	3,1	3,6	0,5x	
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	2,8	1,2	-1,6x	

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

Sumário

Sumário	3
DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO	5
MARGEM BRUTA AJUSTADA	5
CUSTOS E DESPESAS	6
EBITDA	7
RESULTADO FINANCEIRO	9
LUCRO LÍQUIDO	10
ENDIVIDAMENTO	11
INVESTIMENTOS	12
ESG (Environmental, Social and Governance)	13
DISTRIBUIÇÃO	15
DESEMPENHO COMERCIAL	15
DESEMPENHO OPERACIONAL	17
DESEMPENHO FINANCEIRO	18
MARGEM BRUTA	18
DESPESAS OPERACIONAIS – PMSO/CONSUMIDOR	19
EBITDA	21
EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA	23
RESULTADO FINANCEIRO	23
LUCRO LÍQUIDO	24
INVESTIMENTOS	24
TRANSMISSÃO	25
DESEMPENHO FINANCEIRO	25
RENOVÁVEIS	28
DESEMPENHO OPERACIONAL	28
PIPELINE RENOVÁVEL	30
DESEMPENHO FINANCEIRO	32
SANEAMENTO	34
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL	34
DESEMPENHO FINANCEIRO	34
EQUATORIAL SERVIÇOS	36
DESEMPENHO FINANCEIRO	36
SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE	37

AVISO

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

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

Critérios contábeis adotados:

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

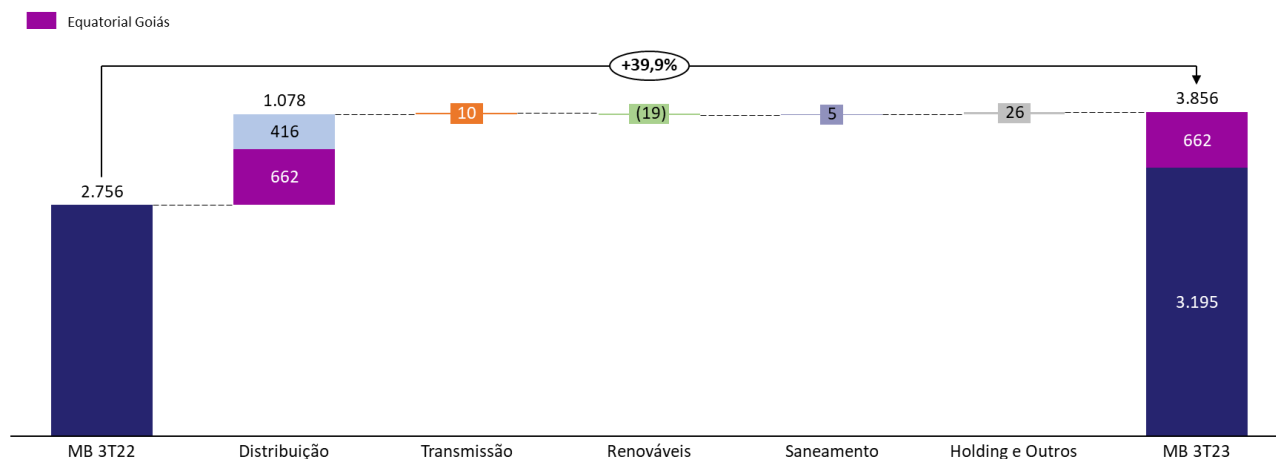
As informações operacionais consolidadas representam 100% dos resultados de controladas diretas e indiretas.

DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO

DRE (R\$ MM)	3T22	3T23	Δ%	Δ
Receita operacional bruta (ROB)	9.020	13.840	53,4%	4.820
Receita operacional líquida (ROL)	6.880	10.362	50,6%	3.481
Custo de energia elétrica	(4.346)	(6.093)	40,2%	(1.747)
Custo e despesas operacionais	(770)	(1.318)	71,1%	(548)
Outras receitas/despesas operacionais	(91)	(117)	29,4%	(27)
EBITDA	1.673	2.833	69,3%	1.160
EBITDA Ajustado	1.901	2.522	32,7%	621
Depreciação	(299)	(488)	63,0%	(189)
Amortização de ágio	(144)	(144)	-0,2%	0
Resultado do serviço (EBIT)	1.230	2.201	79,0%	971
Resultado financeiro	(445)	(988)	122,0%	(543)
Resultado financeiro ajustado	(373)	(942)	152,6%	(569)
Lucro antes da tributação (EBT)	785	1.213	54,6%	428
IR/CSLL	(200)	(286)	42,5%	(85)
Participações minoritárias	80	208	158,7%	127
Lucro líquido	504	720	42,8%	216
Lucro líquido Ajustado	678	851	25,5%	173

As informações constantes desta seção refletem a visão consolidada das Demonstrações Contábeis da Equatorial Energia, ou seja, contemplam os resultados das companhias a partir de suas respectivas aquisições. Vale destacar que os resultados da Equatorial Energia Goiás começaram a ser consolidados no 1T23, enquanto seu balanço começou a ser consolidado no 4T22 e, portanto, não estão considerados nos números apresentados no 3T22. Vale destacar que os números ajustados passaram a considerar efeitos não caixa e IFRS a partir do trimestre passado, e que essa alteração afeta os números de 2022, que foram ajustados da mesma forma.

MARGEM BRUTA AJUSTADA



De forma consolidada, no 3T23 a Margem Bruta ajustada do grupo Equatorial, apresentou um crescimento de 39,9% em comparação ao 3T22, totalizando R\$ 3,9 bilhões, já excluindo os efeitos da receita de construção e os efeitos IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM).

O resultado é explicado, principalmente, pela consolidação da Equatorial Goiás no trimestre, que adiciona R\$ 662 milhões ao resultado. Além da consolidação da Equatorial Goiás, na variação entre trimestres é importante destacar outros movimentos que contribuíram para o crescimento da margem nas demais distribuidoras, como o aumento da tarifa fio-B (R\$ 113 milhões), o forte crescimento de mercado (R\$ 61 milhões) e o efeito do combate a perdas das distribuidoras de energia (R\$ 55 milhões).

Abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes da Margem Bruta abertos por segmento:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T23 Total
Efeito Postergação RTP / RTA	(25)	-	-	-	-	(25)
Receita Operacional	(25)	-	-	-	-	(25)
Deduções da receita operacional	-	-	-	-	-	-
Receita operacional líquida	(25)	-	-	-	-	(25)
Ajustes - RTA e RTP	43	-	-	-	-	43
Parcela A sem CVA correspondente	(62)	-	-	-	-	(62)
Retroativo - P&D e PEE	10	-	-	-	-	10
Custo do serviço de energia elétrica	(9)	-	-	-	-	(9)
Margem Bruta	(34)	-	-	-	-	(34)
Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM)	(292)	(62)	(24)	-	-	(378)
Ajustes Totais Margem Bruta	(326)	(62)	(24)	-	-	(412)

Neste trimestre, os ajustes na receita se referem ao ajuste do reconhecimento do efeito retroativo referente ao atraso do reajuste tarifário da Equatorial Alagoas no 2T23, enquanto os ajustes de custos do trimestre são referentes a:

- (i) Efeitos referentes a processos tarifários;
- (ii) Reconhecimentos referentes ao custo de compra de energia sem CVA correspondente em Goiás; e
- (iii) Reconhecimento de saldo de despesas com P&D e PEE no Maranhão.

CUSTOS E DESPESAS

Custos Operacionais	3T22	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros	3T23 Ex GO	Goiás	3T23	Δ% Ex GO	Δ%
R\$ milhões										
(+) Pessoal	222	47	2	-2	12	281	37	317	26%	43%
(+) Material	35	-17	0	2	2	22	19	42	-36%	18%
(+) Serviço de terceiros	332	96	-4	-4	-6	414	230	644	25%	94%
(+) Outros	70	-9	2	10	32	106	8	114	51%	62%
(=) PMSO Reportado	660	117	1	6	40	824	293	1,117	25%	69%
<i>Ajustes</i>	74	-	-	-	-	-8	-	-15	-111%	-120%
PMSO Ajustado	734	35	1	6	40	815	287	1,102	11.1%	50.2%
(+) Provisões	112	26	-	-	15	153	59	212	37%	89%
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	-2	-9	-	-	0	-10	0	-10	552%	552%
(+) Outras receitas/despesas operacionais	91	6	-	-	0	97	20	117	7%	29%
(+) Depreciação e amortização	299	24	0	10	1	334	153	488	12%	63%
Custos e Despesas Reportado	1,160	164	1	16	56	1,398	526	1,923	20%	66%
IPCA (12 meses)				5.19%						
IGPM (12 meses)				-5.79%						

O PMSO Ajustado cresceu 50,2% no comparativo anual, passando de R\$ 734 milhões para R\$ 1.102 milhões. A variação pode ser explicada, principalmente, pela:

- (i) Consolidação da Equatorial Goiás, que na visão ajustada adicionou R\$ 287 milhões;
- (ii) Aumento de R\$ 35 milhões do segmento de Distribuição, ou 6%, em especial nas linhas de serviços de terceiros e pessoal; e
- (iii) O aumento das despesas de Outros, em R\$ 36 milhões, que foi afetado principalmente pelo crescimento das despesas da Equatorial Serviços (R\$ 25 milhões), referentes principalmente ao início do atendimento na Equatorial Goiás e expansão da Telecom.

Desconsiderados a consolidação da Equatorial Goiás, o PMSO Ajustado cresceu R\$ 82 milhões, ou 11,1%. Os aumentos de cada segmento serão detalhados em suas respectivas seções do documento.

Abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes dos custos e despesas, abertos por segmento:

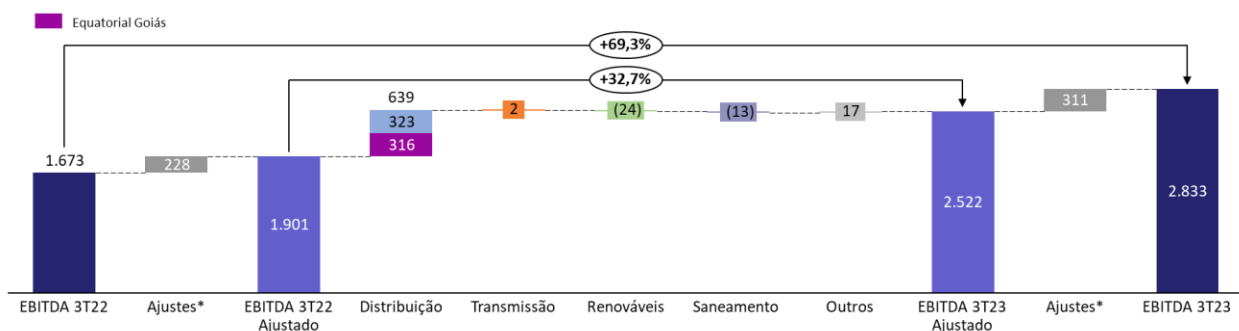
Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T23 Total
Reclassificações de investimentos	7	-	-	-	-	7
Ajuste de amortização de contrato - IFRS 16	4	-	-	-	-	4
Baixa de Ativos	4	-	-	-	-	4
Custos e Despesas Operacionais	15	-	-	-	-	15

Os ajustes nas despesas operacionais deste trimestre ficaram concentrados no segmento de Distribuição, e se referem a:

- (i) Desativação na linha de Pessoal e ativação na linha de Serviços na Equatorial Goiás, nos valores de R\$ - 4 milhões e R\$ 11 milhões, respectivamente;
- (ii) Revisão de base de contratos de aluguel enquadrados no IFRS 16 na CEEE-D; e
- (iii) Reclassificação de baixa de ativos na CEEE-D para o não operacional de períodos anteriores.

EBITDA

EBITDA (em R\$ milhões)



O EBITDA reportado da Equatorial atingiu R\$ 2.833 milhões no 3T23, valor 69,3% superior ao 3T22.

