



equatorial
ENERGIA

**Release de Resultados
1T23**

EQTL
B3 LISTED NM



EBITDA Consolidado Ajustado cresce 57,7% e alcança R\$ 2,3 bilhões no período (vs. 1T22)

- **EBITDA Consolidado Ajustado alcançou R\$ 2,3 bilhões** no trimestre, já descontados os efeitos não caixa de VNR e IFRS, variação de 57,7%, devido a consolidação da Equatorial Goiás, ao aumento de margem bruta das demais distribuidoras e performance do segmento de renováveis.
- **Volume total de energia distribuída atingiu 12.914 GWh**, crescimento consolidado de **5,1%** em relação ao 1T22.
- **Perdas totais consolidadas recuaram em comparação ao 1T22**, na visão acumulada 12 meses, encerrando o trimestre com o nível consolidado de 19,0% sobre energia injetada (considerando todos os ativos), uma redução de 1,2 p.p., nos colocando a cerca de 1 p.p. do nível regulatório consolidado.
- **Qualidade da Operação – Redução do DEC**, na visão acumulada 12 meses, em 6 das 7 distribuidoras no comparativo com 1T22. Destaque para **Maranhão, Alagoas, Piauí e Pará**, que reduziram em 8,9h, 7,5h 3,6h e 3,4h, respectivamente.
- **Energia Gerada Líquida totalizou 1.079 GWh**, volume **15,5% superior ao 1T22**, resultado do melhor recurso eólico disponível no período.
- **Investimentos consolidados totalizaram R\$ 2,5 bilhões** no 1T22.
- **Relação Dívida Líquida / EBITDA consolidado** na visão *covenant*, encerrou o 1T23 em 3,9x, refletindo a emissão de ações PN realizada em março no veículo Equatorial Distribuição, e o aumento do EBITDA no trimestre.
- Em abril a **Equatorial Goiás** emitiu uma oferta pública de distribuição da **3ª Emissão de Debêntures de Infraestrutura**, no valor total de **R\$ 1 bilhão de reais**, a emissão reabriu o mercado de debêntures neste ano para emissores investment grade.

PRINCIPAIS MACROINDICADORES ^{1 2}

Destaques financeiros (R\$ MM)	1T22	1T23	Var.
Receita operacional líquida (ROL)	5.843	10.177	74,2%
EBITDA ajustado (trimestral)	1.437	2.267	57,7%
Margem EBITDA (%ROL)	24,6%	22,3%	-2,3 p.p.
EBITDA ajustado (últ.12 meses)	6.078	8.287	36,3%
Lucro líquido ajustado	505	287	-43,1%
Margem líquida (%ROL)	8,6%	2,8%	-5,8 p.p.
Lucro líquido ajustado por ação (R\$/ação)	0,45	0,36	-19,6%
Investimentos	701	2.543	262,8%
Dívida líquida	13.642	33.061	142,4%
Dívida líquida/EBITDA ajustado (últ.12 meses)	3,1	3,9	0,8 x
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	2,9	2,2	-0,7 x

Dados operacionais	1T22	1T23	Var.
Energia distribuída (GWh)	8.633	12.914	49,6%
Nº de consumidores (Mil)	10.054	13.807	37,3%
Geração de Energia (GWh)	934	1.079	15,5%

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

² Dados Operacionais demonstrados consideram novos ativos nos dados do 1T22, para fins de comparabilidade

Sumário

Sumário	3
DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO	5
MARGEM BRUTA	5
CUSTOS E DESPESAS	6
EBITDA	7
EFEITOS NÃO RECORRENTES – EBITDA	8
RESULTADO FINANCEIRO	9
LUCRO LÍQUIDO	10
EFEITOS NÃO RECORRENTES – LUCRO LÍQUIDO	11
ENDIVIDAMENTO	12
INVESTIMENTOS	13
ESG	14
DISTRIBUIÇÃO	15
DESEMPENHO COMERCIAL	15
DESEMPENHO OPERACIONAL	17
DESEMPENHO FINANCEIRO	18
MARGEM BRUTA	18
DESPESAS OPERACIONAIS – PMSO/CONSUMIDOR	19
EBITDA	22
EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA	23
RESULTADO FINANCEIRO	24
LUCRO LÍQUIDO	25
INVESTIMENTOS	25
TRANSMISSÃO	26
DESEMPENHO FINANCEIRO	26
RENOVÁVEIS	29
DESEMPENHO OPERACIONAL	29
PIPELINE RENOVÁVEL	31
DESEMPENHO FINANCEIRO	32
SANEAMENTO	35
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL	35
DESEMPENHO FINANCEIRO	35
EQUATORIAL SERVIÇOS	37
DESEMPENHO FINANCEIRO	37
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.