Já o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa alcançou R\$ 2.522 milhões, 32,7% superior ao mesmo período do ano anterior, ou R\$ 621 milhões superior. Este aumento é explicado principalmente pelo segmento de Distribuição, que desconsiderando a consolidação da Equatorial Goiás, apresentou um crescimento de 23,2%, ou R\$

323 milhões no período, reflexo do: (i) crescimento de mercado e aumento da tarifa fio-b, no comparativo entre períodos, que contribuíram com R\$ 117 e R\$ 53 milhões, respectivamente, e (ii) do resultado do processo de combate a perdas, que contribuiu no trimestre com R\$ 55 milhões.

É importante mencionar que o EBITDA ajustado já contempla os ajustes não caixa e IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM), inclusive para o ano de 2022.

A seguir apresentamos a conciliação do EBITDA Reportado, conforme Instrução CVM 527/12 e a comparação do Ajustado pelos principais efeitos não caixa e não recorrentes e a visão ex-novos ativos no comparativo 3T22 x 3T23:

Recomposição EBITDA	3T22	3T23	Δ%	Δ
R\$ milhões				
EBITDA Equatorial Societário	1.673	2.833	69%	1.160
Ajustes Não Recorrentes	36	67	85%	31
(-) IFRS 9 (Transmissão)	(18)	(62)	235%	(43)
(-) VNR	209	(292)	-240%	(502)
(-) MtM	-	(24)	N/A	(24)
EBITDA Equatorial Ajustado	1.901	2.522	33%	621
(-) Novos Ativos	-	(316)	-	(316)
EBITDA Equatorial (ex-novos ativos)	1.901	2.205	16%	305

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T23 Total
Margem Bruta	(34)	-	-	-	-	(34)
Custos e Despesas Operacionais	15	-	-	-	-	15
Outras receitas/despesas operacionais	117	-	-	-	-	117
PPAs	-	-	-	-	(31)	(31)
Ajustes EBITDA	98	-	-	-	(31)	67
<i>Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM)</i>	<i>(292)</i>	<i>(62)</i>	<i>(24)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(378)</i>
Ajustes Totais EBITDA	(194)	(62)	(24)	-	(31)	(311)

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

RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro líquido	3T22	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros	3T23 Ex GO	Goiás	3T23	Δ% Ex GO	Δ%
R\$ milhões										
(+) Rendas Financeiras	299	(41)	(3)	3	(8)	251	29	280	-16,0%	-6,4%
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	235	(150)	-	-	(0)	85	14	99	-63,8%	-57,7%
(+) Operações de Swap	9	31	5	-	(8)	37	(1)	36	308,1%	300,9%
(+) Var. Cambial sobre dívida	(77)	(77)	6	-	8	(140)	3	(137)	82,3%	78,5%
(+) Juros e VM sobre Dívida	(694)	(41)	(47)	(10)	18	(774)	(300)	(1.074)	11,4%	54,6%
(+) Encargos CVA	27	(19)	-	-	(5)	3	5	8	-89,6%	-70,2%
(+) Juros e AVP - RJ	(18)	4	-	-	(0)	(13)	-	(13)	-24,0%	-24,0%
(+) Juros e AVP - Comercial	2	6	-	-	-	8	-	8	404,7%	404,7%
(+) Contingências	(11)	(16)	-	-	-	(28)	(40)	(68)	145,5%	503,6%
(+) Outras Receitas / Despesas	(216)	(78)	1	14	190	(89)	(38)	(127)	-58,8%	-41,2%
Resultado financeiro	(445)	(380)	(38)	7	196	(660)	(328)	(988)	48,3%	121,9%
(+) Efeitos Não Recorrentes	72	-	-	-	-	46	-	46	-35,8%	-35,8%
Resultado financeiro ajustado	(373)	(344)	(38)	7	134	(614)	(328)	(942)	64,6%	152,6%

De forma consolidada, o resultado financeiro reportado da Companhia no 3T23 atingiu R\$ 988 milhões negativos contra R\$ 445 milhões negativos no 3T22.

A seguir, apresentamos os efeitos não recorrentes do período:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T23 Total
Descontos concedidos		(37)	-	-	-	(37)
Fee - Estruturação de Ações PN		-	-	-	84	84
Resultado Financeiro		(37)	-	-	84	46

Nas distribuidoras o único efeito é uma reversão dos descontos concedidos para clientes para adequação ao critério caixa em Maranhão, Pará, Piauí e Alagoas e em Outros é o reconhecimento do fee de estruturação da emissão das ações preferenciais emitidas no 1T23.

O resultado financeiro ajustado no 3T23 foi de R\$ 942 milhões negativos, uma variação de 152,6% em relação ao 3T22, explicado principalmente pelo aumento da dívida bruta da companhia em R\$ 13,6 bilhões e pela alta do IPCA, que corrige 38,5% das dívidas do grupo (0,61% no 3T23 vs -1,32% no 3T22). O aumento da dívida no período é resultado principalmente da consolidação da Equatorial Goiás, que hoje tem uma dívida bruta de R\$ 8,8 Bilhões, e do aumento da dívida consolidada por conta dos investimentos nas distribuidoras do grupo e do investimento no pipeline de renováveis da Echoenergia. Desconsiderando a consolidação da Equatorial Goiás, o resultado financeiro negativo ajustado seria de R\$ 614 milhões, uma variação de R\$ 241 milhões, aumento proveniente além do efeito de aumento de dívida, do segmento de Distribuição, que teve uma redução na linha de acréscimos moratórios, refletindo o ajuste dos valores de multas de acréscimos moratórios, que passaram a compor a conta de outras receitas operacionais, no valor de R\$ 77 milhões, além do elevado volume de parcelamentos feitos na CEEE-D no 3T22, e da redução das rendas financeiras, decorrente da menor disponibilidade de caixa das companhias, com a aceleração de investimentos ao longo do ano e das maiores despesas financeiras, decorrentes do aumento da dívida no período.

LUCRO LÍQUIDO

De forma consolidada, a Equatorial atingiu um lucro de R\$ 928 milhões no 3T23, enquanto o lucro líquido ajustado do período foi de R\$ 851 milhões, R\$ 173 milhões maior que o mesmo período do ano anterior.

Lucro Líquido Consolidado (R\$ Milhões)	3T22	3T23	Δ%	Δ
Distribuição	771	885	14,8%	114
Transmissão	161	147	-9,1%	(15)
Intesa	9	22	132,7%	12
Echoenergia	76	57	-25,0%	(19)
Serviços	(2)	25	-1448,1%	27
CSA	(58)	(67)	14,9%	(9)
PPAS	(161)	114	-170,6%	275
Holding + outros	(212)	(255)	20,3%	(43)
(=) Lucro Líquido	585	928	59%	343
<i>(-) Participações Minoritárias</i>	<i>(80)</i>	<i>(208)</i>	<i>159%</i>	<i>(127)</i>
(=) Lucro Líquido Ajustado por minoritário	504	720	43%	216
Ajustes Distribuição	(68)	(47)	-31,5%	22
Ajustes PPAS	161	(114)	-170,6%	(275)
Ajuste Holding	-	84	N/A	84
(=) Lucro Líquido Equatorial Ajustado	678	851	26%	173

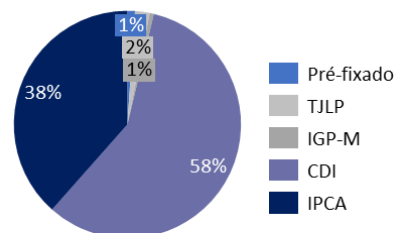
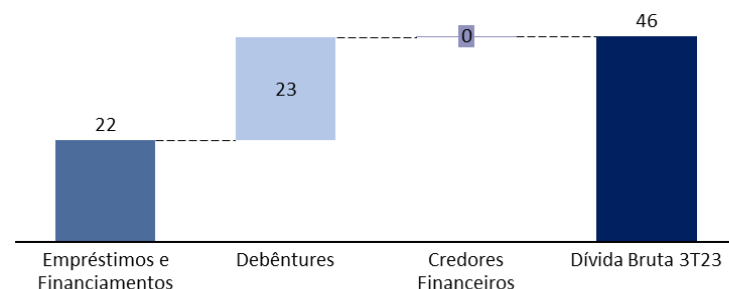
Abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes que impactaram o lucro da companhia:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T23 Total
Margem Bruta	(34)	-	-	-	-	(34)
Custos e Despesas Operacionais	15	-	-	-	-	15
Depreciação - Ajuste de amortização de contrato - IFRS 16	(4)	-	-	-	-	(4)
Resultado Financeiro	(37)	-	-	-	84	46
Impostos	14	-	-	-	-	14
PPAs	-	-	-	-	(114)	(114)
Ajustes Totais Lucro Líquido	(47)	-	-	-	(30)	(77)
<i>Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM)</i>	<i>(292)</i>	<i>(62)</i>	<i>(24)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(378)</i>

ENDIVIDAMENTO

No 3T23, a dívida bruta consolidada, considerando empréstimos e financiamentos, credores financeiros da recuperação judicial (líquido de ajuste a valor presente) e debêntures, atingiu R\$ 45,6 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

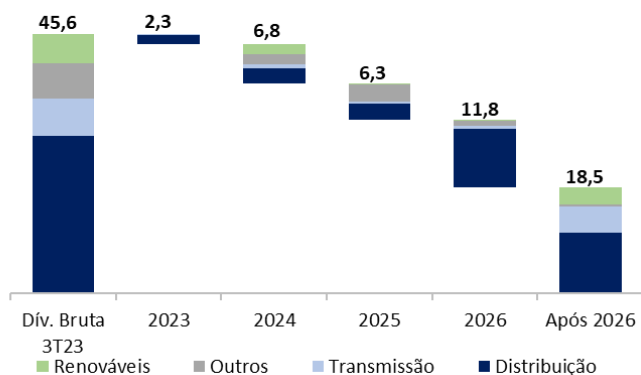
Build-up - Covenants	
Dívida Bruta	45,6
(-) Ajustes Covenants	- 1,0
(-) Disponibilidades	9,9
Dívida Líquida	36,7
EBITDA Consolidado 12m	9,5
(+) EBITDA Novos Ativos 12m	0,7
EBITDA Covenants	10,1
Dívida líquida / EBITDA	3,6

Prazo e Custo Médio

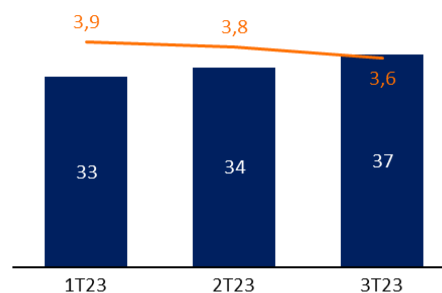
4,4 anos / 12,66% a.a.

Referente ao custo médio do passivo incorrido no período

Cronograma de Amortização (R\$ Bi)



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



A dívida líquida apurada para fins de covenants atingiu R\$ 36,7 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA para fins de covenants de 3,6x, valor 0,2x menor que o trimestre anterior, reforçando a trajetória orgânica de desalavancagem da Companhia, que foi afetada pela consolidação da Equatorial Goiás.

Com relação as obrigações de curto prazo da Companhia, a cobertura medida pela posição de caixa consolidado do grupo era de 1,2x. É importante ressaltar que, desconsiderando a aquisição da Equatorial Goiás, que teve um impacto de R\$ 8,5 bilhões na aquisição, a dívida líquida seria de R\$ 28,2 bilhões.

INVESTIMENTOS

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

No 3T23, o total investido, consolidado, foi de R\$ 3.0 bilhões, volume 78% superior ao registrado no 3T22.

Essa variação decorre principalmente pelo investimento no pipeline de renováveis, que foi R\$ 1.074 milhões maior que no 3T22 e tem a maior parte do desembolso de Capex realizada neste segundo semestre e é direcionado para o desenvolvimento de Ribeiro Gonçalves e Barreiras I. Destacamos o investimento acumulado do pipeline de (i) R\$ 827 milhões em Módulos e (ii) R\$ 263 milhões em Trackers.

Os investimentos em Distribuição apresentaram um aumento de 11,4%, e desconsiderando a Equatorial Goiás, apresentam uma queda de 13,4%. Vale ressaltar que as revisões da Equatorial Pará e Goiás já tiveram seus resultados homologados e que as datas de corte das revisões do Piauí e da CEA já passaram, e que esses processos refletem nos montantes investidos pelas companhias.

No segmento de transmissão, o aumento dos investimentos é referente ao reforço da SPE 8, na substituição de um transformador na subestação Xingu, e que trará uma RAP de R\$ 5,7 milhões adicionais a partir da entrada em operação.

Os investimentos no segmento de saneamento refletem o estágio inicial da operação da CSA, e podem ser percebidos pelo aumento nos índices de cobertura e redução de perdas, demonstrados na seção de Saneamento.

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

Investimentos	3T22	3T23	Δ%
R\$ milhões			
Distribuição	1.637	1.824	11%
Ativos elétricos	1.281	1.311	2%
Obrigações especiais	200	333	67%
Ativos não elétricos	156	180	15%
Transmissão	6	54	821%
SPEs 1 a 8	3	54	1610%
Intesa	3	0	-95%
Renováveis	31	1.095	3391%
Ativos Operacionais	19	21	8%
Projetos em desenvolvimento	12	1.074	-
Saneamento	23	18	-20%
Outros	5	33	607%
Total Equatorial	1.701	3.023	77,7%

ESG (Environmental, Social and Governance)

A agenda ESG do Grupo Equatorial continuou, ao longo do último trimestre, a refletir o aprimoramento dos processos internos da Companhia, muito a partir do desdobramento de políticas corporativas relevantes e melhoria de aspectos de gestão. Nesse período, por exemplo, o Grupo avançou com a implementação do plano de gerenciamento de resíduos sólidos (PGRS) corporativo, desdobramento importante da Política Ambiental aprovada no último ano, bem como institucionalizou sua interação com os diversos públicos de relacionamento por meio da Política de Relacionamento com Grupos de Interesse.

No período, a Equatorial também foi listada no IDIVERSA B3, índice de diversidade recém-criado pela Bolsa de Valores brasileira e o primeiro da América Latina, composto por empresas que se destacam pelos números relacionados a gênero e raça. A Companhia obteve a melhor performance entre diversas empresas do setor elétrico, pois cerca de 60% de sua força de trabalho é composta por pretos e pardos, entre líderes e não líderes.

A Companhia seguiu avançando, de igual maneira, na avaliação de ratings ESG relevantes ao mercado: em MSCI, teve melhoria de nota nos quesitos meio ambiente e governança, assim como em Sustainalytics saiu de uma classificação de alto risco em ESG para médio risco. Cabe ressaltar que ambos os ratings fazem suas análises por duas vias: os riscos ESG aos quais as Companhias estão expostas e as respectivas iniciativas de gestão para mitigação desses riscos.

Por fim, vale enfatizar que os processos de turnaround de Equatorial Goiás, que ainda não completou um ano sob a gestão Equatorial, e de CSA, ainda impactam diretamente os indicadores socioambientais da Companhia, que vem buscando, em meio a desafios e oportunidades, equalizar suas formas de gestão.

Abaixo seguem os indicadores monitorados e disponibilizados a cada trimestre, sujeitos a ajustes.

Indicadores ESG	Medida	3T22	3T23	Δ%
Ambiental				
Capacidade Instalada de Energia Renovável	GW	1.024	1.024	0,0%
Resíduos Gerados	t	1.417	6.905	387,3%
Sanções Ambientais	#	10	10	0,0%
Social				
Número de Colaboradores Próprios	#	7.749	10.568	36,4%
Número de Colaboradores Terceiros	#	38.160	42.746	12,0%
Taxa de Rotatividade	%	10	10	5,1%
% de Mulheres no Grupo Equatorial Energia	%	37%	35%	-7,0%
% de Mulheres em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	19%	21%	6,1%
Investimentos Sociais	R\$ mil	5.846	17.258	195,2%
TF Próprios	#	3	4	16,2%
TF Terceiros	#	5	7	42,3%
TG Próprios	#	16	13	-19,6%
TG Terceiros	#	45	340	656,2%
Números de óbitos de empregados (próprios + terceiros)	#	0	1	N/A
Investimento em P&D e Eficiência Energética	R\$ mil	38.201	32.365	-15,3%
Horas de Treinamento por Funcionário	h	91	248	173,1%
Massa Salarial em estados com IDH Abaixo de 0,7 ¹	R\$	5.184	5.556	7,2%
Governança				
% de Conselheiros Independentes ²	%	75%	75%	0,0%
% de Mulheres no Conselho	%	25%	25%	0,0%
Casos Registrados no Canal de Ética	#	134	99	-26,1%

1 - Alagoas, Piauí, Maranhão e Pará | 2 - considera composição atual (base dezembro/22)

3 - TF: Taxa de Frequência de acidentes da empresa no período | 4 - TG: Taxa de Gravidade de acidentes da empresa no período

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

DISTRIBUIÇÃO

DESEMPENHO COMERCIAL

Dados Operacionais	Medida	3T22								3T23							
		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.256	3.501	1.249	1.099	2.148	533	4.386	15.172	2.458	3.700	1.323	1.171	2.135	522	4.568	15.877
Sistema isolado	GWh	-	76	-	-	-	13	-	89	-	64	-	-	-	14	-	78
Energia injetada pela Geração Distribuída	GWh	90	101	91	40	55	5	180	563	139	187	143	73	71	10	314	938
Energia Injetada Total	GWh	2.346	3.678	1.340	1.139	2.204	551	4.566	15.823	2.597	3.951	1.466	1.244	2.206	546	4.882	16.893
<i>Variação Injetada Total (%)</i>	%									10,7%	7,4%	9,4%	9,2%	0,1%	-0,8%	6,9%	6,8%
Residencial - convencional	GWh	663	775	298	259	689	120	1.213	4.017	718	801	316	260	698	85	1.252	4.130
Residencial - baixa renda	GWh	368	390	181	116	70	25	145	1.295	415	452	211	134	99	88	187	1.586
Industrial	GWh	45	111	29	32	65	22	118	422	40	93	24	28	56	7	98	347
Comercial	GWh	170	367	151	147	330	67	458	1.691	164	357	142	128	324	72	413	1.600
Outros	GWh	395	398	229	179	258	44	860	2.363	411	401	233	186	228	56	829	2.344
Consumidores Cativos	GWh	1.641	2.041	888	733	1.411	278	2.795	9.788	1.748	2.104	925	736	1.406	310	2.779	10.008
Industrial	GWh	102	314	29	141	274	1	890	1.753	109	339	33	164	282	2	923	1.852
Comercial	GWh	102	179	43	42	150	3	120	638	121	206	55	56	172	6	159	774
Outros	GWh	3	32	17	-	12	-	8	73	4	32	18	1	22	4	35	115
Consumidores Livres	GWh	207	525	89	183	437	4	1.018	2.464	234	577	107	221	475	11	1.116	2.741
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	GWh	2	-	40	4	13	-	3	62	5	11	43	4	13	-	3	79
Energia Faturada	GWh	1.851	2.567	1.017	920	1.861	283	3.816	12.314	1.987	2.691	1.075	961	1.894	321	3.898	12.828
<i>Variação Faturada (%)</i>	%									7,4%	4,9%	5,7%	4,4%	1,8%	13,6%	2,2%	4,2%
Energia de Compensação da Geração Distribuída	GWh	71	80	67	27	39	4	144	432	119	153	119	55	66	8	260	781
Energia Distribuída	GWh	1.922	2.647	1.083	947	1.900	287	3.960	12.747	2.106	2.845	1.194	1.016	1.960	329	4.159	13.609
<i>Variação Distribuída (%)</i>	%									9,6%	7,5%	10,2%	7,3%	3,2%	14,7%	5,0%	6,8%
Número de Consumidores	Mil	2.666	2.915	1.397	1.266	1.837	182	3.279	13.542	2.720	2.973	1.497	1.343	1.909	214	3.333	13.990
<i>Variação Número de Consumidores (%)</i>	%									2,0%	2,0%	7,2%	6,1%	3,9%	17,4%	1,6%	3,3%
Perdas totais	GWh	424	1.031	257	192	303	264	606	3.076	491	1.106	273	228	245	218	723	3.284
Perdas Totais / Injetada Total - 12 meses	%	17,5%	27,7%	18,5%	20,7%	17,0%	48,4%	11,8%	19,5%	17,7%	27,6%	18,0%	18,6%	13,4%	41,5%	12,3%	18,6%
<i>Perdas regulatórias - 12 meses</i>	%	16,9%	27,3%	20,4%	20,9%	11,0%	35,1%	11,9%	18,1%	17,3%	28,2%	20,3%	21,3%	11,0%	33,5%	11,7%	18,4%

PERDAS (12 meses)

Perdas Totais / Injetada	3T22	2T23	3T23	Regulatório	Δ 3T22	Δ 2T23	Δ Reg.
Consolidado ex GO	22,5%	21,2%	21,1%	20,9%	-1,4%	-0,1%	0,1%
Consolidado	19,5%	18,6%	18,6%	18,4%	-0,9%	0,0%	0,2%
Equatorial Maranhão	17,5%	17,5%	17,7%	17,3%	0,2%	0,2%	0,5%
Equatorial Pará	27,7%	27,6%	27,6%	28,2%	-0,1%	0,0%	-0,7%
Equatorial Piauí	18,5%	18,2%	18,0%	20,3%	-0,4%	-0,1%	-2,3%
Equatorial Alagoas	20,7%	18,3%	18,6%	21,3%	-2,1%	0,3%	-2,7%
CEEE-D	17,0%	14,0%	13,4%	11,0%	-3,6%	-0,6%	2,4%
CEA	48,4%	43,7%	41,5%	33,5%	-6,9%	-2,2%	8,1%
Equatorial Goiás	11,8%	11,9%	12,3%	11,7%	0,5%	0,4%	0,6%

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

SOBRECONTRATAÇÃO (12 meses)

A seguir, apresentamos a expectativa do nível de sobrecontratação das distribuidoras no 3T23 na visão com e sem ajustes decorrentes da sobrecontratação involuntária.

3T23	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
Sobrecontratação	100,6%	100,2%	103,4%	105,5%	107,1%	116,0%	108,3%
Sobrecontratação com involuntária	100,6%	100,2%	103,4%	102,9%	103,0%	110,8%	100,2%

PECLD e ARRECADAÇÃO (12 meses)

PDD / ROB1 (trimestral)	3T22	3T23	Var.	Arrecadação - IAR (trimestral)	3T22	3T23	Var.
Equatorial Maranhão	1,67%	1,40%	-0,3 p.p	Equatorial Maranhão	98,30%	97,67%	-0,6 p.p
Equatorial Pará	2,27%	2,08%	-0,2 p.p	Equatorial Pará	97,10%	95,10%	-2 p.p
Equatorial Piauí	1,45%	1,44%	0 p.p	Equatorial Piauí	96,80%	102,03%	5,2 p.p
Equatorial Alagoas	2,01%	1,04%	-1 p.p	Equatorial Alagoas	98,80%	99,47%	0,7 p.p
CEEE-D	-0,51%	1,94%	2,4 p.p	Equatorial Rio Grande do sul	102,00%	102,29%	0,3 p.p
CEA	-3,51%	-0,86%	2,6 p.p	Equatorial Amapá	101,20%	94,46%	-6,7 p.p
Equatorial Goiás	0,07%	-0,22%	-0,3 p.p	Equatorial Goiás	103,53%	99,10%	-4,4 p.p
Consolidado	0,92%	1,17%	0,3 p.p	Consolidado	99,93%	98,42%	-1,5 p.p

1 Desconsidera Receita de Construção.

De maneira consolidada, a PECLD do grupo atingiu 1,17%. O nível de PECLD/ROB no Pará sofre impacto do efeito matemático de aumento de faturamento decorrente principalmente do aumento de tarifa e mercado. A reversão da CEA reflete os fortes resultados no processo de regularização e negociação com clientes inadimplentes.

Observando as provisões para a Equatorial Goiás atingem R\$ 6 milhões negativos, que representam -0,2% em percentual da ROB, capturando ganhos com renegociações do período.

Na CEEE-D, a PECLD reflete o impacto da elevação do volume de parcelamentos, fruto da aceleração do programa de combate às perdas. Adicionalmente, os níveis de PECLD dos parcelamentos ainda captura o baixo histórico de recuperação da gestão anterior pela matriz de provisionamento da PECLD. O volume de provisionamento tende a melhorar ao longo dos próximos anos, a medida em que o histórico da gestão atual seja refletido na matriz. Adicionalmente o terceiro trimestre foi marcado por uma série eventos climáticos que afetaram o fornecimento de energia no RS e houve a necessidade de redirecionar os esforços da equipe de cobrança para atendimentos emergenciais.