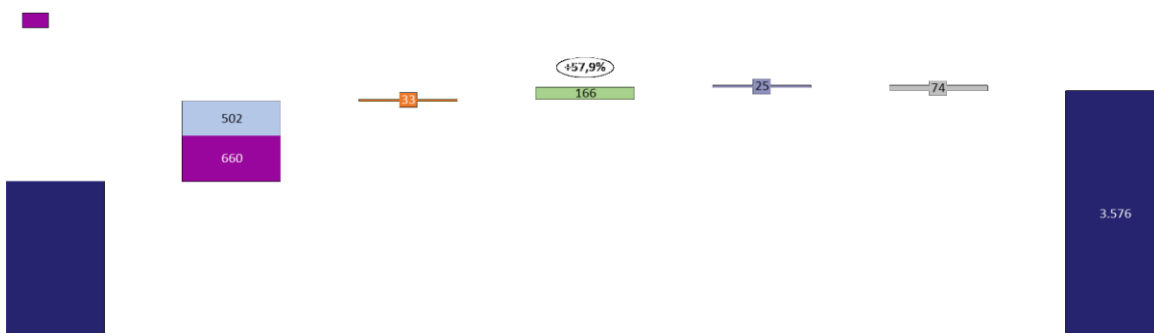
As informações operacionais consolidadas representam 100% dos resultados de controladas diretas e indiretas.

DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO

DRE (R\$ MM)	1T22	1T23	Var.
Receita operacional bruta (ROB)	8.666	13.238	52,8%
Receita operacional líquida (ROL)	5.843	10.177	74,2%
Custo de energia elétrica	(3.331)	(6.369)	91,2%
Custo e despesas operacionais	(832)	(1.343)	61,4%
Outras receitas/despesas operacionais	(88)	(0)	-99,9%
EBITDA	1.592	2.465	54,8%
EBITDA Ajustado	1.437	2.267	57,7%
Depreciação	(256)	(441)	72,5%
Amortização de ágio	(67)	(150)	125,6%
Resultado do serviço (EBIT)	1.270	1.874	47,6%
Resultado financeiro	(360)	(1.500)	316,2%
Resultado financeiro ajustado	(494)	(1.241)	150,9%
Lucro antes da tributação (EBT)	909	373	-58,9%
IR/CSLL	(230)	(85)	-62,9%
Participações minoritárias	(99)	(124)	26,1%
Lucro líquido	580	164	-71,8%
Lucro líquido Ajustado	505	287	-43,1%

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 começam a ser consolidados neste trimestre, enquanto seu balanço começou a ser consolidado no 4T22.

MARGEM BRUTA



De forma consolidada, no 1T23 a Margem bruta do grupo Equatorial, apresentou um crescimento de 57,9% em comparação ao 1T22, totalizando R\$ 3,6 bilhões, já excluindo os efeitos da receita de construção. O resultado é explicado, principalmente, pela consolidação da Equatorial Goiás no trimestre, que adiciona R\$ 660 milhões, da Echoenergia, que adiciona R\$ 166 milhões, cuja consolidação em 2022 ocorreu a partir de março, e da consolidação da CSA no setor de saneamento, com menor impacto (R\$ 25 milhões). Além das consolidações de novos ativos, é importante destacar o aumento das tarifas das distribuidoras de energia na Margem Bruta do grupo, que excluindo a concessão do estado de Goiás, somam R\$ 502 milhões a mais entre trimestres. Deste montante, o maior impacto é reflexo da maior tarifa de R\$ 227 milhões, R\$ 71 milhões provenientes do crescimento de mercado e R\$ 37 milhões ganhos do combate a perdas.