A arrecadação das companhias finalizou o trimestre em um patamar consolidado de 98,4%, com destaque para o alto nível registrado na Equatorial Piauí e na CEEE-D, ambas acima de 100% e, portanto, com efetiva recuperação de recebíveis em atraso.

DESEMPENHO OPERACIONAL

DEC e FEC (12 meses)

Distribuidoras	3T22	2T23	3T23	Regulatório	Δ 3T22	Δ 2T23	Δ Regulatório
DEC							
Equatorial Maranhão	28,3	17,3	15,5	14,9	-12,9	-1,9	0,6
Equatorial Pará	19,9	17,4	17,0	23,1	-2,9	-0,4	-6,1
Equatorial Piauí	26,2	23,1	23,6	20,9	-2,6	0,5	2,7
Equatorial Alagoas	22,2	16,2	16,2	15,5	-6,1	-0,1	0,6
CEEE-D	17,8	16,6	16,8	8,7	-1,0	0,2	8,1
CEA	37,6	36,4	35,2	45,1	-2,4	-1,2	-9,9
Equatorial Goiás	20,8	19,9	20,4	11,5	-0,4	0,5	9,0
FEC							
Equatorial Maranhão	9,1	6,8	6,4	8,7	-2,7	-0,4	-2,3
Equatorial Pará	10,0	8,7	8,5	17,7	-1,5	-0,3	-9,2
Equatorial Piauí	12,5	9,5	9,3	14,2	-3,2	-0,2	-4,9
Equatorial Alagoas	8,6	6,9	7,0	13,0	-1,6	0,1	-5,9
CEEE-D	8,5	8,6	8,1	6,4	-0,4	-0,5	1,8
CEA	17,5	16,9	15,9	30,2	-1,6	-1,0	-14,3
Equatorial Goiás	9,4	10,3	10,6	7,8	1,2	0,2	2,8

O nível da qualidade do sistema de distribuição é medido pelos índices de DEC² e FEC³, ambos no período de 12 meses. De forma geral todas as distribuidoras do grupo apresentaram evoluções significativas na melhoria dos indicadores de continuidade quando comparadas com o 3T22. Destacam-se as distribuidoras dos estados do **Maranhão** (-12,9h) e **Alagoas** (-6,1h), com reduções expressivas do DEC contra o mesmo período do ano anterior. Neste trimestre, tanto a Equatorial Pará quanto a CEA estão enquadradas dentro do limite regulatório, e destacamos que a Equatorial Alagoas se encontra a apenas 0,6h de se enquadrar nesse limite.

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

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

³ Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor - indica a frequência das interrupções de fornecimento, em número de interrupções por cliente por período

DESEMPENHO FINANCEIRO

MARGEM BRUTA

Análise da receita	3T22								3T23								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
R\$ milhões																	
(+) Vendas as classes	1.165	1.905	613	578	1.080	177	2.024	5.517	1.362	2.277	807	744	1.085	260	2.189	8.723	58%
Renda Não Faturada	4	45	(8)	(16)	(11)	5	25	20	27	44	(9)	10	(5)	6	99	173	767%
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(3)	(9)	(2)	(3)	(4)	(0)	(16)	(21)	(4)	(20)	(4)	(3)	(4)	(1)	(13)	(49)	130%
(+) Outras receitas	115	204	91	95	194	33	378	732	222	708	128	144	241	49	467	1.959	168%
Subvenção baixa renda	75	91	40	33	11	3	26	254	82	111	47	42	14	9	32	336	32%
Subvenção CDE outros	29	119	18	14	38	24	108	241	30	143	18	20	39	26	124	402	67%
Uso da rede	38	105	22	37	112	3	190	316	46	128	33	61	134	6	246	655	107%
Atualização ativo financeiro	(53)	(151)	(3)	(0)	(2)	(0)	(5)	(209)	16	259	1	1	4	0	11	292	-240%
Bandeira Tarifária	5	8	3	3	5	1	-	25	6	8	3	3	5	1	-	27	8%
Multa por atraso de pagamento	-	-	-	-	-	-	17	-	13	22	8	6	8	2	18	77	N/A
(+) Outras receitas operacionais	20	33	11	9	30	3	41	106	28	37	16	12	38	3	36	170	62%
Uso mútuo de postes e aluguéis	10	16	7	5	24	-	27	62	18	21	6	6	31	2	25	108	73%
(+) Suprimento	1	1	6	28	56	2	84	94	2	7	8	16	48	5	24	110	18%
(+) Valores a receber de parcela A	50	104	112	44	65	14	162	388	68	12	14	12	133	20	7	265	-32%
(+) Receita de construção	286	497	233	110	329	75	542	1.530	324	604	150	166	175	99	386	1.904	24%
(=) Receita operacional bruta	1.614	2.702	1.052	853	1.719	301	3.173	8.240	1.974	3.587	1.103	1.079	1.678	431	3.061	12.913	57%
(+) Deduções à receita	(405)	(641)	(255)	(230)	(495)	(63)	(912)	(2.089)	(499)	(808)	(328)	(307)	(477)	(93)	(903)	(3.413)	63%
PIS/COFINS/ICMS/ISS	(316)	(501)	(196)	(160)	(313)	(45)	(549)	(1.530)	(393)	(647)	(268)	(201)	(294)	(71)	(548)	(2.423)	58%
Compensações Indicadores de Qualidade	(5)	(5)	(5)	(3)	(6)	-	(23)	(23)	(4)	(6)	(4)	(3)	(7)	(1)	(26)	(50)	116%
Demais Deduções (CDE e Encargos)	(84)	(136)	(54)	(67)	(177)	(19)	(340)	(537)	(102)	(155)	(55)	(103)	(176)	(20)	(329)	(940)	75%
(=) Receita operacional líquida	1.208	2.061	797	623	1.224	237	2.262	6.151	1.475	2.779	775	773	1.201	339	2.158	9.500	54%
(-) Receita de construção	(286)	(497)	(233)	(110)	(329)	(75)	(542)	(1.530)	(324)	(604)	(150)	(166)	(175)	(99)	(386)	(1.904)	24%
(=) Receita operac. líq. sem rec.de construção	922	1.563	564	513	895	162	1.720	4.621	1.151	2.175	625	607	1.026	240	1.772	7.597	64%
(-) Energia comprada e transporte e Encargos	(514)	(804)	(319)	(314)	(665)	(111)	(1.172)	(2.726)	(609)	(895)	(338)	(334)	(717)	(127)	(1.037)	(4.058)	49%
(=) Margem Bruta	408	759	245	200	230	51	548	1.894	543	1.280	287	273	309	113	735	3.539	87%
(+) Não-Recorrentes	9	18	-	-	(14)	18	-	31	34	20	-	(25)	-	-	(62)	(34)	-210%
(-) VNR	53	151	3	0	2	0	5	209	(16)	(259)	(1)	(1)	(4)	(0)	(11)	(292)	-240%
(=) Margem Bruta Ajustada	471	928	249	200	218	69	553	2.135	560	1.041	285	247	305	112	662	3.213	50%
	Δ% Margem Bruta Ajustada																
									19,0%	12,2%	14,8%	23,5%	39,9%	62,0%	19,7%	50,5%	

No 3T23, a Margem Bruta ajustada das distribuidoras ex-VNR alcançou R\$ 3,2 bilhões, 50,4% maior do que o mesmo período do ano anterior, influenciado principalmente pela consolidação da Equatorial Goiás, que adicionou R\$ 662 milhões na margem bruta do trimestre. Desconsiderando esse valor, o crescimento da margem bruta seria de 19,4%, ou R\$ 415 milhões, demonstrando os ganhos com maior volume de mercado em todas as concessões, redução de perdas nas concessões do Amapá, RS e Alagoas e maior tarifa em nossas concessões.

É importante destacar que, apesar da coluna da Equatorial Goiás na tabela do 3T22, seu resultado não está sendo considerado no somatório total, que apresenta a soma apenas dos ativos que estavam consolidados na época.

Adicionalmente, a partir do 1T23, houve um aperfeiçoamento de práticas contábeis e os valores de multas por atraso de pagamento passaram a compor a conta de outras receitas operacionais, enquanto nos trimestres anteriores essa linha transitava pelo resultado financeiro. No 3T23, esse valor foi de R\$ 77 milhões.

Vale ressaltar que neste trimestre os valores da atualização do ativo financeiro na Equatorial Pará apresentaram aumento referente a atualização da base de ativos feita na revisão tarifária, que foi homologada em agosto.

DESPESAS OPERACIONAIS – PMSO/CONSUMIDOR

Custos Operacionais	3T22								3T23								Δ%	
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total		Total
R\$ milhões																		
(+) Pessoal	39	44	19	19	54	(12)	40	162	55	42	26	21	58	7	37	245	51%	
(+) Material	6	7	5	2	3	3	7	26	3	3	2	2	0	(0)	19	29	10%	
(+) Serviço de terceiros	86	121	56	42	69	(35)	209	339	103	125	56	46	79	25	230	664	96%	
(+) Outros	24	5	3	1	2	(3)	15	32	4	0	2	0	16	0	8	31	-3%	
(=) PMSO Reportado	155	176	82	64	128	(47)	271	558	165	169	87	69	153	32	293	969	74%	
Ajustes	(21)	-	-	-	9	86	-	74	-	-	-	-	(8)	-	(7)	(15)	-120%	
PMSO Ajustado	135	176	82	64	137	39	271	632	165	169	87	69	145	32	287	954	51%	
PECLD e perdas	22	50	12	15	(7)	(8)	2	84	23	62	14	10	29	(3)	(6)	129	53%	
% Receita bruta (s/ receita de construção)	1,7%	2,3%	1,5%	2,0%	-0,5%	-3,5%	0,1%	0,9%	1,4%	2,1%	1,4%	1,0%	1,9%	-0,9%	-0,2%	1,2%		
Provisões para contingências	4	5	2	3	12	2	18	28	4	1	(0)	2	21	1	19	48	74%	
Provisão para redução ao valor recuperável - FUNAC	-	-	-	-	-	-	33	-	-	-	-	-	-	-	45	45	N/A	
(+) Ajustes	26	55	13	18	5	(6)	53	112	27	63	13	11	50	(2)	59	222	99%	
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	-	(3)	-	-	-	2	-	(2)	-	1	-	-	-	3	-	5	-400%	
(+) Outras receitas/despesas operacionais	7	24	3	14	(1)	34	14	80	31	54	6	4	2	0	20	117	47%	
(+) Depreciação e amortização	57	94	26	20	41	5	102	243	62	104	37	24	31	9	153	420	73%	
(=) Custos e despesas gerenciáveis	245	345	124	115	172	(12)	440	991	285	391	143	109	236	44	526	1.733	75%	
PMSO Ajustado/Consumidor (12m)	214	231	239	209	307	687	377	247	235	217	213	204	302	620	406	282		
Δ% PMSO por Consumidor									10,0%	-6,2%	-10,6%	-2,4%	-1,5%	-9,7%	7,8%	14,1%		

MARANHÃO

No comparativo entre trimestres, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, cresceu 10,0%, totalizando R\$ 235. Já o PMSO ajustado do período totalizou R\$ 165 milhões, com um aumento de 22,0% entre trimestres, ou R\$ 30 milhões.

O aumento do PMSO em bases ajustadas é resultado principalmente das contas de **Pessoal** e **Serviços de Terceiros**, que apresentaram aumentos de R\$ 15,7 milhões e R\$ 17,2 milhões, respectivamente, decorrentes dos efeitos de reajustes de salários e benefícios, além do maior *headcount* no período e da contabilização dos pagamentos de *stock options* e *phantom shares* na linha de **Pessoal**. Na conta de **Serviços de Terceiros**, a variação é resultado principalmente do efeito de classificação de despesas de licenças de software para investimentos que beneficiaram o resultado do 3T22 e com a mobilização de equipes ligadas ao plano DEC. Vale ressaltar que, neste trimestre, os valores de Outras Receitas e Despesas foram maiores pela baixa não recorrente de ativos de trimestres anteriores, que transitam pela linha.