CUSTOS E DESPESAS

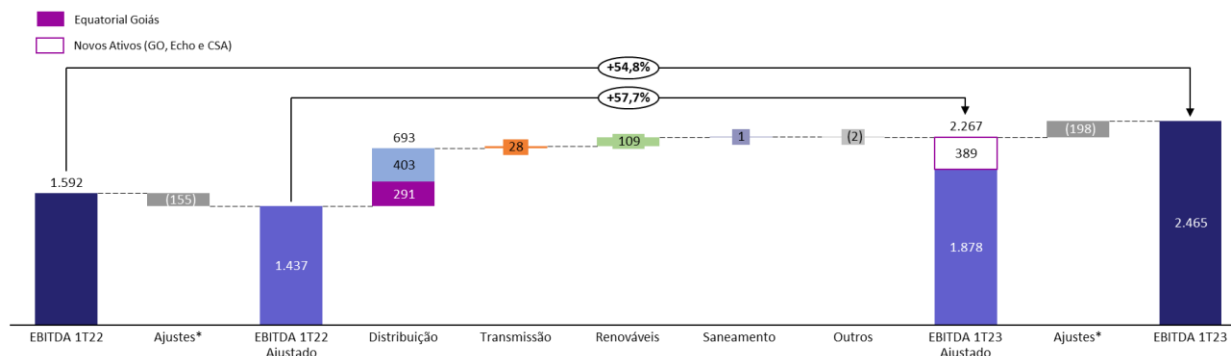
Custos Operacionais	1T22	1T23	Δ%
R\$ Milhões			
(+) Pessoal	254	332	30,4%
(+) Material	32	46	42,8%
(+) Serviço de terceiros	325	660	103,4%
(+) Outros	41	125	202,1%
(=) PMSO Reportado	652	1.163	78,3%
<i>Ajustes</i>	<i>(6)</i>	<i>(14)</i>	<i>130,4%</i>
PMSO Ajustado	647	1.149	77,8%
(+) Provisões	126	131	4,4%
(+) Subvenção CCC	(33)	8	-122,9%
(+) Outras receitas/despesas operacionais	88	0	-99,9%
(+) Depreciação e amortização	256	441	72,5%
Total	1.089	1.743	60,1%
IPCA		4,65%	
IGPM		0,17%	

O PMSO ajustado cresceu 78,3% no 1T23, passando de R\$ 652 milhões para R\$ 1.163 milhões, também impactado pela consolidação da Equatorial Goiás, que na visão ajustada adicionou R\$ 341 milhões, pela comparação do PMSO da Echoenergia, que consolidou apenas o mês de março no 1T22, comparando com o trimestre cheio no 1T23, causando um aumento no comparativo de R\$ 78,3 milhões ajustados, e pela adição da CSA ao portfólio da companhia, que impacta as despesas em menor grau (R\$ 16,3 milhões). Desconsiderados os novos ativos (a consolidação da Equatorial Goiás, a diferença do PMSO da Echoenergia e a consolidação da CSA), o PMSO Ajustado cresceu 10,5%, ou R\$ 67,6 milhões, influenciados principalmente pelo esforço pela melhoria da qualidade operacional, incluindo a mobilização das equipes de perdas no Rio Grande no Sul e no Amapá (R\$ 20 milhões e R\$ 11 milhões, respectivamente).

É importante ressaltar que o PMSO do período é impactado pelo efeito do IFRS não caixa, referente a custos de construção do segmento de transmissão, consolidados na linha de serviços de terceiros no valor de R\$ 6,0 milhões. Desconsiderados os efeitos não caixa, os novos ativos e o aumento relacionado ao esforço pela melhoria da qualidade operacional, incluindo a mobilização das equipes de perdas no Rio Grande no Sul e no Amapá, o PMSO teria crescido 4,7% entre trimestres, ou R\$ 30,7 milhões, em linha com a inflação do período.

EBITDA

EBITDA (em R\$ milhões)



O EBITDA reportado da Equatorial atingiu R\$ 2.465 milhões no 1T23, valor 54,8% superior ao 1T22, enquanto o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa alcançou R\$ 2.267 milhões, 57,7% superior ao mesmo período do ano anterior, ou R\$ 830 milhões superior. O aumento entre trimestres se dá principalmente pela melhora substancial na margem bruta das distribuidoras do grupo ex CELG, fruto do crescimento de mercado, da maior tarifa fio b das distribuidoras e da redução de perdas, que juntas apresentaram um aumento de R\$ 403 milhões entre trimestres e pela consolidação dos novos ativos, Equatorial Goiás, dois meses de Echoenergia e CSA, que adicionaram R\$ 291 milhões, R\$ 109 milhões e R\$ 1 milhão, respectivamente. É importante mencionar que, a partir desse trimestre, o EBITDA ajustado já contempla os ajustes não caixa e IFRS (VNR, IFRS 9 e MTM)

A seguir apresentamos a conciliação do EBITDA Reportado, conforme Instrução CVM 527/12 e a comparação do Ajustado pelos principais efeitos não caixa (VNR, IFRS9) e a visão ex-novos ativos do 1T23 x 1T22:

Recomposição EBITDA	1T22	1T23	Var.
EBITDA Equatorial Societário	1.592	2.465	54,8%
Ajustes Não Recorrentes	93	(59)	-162,7%
(-) IFRS 9 (Transmissão)	(85)	(30)	-64,5%
(-) VNR	(163)	(33)	-80,0%
(-) MTM	-	(76)	N/A
EBITDA Equatorial Ajustado	1.437	2.267	57,7%
(-) Novos Ativos	-	389	N/A
EBITDA Equatorial (ex-novos ativos)	1.437	1.878	30,7%

*O EBITDA do 1T22 foi ajustado de forma retroativa para retirar o efeito não recorrente do SOP e os efeitos não caixa de IFRS, que incluem VNR e IFRS 9.