No 3T23, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) provisionadas no período mantiveram-se estáveis comparado ao 3T22, totalizando R\$ 23 milhões, um aumento de R\$ 1 milhão.

PARÁ

No 3T23, o PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 217, uma redução de 6,2% em relação ao 3T22.

O PMSO ajustado alcançou R\$ 169 milhões, uma redução de R\$ 6,7 milhões (-3,8%) em relação ao 3T22. A redução vem principalmente das linhas de **Pessoal**, efeito do ajuste de critério de compartilhamento das despesas com outras distribuidoras, **Material**, que reduziu R\$ 4,5 milhões devido ao menor número de ocorrências no período, e na linha de **Outros**, também com redução R\$ 4,5 milhões, que é ligada principalmente a menor destinação de recursos a publicidade e propagandas. Vale ressaltar que, neste trimestre, os valores de Outras Receitas e Despesas foram maiores pela baixa não recorrente de ativos de trimestres anteriores, que transitam pela linha.

No 3T23, a **PECLD** alcançou R\$ 62 milhões, R\$ 12 milhões maior, decorrente do maior nível de inadimplência com clientes residenciais e baixa renda.

PIAUI

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 213, uma redução de 10,8% versus o 3T22. O PMSO ajustado do trimestre aumentou 6,0%, ou R\$ 4,9 milhões quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

A variação do trimestre ficou concentrada na linha de **Pessoal**, que variou R\$ 7,5 milhões, impactada principalmente pelo ajuste nos critérios de rateio de compartilhamento no grupo, no valor de R\$ 5,0 milhões, e da contabilização dos pagamentos de *stock options* e *phantom shares* em menor grau. Esse efeito foi parcialmente compensado pela redução de R\$ 2,8 milhões em **Materiais**, devido a aquisição de materiais e equipamentos realizados no 3T22 para melhora de indicadores de qualidade e de telecomunicação para equipes de leitura e cobrança.

No 3T23, a **PECLD** registrou provisão de R\$ 14 milhões, R\$ 1,9 milhão maior que no 3T22. A variação é explicada pela negociação pontual com uma prefeitura realizada no mesmo período de 2022, o que não se repetiu em 2023.

ALAGOAS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 204, valor 2,4% menor que o 3T22.

No 3T23, o PMSO ajustado aumentou 7,9%, ou R\$ 5,1 milhões, impactado principalmente pela linha de **Serviços de Terceiros**, que teve um aumento de R\$ 4,3 milhões comem função do aumento dos serviços de manutenção de , implantação de novos serviços no suporte de atendimento e call center e intensificação do uso de ferramentas de cobrança, e na linha de **Pessoal**, que teve um incremento de R\$ 2,4 milhões, explicado pelo efeito de dissídio e aumento de despesas de SOP e Phantom.

A **PECLD** registrou provisão de R\$ 10 milhões, R\$ 5,4 milhões menor que o mesmo período do ano anterior, refletindo redução no volume de faturamento retroativo referente ao programa de combate às perdas registrado no período.

CEEE-D

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 302, uma redução de 1,5% versus o 3T22.

No trimestre, o PMSO ajustado do Rio Grande do Sul totalizou R\$ 145 milhões, um aumento de 6,3% (R\$ 8,6 milhões) em relação ao 3T22. O aumento ocorre, principalmente, na linha de **Pessoal**, em R\$ 3,9 milhões entre trimestres, referente ao efeito do compartilhamento entre as empresas e das despesas com plano de saúde, e na linha de **Ou- tros**, que reflete a regularização da base de contratos de aluguel em função do IFRS 16 (R\$ 8 milhões), e em menor grau indenização de consumidores e o consumo próprio de energia.

A **PECLD** atingiu R\$ 29 milhões, concentrada principalmente nas classes residencial, devido ao provisionamento referente as renegociações realizadas no 3T22 e que contabilmente ainda capturam o baixo histórico de recuperação da gestão anterior. Estes percentuais de provisionamento devem normalizar na matriz de provisão, a medida em que a performance atual de recuperação seja refletida nas atualizações anuais da matriz. Ademais, o trimestre também é impactado pelo remanejamento das equipes de corte para atendimento de plantões emergenciais durante os eventos climáticos que ocorreram no Rio Grande do Sul nos meses de agosto e setembro.

CEA

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 620, valor 9,7% menor que o 3T22.

O PMSO ajustado no 3T23 da CEA foi de R\$ 32 milhões, R\$ 6,4 milhões menor que o registrado no 3T22. A redução vem das linhas de **Pessoal** (R\$ 6,9 milhões) e **Materiais** (R\$ 2,9 milhões), fruto do processo de turaround. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela linha de **Serviços de Terceiros**, que apresentou um aumento de R\$ 4,3 milhões referentes a mobilização de equipes na concessão com foco na melhoria na qualidade do fornecimento.

Por fim, no 3T23 a **PECLD** registrou reversão de R\$ 3 milhões, refletindo os fortes resultados no processo de regularização e negociação com clientes inadimplentes.

GOIÁS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 406 no 3T23.

No 3T23, o PMSO ajustado foi de R\$ 287 milhões. É importante destacar que tanto este trimestre como os próximos devem apresentar volatilidade nas despesas operacionais devido ao processo de padronização das estruturas e processos da empresa ao modelo de gestão do grupo. As principais variações entre trimestres se concentram nas linhas de Material, R\$ 12,4 milhões superior, relacionado a maior volumetria dos serviços de manutenção da rede de distribuição, e na linha de **Serviços de Terceiros**, que aumentou de R\$ 9,6 milhões, devido principalmente ao reconhecimento de despesas não provisionadas de contratos anteriores. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela conta de **Outros** no valor de R\$ 6,7 milhões, refletindo o fim do antigo contrato de compartilhamento da companhia e menores despesas com aluguéis de imóveis.

A **PECLD** registrou reversão de R\$ 6 milhões, e deve mostrar volatilidade nos próximos trimestres devido a padronização ao modelo de provisão do grupo e renegociações com clientes. Neste trimestre, as provisões para contingências de FUNAC foram de R\$ 45 milhões, referentes ao trabalho de atualização e revisão da matriz de processos da companhia, que segue em andamento.

EBITDA

Recomposição EBITDA	3T22								3T23								Δ%	
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total		Total
R\$ milhões																		
(+) Resultado do Exercício	93	368	72	76	(9)	171	(146)	771	203	678	62	117	(102)	7	(79)	885	14,8%	
(+) Impostos sobre o Lucro	17	32	17	14	(1)	43	(70)	122	38	170	13	25	-	(4)	(40)	202	65,1%	
(+) Resultado Financeiro	52	14	32	(5)	68	(151)	324	10	17	41	69	23	175	66	328	718	7062,2%	
(+) Depreciação e Amortização	57	94	26	20	41	5	102	243	62	104	37	24	31	9	153	420	72,9%	
(-) EBITDA societário (CVM)*	220	508	147	104	99	68	210	1.146	320	992	180	188	104	78	362	2.225	94,1%	
(+) Outras receitas/despesas operacionais	7	24	3	14	(1)	34	14	80	31	54	6	4	2	0	20	117	47,3%	
(+) Impactos Margem Bruta	9	18	-	-	(14)	18	-	31	34	18	-	(25)	-	-	(62)	(35)	-214,2%	
(+) Ajustes de PMSO	21	-	-	-	(9)	(86)	-	(74)	-	-	-	-	8	-	7	15	-119,9%	
(+) Ajustes Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A	
(-) VNR	53	151	3	0	2	0	5	209	(16)	(259)	(1)	(1)	(4)	(0)	(11)	(292)	-239,6%	
(-) EBITDA societário ajustado	309	700	153	118	77	35	229	1.392	368	805	185	166	110	78	316	2.030	45,8%	
									19,0%	15,1%	21,0%	40,9%	43,1%	126,1%	37,9%	45,8%		

*Calculado em conformidade com a instrução CVM 527/12

MARANHÃO

No 3T23, o EBITDA ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 368 milhões, 19,0% maior do que o 3T22. Essa variação é resultado, principalmente, da melhora na margem bruta de R\$ 89 milhões, que teve ganhos principalmente em função do crescimento de mercado (R\$ 33 milhões), crescimento de tarifa fio-B (R\$ 16 milhões) e renda não faturada de R\$ 23 milhões e foi parcialmente compensada pelo aumento de PMSO da companhia no trimestre.

PARÁ

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 805 milhões, um aumento de 15,1%. O aumento do EBITDA é justificado pelo aumento da margem bruta de R\$ 112 milhões no trimestre, impactado principalmente pelo crescimento de mercado do período (R\$ 47 milhões), em conjunto com a melhora do PMSO no período, que neste trimestre apresentou trajetória de queda e contribuiu para o resultado com R\$ 7 milhões.

PIAUI

No Piauí, o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa atingiu R\$ 185 milhões, 21,0% maior, ou R\$ 32 milhões, quando comparado com o mesmo período do ano anterior. O resultado decorre principalmente do aumento da margem bruta em R\$ 37 milhões no trimestre, onde destaca-se o impacto do aumento do mercado, que adicionou R\$ 15 milhões na margem e pelo crescimento da tarifa fio-b, que cresceu R\$ 9 milhões.

ALAGOAS

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes de Alagoas atingiu R\$ 166 milhões, com um aumento de R\$ 48 milhões, 40,9% superior ao resultado do 3T22, resultado do aumento da margem bruta que foi R\$ 47 milhões superior entre trimestres, onde R\$ 8 milhões são resultantes do aumento de mercado faturado no período e renda não faturada de R\$ 26 milhões.

CEEE-D

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR do Rio Grande do Sul atingiu R\$ 110 milhões no trimestre, R\$ 33 milhões a mais do que no 3T22, efeito explicado principalmente pela margem bruta que cresceu R\$ 87 milhões no período, com um mercado R\$ 4 milhões maior, uma tarifa fio-b que contribuiu com R\$ 24 milhões e um efeito da melhora de perdas de R\$ 19 milhões e que foi parcialmente compensado pelo aumento da PECLD em R\$ 45 milhões.

CEA

O EBITDA Ajustado da CEA atingiu R\$ 78 milhões, um aumento de R\$ 44 milhões entre trimestres. Na CEA, o EBITDA tem como principal explicação o aumento da margem, que contribuiu com R\$ 43 milhões, em função do crescimento de mercado, no valor de R\$ 10 milhões, da melhora de perdas, em R\$ 10 milhões, e os ganhos com sobrecontratação, que adicionaram R\$ 6 milhões no período.

GOIÁS

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR da Equatorial Goiás atingiu R\$ 316 milhões, com um aumento de R\$ 87 milhões, ou 37,9% em relação ao 3T22, refletindo o crescimento da margem bruta ajustada em R\$ 109 milhões, ainda que parcialmente compensado pelo aumento no PMSO ajustado.

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

EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA

Não Recorrentes	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	3T23 Total
Efeito Postergação RTP / RTA	-	-	-	(25)	-	-	-	(25)
Receita Operacional	-	-	-	(25)	-	-	-	(25)
Deduções da receita operacional	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita operacional líquida	-	-	-	(25)	-	-	-	(25)
Ajustes - RTA e RTP	24	20	-	-	-	-	-	43
Parcela A sem CVA correspondente	-	-	-	-	-	-	(62)	(62)
Retroativo - P&D e PEE	10	-	-	-	-	-	-	10
Custo do serviço de energia elétrica	34	20	-	-	-	-	(62)	(9)
Margem Bruta	34	20	-	(25)	-	-	(62)	(34)
Reclassificações de investimentos	-	-	-	-	-	-	7	7
Ajuste de amortização de contrato - IFRS 16	-	-	-	-	4	-	-	4
Baixa de Ativos	-	-	-	-	4	-	-	4
Custos e Despesas Operacionais	-	-	-	-	8	-	7	15
Outras receitas/despesas operacionais	31	54	6	4	2	0	20	117
VNR	(16)	(259)	(1)	(1)	(4)	(0)	(11)	(292)
Ajustes Totais EBITDA	48	(186)	5	(22)	6	0	(46)	(194)

RESULTADO FINANCEIRO

O segmento de distribuição encerrou o 3T23 com um resultado financeiro líquido em R\$ 718 milhões negativos.

Resultado Financeiro	3T22								3T23								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
R\$ milhões																	
(+) Rendas Financeiras	43	62	35	30	18	7	58	195	31	52	15	9	43	4	29	183	-6,1%
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	29	43	31	13	114	5	19	235	18	27	13	8	17	2	14	99	-57,7%
(+) Operações de Swap	(1)	6	(2)	-	(1)	(0)	(191)	1	1	14	3	5	2	8	(1)	31	3864,2%
(+) Var. Cambial sobre dívida	(11)	(13)	(15)	-	(15)	(15)	72	(68)	(12)	(38)	(22)	(13)	(30)	(29)	3	(142)	108,3%
(+) Var. Cambial sobre dívida - RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-	6	N/A
(+) Juros e VM sobre Dívida	(47)	(84)	(77)	(45)	(72)	(23)	(172)	(348)	(44)	(106)	(62)	(34)	(108)	(34)	(300)	(688)	97,9%
(+) Variações Monetárias e Cambiais - Caução STN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
(+) Encargos CVA	9	17	7	7	(7)	(10)	(57)	22	(4)	10	6	2	(13)	2	5	8	-64,1%
(+) Juros e VM sobre Dívida RJ	-	(12)	-	-	-	-	-	(12)	-	(15)	-	-	-	-	-	(15)	17,8%
(+) AVP sobre Dívida RJ	-	(5)	-	-	-	-	-	(5)	-	(5)	-	-	-	-	-	(5)	0,0%
(+) Ajuste a Valor Presente	-	-	(4)	(0)	6	-	-	2	1	12	(5)	(0)	3	(3)	-	8	404,7%
(+) Contingências	(3)	(1)	1	3	(10)	(1)	(17)	(11)	(2)	(6)	(1)	(0)	(12)	(5)	(40)	(68)	503,6%
(+) Outras Receitas	3	10	(3)	2	1	205	(3)	218	1	8	5	5	6	0	(1)	24	-89,1%
(+) Outras Despesas	(74)	(36)	(6)	(4)	(102)	(16)	(34)	(238)	(5)	0	(20)	(3)	(82)	(12)	(37)	(160)	-32,9%
(=) Resultado Financeiro Líquido	(52)	(14)	(32)	5	(68)	151	(324)	(10)	(17)	(41)	(69)	(23)	(175)	(66)	(328)	(718)	7062,2%
Não Recorrentes	62	20	-	-	-	(191)	-	(109)	(2)	(24)	(3)	(8)	-	-	-	(37)	-65,9%
(=) Resultado Financeiro Líquido Ajustado	9	7	(32)	5	(68)	(40)	(324)	(119)	(19)	(65)	(72)	(31)	(175)	(66)	(328)	(755)	534,8%
Δ%									-301,7%	-1086,9%	122,7%	-684,5%	157,1%	65,7%	1,2%	534,8%	

O resultado financeiro ajustado alcançou R\$ 755 milhões no trimestre. Desconsiderando o valor ajustado adicionado pela Equatorial Goiás no montante de R\$ 328 milhões, o resultado seria de R\$ 427 milhões negativos, com crescimento de 259,1% em relação ao 3T22, principalmente impactado pelo aumento da dívida bruta de distribuição, que desconsiderando a Equatorial Goiás, aumentou R\$ 2.763 milhões e pela reclassificação das receitas com multas de atraso de pagamento, que agora compõe a receita no valor de R\$ 77 milhões.

LUCRO LÍQUIDO

Lucro Líquido	3T22								3T23								Δ%	
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total		
R\$ milhões																		
(+) Lucro Líquido	93	368	72	76	(9)	171	(146)	771	203	678	62	117	(102)	7	(79)	885	14,8%	
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	30	18	-	-	(23)	(68)	-	(43)	34	20	-	(25)	8	-	(55)	(19)	-56,1%	
(+) Efeito IR e CSLL	9	(6)	-	-	2	79	-	84	9	3	(0)	1	-	-	-	14	-83,7%	
(+) Depreciação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4)	-	-	(4)	N/A	
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	62	20	-	-	-	(191)	-	(109)	(2)	(24)	(3)	(8)	-	-	-	(37)	-65,9%	
(=) Lucro Líquido Ajustado	194	399	72	76	(29)	(9)	(146)	703	243	676	59	85	(98)	7	(134)	838	19,3%	
									25,7%	69,3%	-17,9%	11,9%	234,9%	-182,9%	-8,1%	19,3%		

INVESTIMENTOS

Investimentos Distribuidoras	3T22								3T23								Δ%	
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total		
R\$ milhões																		
Ativos elétricos	250	344	174	91	291	130	-	1.281	176	305	118	161	154	67	331	1.311	2,3%	
Obrigações especiais	14	138	27	-	20	2	-	200	3	281	23	1	2	26	4	333	66,6%	
Ativos não elétricos	22	15	17	19	31	52	-	156	44	18	10	4	19	6	79	180	15,1%	
Total	286	497	218	110	342	184	-	1.637	223	604	150	166	175	99	406	1.824	11,4%	
									-22,0%	21,4%	-30,9%	51,0%	-48,8%	-46,3%	N/A	11,4%		

No 3T23, os investimentos em distribuição totalizaram R\$ 1.824 milhões, volume 11,4% superior ao executado no mesmo período de 2022. Excluindo os efeitos da consolidação da Equatorial Goiás, os investimentos em Distribuição seriam 13,4% menores, ou R\$ 220 milhões, arrefecimento natural após ultrapassar a data de corte da base de remuneração de algumas distribuidoras.

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

TRANSMISSÃODESEMPENHO FINANCEIROTRANSMISSÃO CONSOLIDADO (INTESA + SPEs)

Demonstração de Resultado - Regulatório - R\$ milhões	3T22	3T23	Δ%
Receita líquida	327	337	3,1%
Custos e despesas operacionais	(22)	(30)	39,1%
Custos de infraestrutura	-	-	N/A
EBITDA Regulatório	305	307	0,6%
Margem EBITDA	93%	91%	-2,5%
Depreciação / amortização	(213)	(116)	-45,5%
Resultado do serviço (EBIT)	92	191	106,6%
Resultado financeiro	(30)	(68)	126,0%
Impostos	(20)	(21)	3,7%
Lucro Líquido	42	102	141,1%
Endividamento	3T22	3T23	Δ%
Dívida Líquida	5.177	4.988	-3,6%
Volume de dívida (Empréstimos + Debêntures)	6.277	6.402	2,0%
Disponibilidades	1.100	1.414	28,5%

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

EQUATORIAL TRANSMISSÃO – SPEs 01 a 08

O resultado regulatório do 3T23 trouxe uma receita líquida de R\$ 310,4 milhões, um aumento de 10,1% em relação ao 3T22, resultado do reajuste da RAP para o ciclo de 22/23 de 3,94% para as SPEs 1 a 8, e da antecipação de receitas recebidas no trimestre.

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 26,2 milhões, R\$ 9,5 milhões maior que o 3T22, dos quais R\$ 5,5 milhões estão relacionados a um incidente na SPE 7. O EBITDA regulatório atingiu R\$ 284,1 milhões, com margem de 91,5%.

O resultado financeiro piorou 126% em função principalmente do aumento dos encargos decorrentes da diferença de IPCA entre trimestres, que corrige a grande maioria das dívidas da transmissão.

A redução da depreciação no período é resultado valor retroativo de amortização de ágio da Echoenergia reconhecido no 3T22, no valor de R\$ 96 milhões, referente a amortização dos meses de abril a junho de 2022. Desconsiderando esse efeito, a depreciação do período teria ficado em linha com o mesmo período do ano anterior.

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)	3T22		3T22 Societário	3T23		3T23 Societário
	Regulatório	Ajustes		Regulatório	Ajustes	
Receita operacional	312.548	(8.818)	303.730	342.075	(233.298)	435.890
Transmissão de energia	327.714	- 327.714	-	342.075	- 342.075	-
Receita de Operação e Manutenção	-	21.229	21.229	-	47.765	47.765
Receita de construção	-	-	-	-	61.013	61.013
Receita Ativo de Contrato	-	313.670	313.670	-	-	327.112
Outras receitas	- 15.166	- 16.003	- 31.169	-	-	-
Deduções da receita operacional	(30.559)	10.944	(19.615)	(31.704)	6.091	(25.613)
Receita operacional líquida	281.989	2.126	284.115	310.372	99.905	410.276
Custo do serviço de energia elétrica	-	38.367	38.367	-	-	-
Variação da margem do ativo de contrato	-	38.367	38.367	-	-	-
Margem Bruta Operacional	281.989	40.493	322.482	310.372	99.905	410.276
Custo/despesa operacional	(16.652)	(4.694)	(21.346)	(26.227)	(53.518)	(79.745)
Pessoal	(8.889)	0	(8.889)	(11.124)	65	(11.058)
Material	(289)	-	(289)	(12.080)	11.747	(334)
Serviço de terceiros	(8.122)	(4.698)	(12.820)	(345)	(12.566)	(12.912)
Custo de construção	-	1	1	-	(53.586)	(53.586)
Outros	649	2	651	(2.678)	823	(1.855)
EBITDA	265.337	35.799	301.136	284.144	46.387	330.531
Depreciação e amortização	(206.696)	134.504	(72.192)	(109.899)	38.548	(71.351)
Resultado do serviço	58.641	170.303	228.944	174.245	84.935	259.180
Resultado financeiro	(18.967)	1	(18.966)	(58.517)	(4)	(58.522)
Receitas financeiras	28.621	0	28.621	45.372	0	45.372
Despesas financeiras	(47.587)	0	(47.587)	(103.889)	(4)	(103.893)
Resultado antes do imposto de renda	39.675	170.303	209.978	115.728	84.931	200.659
Imposto de renda e contribuição social	(66.051)	(2)	(66.053)	(18.575)	(48.058)	(66.632)
Subvenção do imposto de renda	49.564	-	49.564	-	43.362	43.362
Impostos diferidos	-	(32.175)	(32.175)	-	(30.787)	(30.787)
Resultado do exercício	23.188	138.126	161.314	97.153	49.448	146.601

INTESA

A Receita líquida regulatória da Intesa foi de R\$ 26,6 milhões no 3T23, 42,8% abaixo do apresentado no 3T22, decorrente do reajuste da RAP para o ciclo de 23/24 onde ocorreu a redução da RAP original da INTESA em 50%, que gerou um efeito médio de reajuste de -37,9%.

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 3,8 milhões, 22,7% abaixo do observado no 3T22, fruto do compartilhamento das despesas. O EBITDA atingiu R\$ 22,7 milhões no 3T23, como uma margem EBITDA de 85,5%.

Demonstração do resultado (R\$ mil)	3T22		3T22 Societário	3T23		3T23 Societário
	Regulatório	Ajustes		Regulatório	Ajustes	
Receita operacional	50.886	(3.957)	46.929	31.734	13.762	45.496
Transmissão de energia	51.114	- 51.114	-	31.448	- 31.448	-
Receita de Operação e Manutenção	-	7.409	7.409	-	2.800	2.800
Receita Ativo de Contrato	-	37.133	37.133	-	41.791	41.791
Ativo de contrato - Ganho de realização	-	-	-	426	426	-
Outras receitas	- 228	2.615	2.387	712	194	905
Deduções da receita operacional	(6.205)	1.342	(4.863)	(5.164)	1.564	(3.600)
Receita operacional líquida	44.681	(2.615)	42.066	26.570	15.326	41.896
Custo do serviço de energia elétrica	-	(12.121)	(12.121)	-	-	-
Variação da margem do ativo de contrato	-	(12.121)	(12.121)	-	-	-
Margem Bruta Operacional	44.681	(14.736)	29.945	26.570	15.326	41.896
Custo/despesa operacional	(4.967)	(2.709)	(7.676)	(3.839)	(146)	(3.986)
Pessoal	(1.348)	0	(1.348)	(1.173)	(0)	(1.173)
Material	(296)	-	(296)	(6.058)	5.738	(320)
Serviço de terceiros	(3.238)	(2.709)	(5.947)	3.436	(5.739)	(2.303)
Custo de construção	-	-	-	-	(145)	(145)
Outros	(84)	(1)	(85)	(44)	0	(44)
EBITDA	39.714	(17.445)	22.269	22.731	15.180	37.910
Depreciação e amortização	(5.886)	5.886	-	(5.899)	5.897	(1)
Resultado do serviço	33.828	(11.559)	22.269	16.832	21.077	37.909
Resultado financeiro	(11.224)	0	(11.224)	(9.699)	0	(9.699)
Receitas financeiras	4.978	0	4.978	7.625	0	7.625
Despesas financeiras	(16.202)	-	(16.202)	(17.324)	(0)	(17.324)
Resultado antes do imposto de renda	22.604	(11.559)	11.045	7.133	21.077	28.210
Imposto de renda e contribuição social	(5.435)	-	(5.435)	(2.030)	(3.725)	(5.755)
Subvenção do imposto de renda	2.057	-	2.057	-	3.725	3.725
Incentivos fiscais	-	-	-	-	(4.417)	(4.417)
Impostos diferidos	-	(1.686)	1.686	-	-	-
Resultado do exercício	19.226	(9.873)	9.353	5.103	16.660	21.763

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

RENOVÁVEIS

DESEMPENHO OPERACIONAL

Dados Operacionais	3T22	3T23	Δ%
Velocidade do Vento (m/s)	8,26	8,32	0,7%
Energia Gerada líquida (GWh)*	1.432,4	1.185,9	-17,2%
Energia Gerada líquida (GWh) - 12 meses*	4.517,0	4.521,8	0,1%
Disponibilidade Técnica - 12 meses	96,8%	95,8%	-1,0%

* Valores medidos no centro de gravidade.

GERAÇÃO EÓLICA

No 3T23, a geração eólica líquida foi de 1.185,9 GWh, uma queda de 17,2% quando comparado ao mesmo período do ano anterior (1.432,4 GWh no 3T22).

O nível de disponibilidade reflete o planejamento das paradas para manutenção das máquinas em Echo 2. Desconsiderando o ativo de Echo 2, a disponibilidade técnica ajustada do portfólio seria de 97,0% no 3T23 vs. 96,9% no 3T22.

Abaixo, destacamos as principais variações entre os períodos:

Ventos de Tianguá: a geração no complexo totalizou 121,01 GWh no 3T23, 9,9% inferior ao 3T22 (134,4 GWh), mesmo que a velocidade do vento tenha sido 11,8% superior ao mesmo período do ano passado. Destaca-se que as limitações de geração requisitadas pelo ONS tiveram impacto significativo no resultado (para mais detalhes ver a seção Constrained-off);

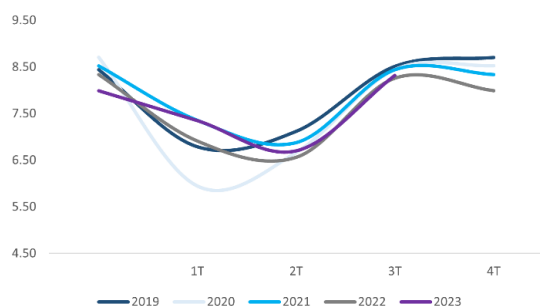
Serra do Mel 1 e 2: composto pelos projetos Echo 3, 6, 7, 8, 9 e 10, a geração do complexo totalizou 440,05 GWh, redução de 25,8% comparado ao 3T22 (593 GWh), mesmo que a velocidade do vento tenha sido 2,7% superior ao mesmo período do ano passado. Destaca-se que as limitações de geração requisitadas pelo ONS tiveram impacto significativo no resultado (para mais detalhes ver a seção Constrained-off);

Echo 1, 2, 4 e 5: a geração nesses projetos totalizou 516,25 GWh no 3T23, 17,0% inferior ao 3T22 (622,07 GWh) e a velocidade do vento foi 2,8% inferior (9,11 m/s no 3T23 vs. 9,37 m/s no 3T22), influenciada pela manutenção de dois aerogeradores de Echo 2 (15,2 GWh) e pelo *curtailment*, que em todos os clusters teve um impacto total de 16,5 GWh;

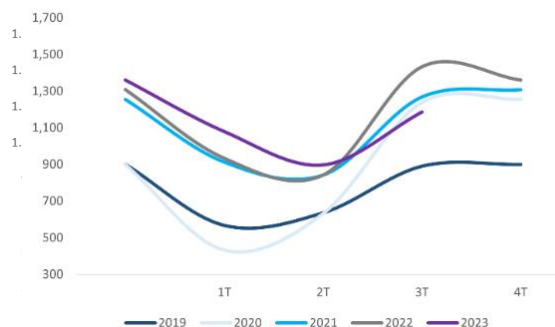
Ventos de São Clemente: a geração no complexo totalizou 202,3 GWh no 3T23, 5,5% inferior ao 3T22 (213,97 GWh). A velocidade do vento na região foi 1,3% inferior (6,99 m/s no 3T23 vs. 7,08 m/s no 3T22).

INDICADORES OPERACIONAIS

MÉDIA DOS VENTOS - PORTFÓLIO (m/s)

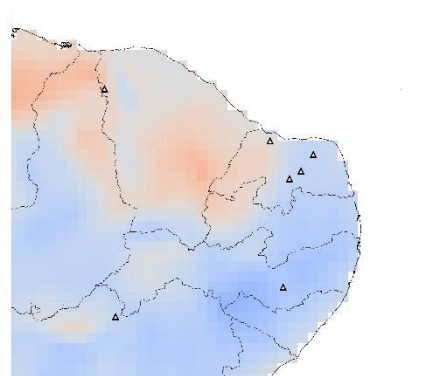


GERAÇÃO TOTAL – PORTFÓLIO (GWh)

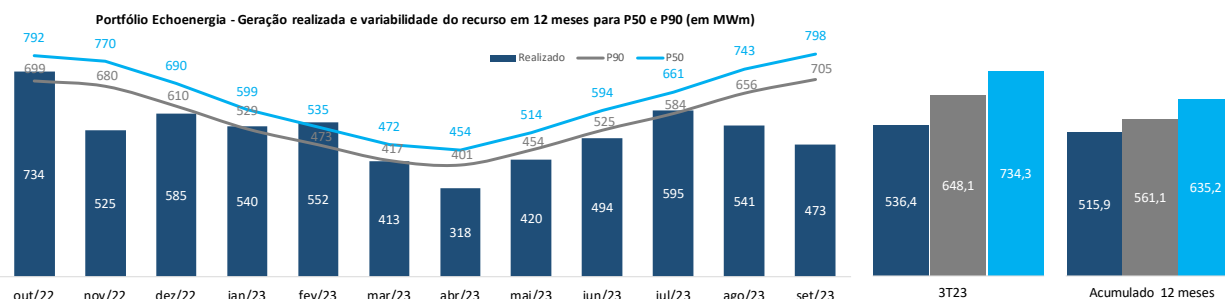


No 3T23, o portfólio de ativos operacionais da Echoenergia registrou uma velocidade média dos ventos 0,7 % superior ao mesmo período do ano anterior, alcançando 8,32 m/s, comparado a 8,26 m/s do 3T22.

Apesar do 3T23 ter sido marcado por várias passagens de frentes frias e avanço de sistemas de baixa pressão pelo oceano que deslocaram a Alta Subtropical do Atlântico Sul (ASAS) para leste, diminuindo a intensidade dos ventos alísios nos parques da Echoenergia, a velocidade do vento ainda foi 0,7% superior ao 3T22. A figura ao lado apresenta a anomalia de vento do 3T23 em comparação com a climatologia de longo prazo⁴. Como pode ser observado, há uma anomalia positiva (velocidade do vento mais forte) nas regiões dos parques de Ventos de Tianguá e Serra do Mel.



No gráfico abaixo, trazemos de forma comparativa a geração do ano com os parâmetros P50 e P90 recalculados pela Echoenergia recentemente, considerando os últimos 12 meses e a visão do 3T23. Vale ressaltar que estas estimativas são robustas, tendo em vista que os estudos foram revalidados com os parques 100% operacionais.



⁴ Dados provenientes do modelo ERA5 (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts Reanalysis v5), considerando como climatologia período de 1980 a 2023.

CONSTRAINED-OFF

Após a ocorrência em 15 de agosto que resultou no desligamento parcial do Sistema Interligado Nacional (SIN), o Operador Nacional do Sistema (ONS) implementou modificações no modo de operação do sistema que ocasionaram restrições significativas de geração (conhecidas como "constrained-off") para os agentes de geração de energia renovável no Nordeste. Entre as modificações, destaca-se a redução dos limites de exportação de energia do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste e o Norte.

Historicamente, até a data da ocorrência, a Echoenergia havia experimentado impactos limitados e, portanto, desprezíveis, devido aos constrained-offs. No entanto, após a data da ocorrência, a empresa foi afetada principalmente em seus projetos de Serra do Mel e Tianguá, onde, no 3T23, as perdas de energia totalizaram 153 GWh e 38 GWh, respectivamente. O impacto consolidado no portfólio para o 3T23 foi de 215 GWh.

É importante ressaltar que o ONS tem gradualmente reduzido as restrições e a Echoenergia tem trabalhado ativamente, em colaboração com as associações do setor, para minimizar o impacto dos constrained-offs em seu portfólio.

PIPELINE RENOVÁVEL

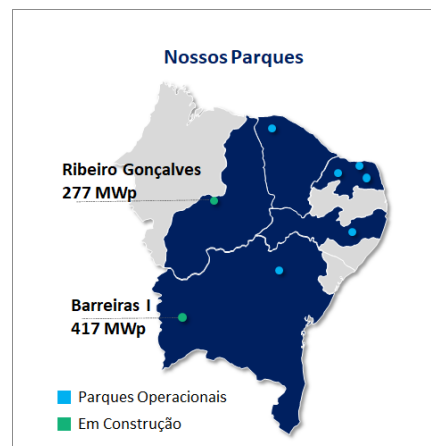
PROJETOS EM CONSTRUÇÃO

A Echoenergia, por meio de sua subholding Echo Crescimento, **iniciou o desenvolvimento do pipeline** de projetos, com a **construção de dois complexos solares**: o complexo **Ribeiro Gonçalves**, localizado no Piauí, e o complexo **Barreiras 1**, localizado na Bahia.

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

O complexo de **Ribeiro Gonçalves** possuirá uma capacidade instalada de 283,7 MWp, ao passo que o complexo de **Barreiras 1** possuirá uma capacidade instalada de 449,2 MWp.

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



VISÃO GERAL

DADOS TÉCNICOS

Projetos em Construção	Ribeiro Gonçalves	Barreiras I
Dados Gerais		
Fonte	Solar	Solar
Localização (Estado)	PI	BA
Capacidade Instalada (MWac)	223,2	351,1
Capacidade Instalada (MWp)	283,7	449,2
Energia assegurada P50 (Aneel)	68,0	117,5
Fator de Capacidade P50 (%)	30,5%	33,4%
Prazo de autorização	ago/2055	mai/2056
Dados Técnicos		
Número de painéis	468.376	725.760
Subestação	SE Ribeiro Gonçalves	SE Barreiras II
Dados Regulatórios		
Possui desconto no Fio	Sim, 50%	Sim, 50%
CUST/CCT Assinada	14/04/2021 - 30/06/2022	26/11/2021 - 03/06/2022
Cronograma estimado		
COD ¹	Data limite: Não aplicável	Data limite: abr/25
Avanço Físico	68,5%	52,4%
Dados Financeiros		
Hard Capex ² (R\$ milhões)	981	1.524
Capex ¹ (R\$ milhões)/MWp	3,4	3,3
Total Investido	667,9	405,7

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

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

FINANCIAMENTO DE LONGO PRAZO

Projetos em Construção	Fonte	Contratado	Desembolsado	% Desembolso	Custo	Prazo
Ribeiro Gonçalves	BNDES = Subcrédito A	510	347	49,2%	IPCA + 7,45	24 anos
	BNDES = Subcrédito B	195	0	0,0%	IPCA + 8,37	15 anos
	Total	705	347	49,2%	N/A	N/A

O subcrédito B foi contratado apenas como seguro, mas a intenção da companhia é substituí-lo por linhas de longo prazo mais baratas.

Em 31 de outubro de 2023 foi feita a contratação de financiamento junto ao BNB para o projeto de Ribeiro Gonçalves, no valor de R\$ 200 milhões, a um custo de IPCA + 5,34% e um prazo de 24 anos.

DESEMPENHO FINANCEIRO

Apresentamos o desempenho econômico-financeiro da Echoenergia para o 3T23 e, para melhor visão do negócio de geração e comercialização, trazemos uma visão proforma combinando o resultado da Solenergias, veículo de comercialização do grupo, o qual é atualmente consolidado, na visão societária, sob a Equatorial Serviços.

DRE Proforma - Echoenergia + Solenergias	3T22			3T23			
	Echo Participações	Solenergias	Proforma	Echo Participações	Echo Crescimento	Solenergias	Proforma
(+) Receita Líquida	299,8	66,7	366,5	283,2	4,1	57,7	345,0
(-) Compra de Energia	-0,6	-65,2	-65,9	-2,7	-4,0	-53,4	-60,0
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,7	24,7
Lucro Bruto de Energia	299,2	1,4	300,6	280,5	0,1	29,0	309,6
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	-68,3	-1,0	-69,3	-69,7	0,0	4,4	-65,2
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	-7,0	0,0	-7,0	-11,4	0,8	-4,8	-15,4
EBITDA	223,9	0,4	224,3	199,5	0,9	28,7	229,1
<i>Margem EBITDA (%)</i>	<i>74,8%</i>	<i>25,9%</i>	<i>74,6%</i>	<i>71,1%</i>	<i>941,9%</i>	<i>98,9%</i>	<i>74,0%</i>
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-24,7	-24,7
EBITDA Ajustado	223,9	0,4	224,3	199,5	0,9	4,0	204,4
<i>Margem EBITDA Ajustada (%)</i>	<i>74,8%</i>	<i>25,9%</i>	<i>74,6%</i>	<i>71,1%</i>	<i>941,9%</i>	<i>92,3%</i>	<i>71,7%</i>
(-) Depreciação/Amortização	-76,5	0,0	-76,5	-74,3	0,0	0,0	-74,3
(+/-) Resultado Financeiro	-57,3	1,3	-56,0	-49,8	7,5	0,3	-42,0
(-) Impostos	-14,0	-0,6	-14,5	-18,3	-2,0	-11,0	-31,4
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	76,2	1,1	77,3	57,2	6,3	17,9	81,4
<i>Margem Líquida (%)</i>	<i>25,5%</i>	<i>78,4%</i>	<i>25,7%</i>	<i>20,4%</i>	<i>6920,1%</i>	<i>61,9%</i>	<i>26,3%</i>

LUCRO BRUTO DE ENERGIA - ECHOENERGIA

A receita líquida totalizou R\$ 283,2 milhões no 3T23, uma redução de 5,5% quando comparado ao mesmo período do ano passado, ou de R\$ 16,6 milhões. Essa variação é explicada pela menor geração dos ativos eólicos, impactados pelo efeito do *constrained off* que afetou principalmente os parques de Tianguá e Serra do Mel.

O Ebitda de R\$ 199,5 milhões no 3T23 teve uma redução de 10,9% quando comparado com o 3T22, refletindo os impactos do *constrained off* mencionados acima.

Analisando o resultado proforma, foi reconhecido a efeito líquido, não-caixa, de marcação a mercado de contratos futuros no valor de R\$ 24,7 milhões na Solenergias.

Vale destacar que a partir do 3T23 passamos a apresentar o resultado da Echo Crescimento, o veículo que consolida as operações dos projetos em construção e é consolidado pela Equatorial Transmissão.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - ECHOENERGIA

Os custos e despesas operacionais (excluindo depreciação e amortização e compra de energia) totalizaram R\$ 81,0 milhões no período, um aumento de 7,6%, ou R\$ 5,7 milhões, comparado ao 3T22. Esse efeito é explicado, principalmente, pelos fatores abaixo:

- (iv) Aumento dos custos com O&M, que apresentaram um aumento de R\$ 2,0 milhões devido aos efeitos de inflação e escalation previstos dos contratos de manutenção e à antecipação de parte das manutenções previstas para o último trimestre;
- (v) Aumento dos encargos de transmissão em R\$ 1,4 milhão, devido principalmente ao ajuste de RAP das transmissoras e maior uso da rede de transmissão;
- (vi) Aumentos nos custos com materiais em R\$ 1,1 milhões, com a aquisição de equipamentos e reposição de estoques; e

- (vii) Aumento na linha de Outros, cuja variação foi de R\$ 5,1 milhões, principalmente aos maiores custos com seguros em R\$ 4,2 milhões; esses efeitos foram parcialmente compensados pela

Esses efeitos foram parcialmente compensados redução com Serviços de Terceiros no valor de R\$ 2,3 milhões, explicado pela explicado pelo processo de internalização de departamentos de suporte corporativo, tais como jurídico, contábil e fiscal, até então parcialmente terceirizados.

EBITDA - ECHOENERGIA

O EBITDA reportado no período foi R\$ 199,5 milhões, uma redução de 10,9%, ou R\$ 24,4 milhões menor que no 3T22, reflexo da menor geração de energia no período. É importante destacar que no período não houve eventos não-recorrentes ajustados.

Já analisando o resultado proforma combinado com a Solenergias e a Echo Crescimento, o EBITDA Ajustado do período foi de R\$ 204,4 milhões, uma redução de R\$ 19,9 milhões, ou 8,9%.

RESULTADO FINANCEIRO – ECHOENERGIA

O resultado financeiro líquido registrado no período foi negativo de R\$ 49,8 milhões, valor R\$ 7,5 milhões melhor quando comparado ao resultado negativo de R\$ 57,3 milhões no 3T22. Abaixo, os itens que explicam a variação:

- (i) Aumento das receitas financeiras, em R\$ 4 milhões, principalmente à maior posição de caixa e equivalentes de caixa do período; e
- (ii) Redução de R\$ 4,9 milhões, quando comparado ao 3T22, na variação de juros e variações monetárias sobre dívidas, devido principalmente à variação de indexadores macroeconômicos no período, em especial à variação do CDI, que atingiu 3,22% vs 3,31% no 3T22.

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

SANEAMENTO

DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL

Já completado o primeiro ano de operação e realizando a comparação com o mesmo período do trimestre anterior, destacamos a clara evolução do volume faturado, tanto para água, como para esgotamento sanitário, ambos com aproximadamente 46% de crescimento. O 3T23 encerrou com aproximadamente 83 mil economias ativas no serviço de distribuição de água, das quais mais de 10 mil economias também são cobertas pelo serviço de coleta e tratamento de esgoto.

Indicadores Operacionais - Água	3T22	3T23	Δ%
Economias faturadas (mil)	71,6	82,6	15,4%
Volume Faturado (mil m ³)	3.772,9	5.507,5	46,0%
Índice de cobertura (%)	35,0%	42,0%	20,0%
Índice de Perda da Distribuição (%)	70,2%	59,4%	-15,4%
Indicadores Operacionais - Esgoto	3T22	3T23	Δ%
Economias faturadas (mil)	10,5	10,1	-3,5%
Volume Faturado (mil m ³)	525,3	764,1	45,5%
Índice de cobertura (%)	7,0%	8,0%	14,3%
Extensão de rede (km)	372,0	372,0	0,0%

Além dos destaques acima, vale ressaltar também a melhora do índice de perdas da concessão, que já reduziu 10,8 p.p. desde o início da operação da CSA.

DESEMPENHO FINANCEIRO

Demonstração de Resultado	3T22	3T23	Δ%
R\$ milhões			
Receita Operacional	44,6	37,3	-16%
Abastecimento de água e serviços de esgoto	13,4	18,8	40%
Receita de construção	31,1	18,1	-42%
Outras receitas	0,0	0,5	2162%
Deduções à receita operacional	-1,2	-1,8	43%
Receita operacional líquida	43,3	35,6	-18%
Custos de construção	-31,1	-18,1	-42%
Custo da Operação	-15,9	-34,1	114%
Pessoal	-7,5	-6,9	-8%
Material	-6,0	-3,1	-48%
Serviços de terceiros	-1,9	-4,6	137%
PDD/Provisões	0,0	-15,4	128400%
Outros	-0,4	-4,0	884%
EBITDA	-3,7	-16,6	349%
Depreciação e amortização	-5,8	-6,9	20%
Resultado financeiro	-48,6	-43,2	-11%
Receita financeira	3,8	2,2	-41%
Despesa financeira	-52,4	-45,4	-13%
Tributos	0,0	0,0	N/A
Resultado do exercício	-58,0	-66,7	15%

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 3T23, a receita operacional líquida da CSA atingiu R\$ 42,3 milhões, uma redução de 5,2% em comparação ao 3T22. A variação da performance entre os trimestres se dá pela variação na receita de construção no período, decorrente do volume de investimentos executado no período, e desconsiderando esse efeito, a receita de abastecimento

de água apresenta um crescimento de 39,8%, que demonstra a evolução da concessão desde o início de sua operação.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais (excluindo depreciação e amortização) totalizaram R\$ 18,7 milhões, um aumento de R\$ 2,8 milhões quando comparado ao 3T22 influenciado principalmente pelas contas de Serviços de Terceiros e Outros, que apresentaram aumento de R\$ 2,7 e R\$ 3,6 milhões, respectivamente.

Na conta de Serviços de Terceiros, a justificativa do aumento é da estruturação de processos e mobilização de equipes, que hoje se encontra mais robusta do que quando comparada com o início da operação, enquanto na conta de Outros o aumento se dá por uma reclassificação de investimentos para resultado que impactou a linha no valor de R\$ 1,8 milhão.

PECLD

No 3T23, a CSA provisionou R\$ 15,5 milhões para PECLD, refletindo o envelhecimento do contas a receber, que usa como critério o provisionamento de faturas vencidas há mais de 180 dias.

RESULTADO FINANCEIRO

No 3T23, o resultado financeiro líquido foi de R\$ 43,2 milhões negativos, R\$ 5,4 milhões melhor que o 3T22 devido a atualização da dívida pelo CDI, que terminou o trimestre em 3,22% vs 3,31% no 3T22.

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

EQUATORIAL SERVIÇOS

DESEMPENHO FINANCEIRO

Demonstração de Resultado	3T22	3T23	Δ%
R\$ milhões			
Receita operacional	122,7	177,6	44,7%
Deduções da receita operacional	-13,1	-23,6	80,9%
Receita operacional líquida	109,7	154,0	40,4%
Energia elétrica comprada para revenda	-83,9	-52,3	-37,6%
Custos da operação	-13,4	-31,3	133,3%
Despesas Gerais e Administrativas	-15,7	-23,1	47,3%
Outras receitas e despesas operacionais	-1,5	-1,1	-30,2%
EBITDA	-4,9	46,2	-1051,3%
<i>Margem EBITDA</i>	-4,0%	26,0%	-757,5%
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-24,4	N/A
EBITDA Ajustado	-4,9	21,8	-548,5%
Depreciação e Amortização	-0,5	-2,0	298,8%
Resultado do serviço (EBIT)	-5,3	44,2	-927,7%
Resultado financeiro	1,4	-2,1	-251,5%
Tributos	2,8	-17,2	-716,3%
Lucro Líquido	-1,2	24,9	-2263,3%

A Receita operacional bruta aumentou 44,7% entre trimestres. A variação entre os períodos deve-se aos seguintes efeitos:

- (i) o efeito de marcação a mercado de R\$ 24,4 milhões, devido principalmente ao volume de contratos para entrega futura negociados pela Solenergias no período;
- (ii) O aumento das receitas com serviços de Call Center, que cresceram em R\$ 35,7 milhões; e
- (iii) O aumento do faturamento de demais serviços do grupo (telecom, seguros, geração distribuída, entre outros), que aumentou R\$ 7,4 milhões.

O EBITDA da companhia alcançou R\$ 45 milhões no trimestre, devido ao efeito de marcação a mercado de contratos futuros de energia. Já o EBITDA Ajustado cresceu R\$ 25 milhões.

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

SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE

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](#)