EFEITOS NÃO RECORRENTES – EBITDA

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

Ebitda - Ajustes Não Recorrentes (em R\$ MM)	1T22	1T23
Receita Operacional	-	-
Deduções da Receita	-	(25)
Neutralidade Pis/Cofins - CEEE-D	-	(21)
Compensação - REN 878/20 - CEA	-	(4)
Custos Operacionais	-	(68)
Custo de compra de energia sem CVA correspondente - GO	-	(62)
Crédito de ICMS - CEA	-	(6)
Margem Bruta	-	(93)
Despesas	93	34
Créditos - ICMS e PIS/COFINS - PA/PI/AL/CEA	-	(23)
Baixas de ativos prescritos - CEEE-D	-	(4)
Baixa de Fornecedores - Não Caixa - Echoenergia	-	11
Baixa de Ativações - GO	-	52
PDV - CEA	17	-
Reversão de provisões de anos anteriores - MA	(12)	-
Outras receitas/despesas operacionais - MA/PA/PI/AL/CEEE-D/CEA/GO	88	(1)
Ebitda	93	(59)

No 1T23, entre os efeitos não recorrentes, destacamos a seguir os principais itens, separados por grupo de conta:

Nas **Deduções da Receita**, os ajustes são referentes a ajustes na CEEE-D e na CEA de neutralidade de PIS/COFINS e de compensações regulatórias, com efeito negativo;

Nos **Custos Operacionais**, o único efeito não recorrente é da Equatorial Goiás, que apresentou R\$ 62 milhões de ajustes referentes ao custo de compra de energia sem CVA correspondente, que foi ajustado em abril.

Nas **Despesas**, destaca-se principalmente os efeitos dos créditos de PIS/COFINS de fornecedores, referente a períodos anteriores, no Pará, Piauí e em Alagoas, o efeito de baixa ativações e de serviços de anos anteriores, ambos na Equatorial Goiás, e a baixa da conta de fornecedores na Echoenergia, efeito não caixa.

Os ajustes do EBITDA nesse trimestre foram concentrados nas distribuidoras do grupo, e tem a abertura por empresa na seção de distribuição.

RESULTADO FINANCEIRO

R\$ MM	1T22	1T23	Δ%
(+) Rendas Financeiras	230	312	35,9%
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	166	102	-38,5%
(+) Operações de Swap	(582)	(216)	-62,8%
(+) Var. Cambial sobre dívida	503	57	-88,8%
(+) Encargos	(680)	(1.192)	75,4%
(+) Juros e AVP - RJ	(34)	(20)	-39,2%
(+) Juros e AVP - Comercial	(3)	24	-847,5%
(+) Contingências	(37)	(179)	388,0%
(+) Outras Receitas / Despesas	75	(388)	-615,5%
Resultado financeiro	(360)	(1.500)	316,4%
(+) Efeitos Não Recorrentes	(134)	260	-293,8%
Resultado financeiro ajustado	(494)	(1.241)	151,0%

De forma consolidada, o resultado financeiro reportado da Companhia no 1T23 atingiu R\$ 1.500 milhões negativos contra R\$ 360 milhões negativos no 1T22. Desconsiderando os efeitos no resultado financeiro dos novos ativos do grupo (Equatorial Goiás e a diferença do resultado da Echoenergia), o valor reportado seria de R\$ 1.134 milhões negativos no trimestre. O trimestre também sofre o impacto do efeito não recorrente da atualização financeira das opções de compra do grupo na operação de ações preferenciais com o Itaú, no valor de R\$ 345 milhões, tendo em vista o alongamento das opções com a conclusão do novo acordo de investimento em março de 2023, que impacta a linha de Outras Receitas / Despesas.

O resultado financeiro ajustado no 1T23 foi de R\$ 1.241 milhões negativos, uma variação de 151,0%, explicado principalmente pelo aumento da dívida bruta da companhia em R\$ 14,2 bilhões, e pelo aumento do CDI acumulado (3,25% no 1T23 vs. 2,43% no 1T22) que corrige atualmente cerca de 59% das dívidas do grupo. O aumento da dívida no período é resultado principalmente da aquisição da CELG (R\$ 8,5 bilhões), e do aumento da dívida consolidada por conta dos investimentos nas distribuidoras do grupo.

Retirando o efeito dos novos ativos (Equatorial Goiás e a diferença do resultado da Echoenergia), do resultado financeiro ajustado, o resultado teria sido de R\$ 783 milhões negativos no trimestre, 64,1% superior ao 1T22.

A partir desse trimestre, houve um aperfeiçoamento de práticas contábeis e os valores de multas de acréscimos moratórios passaram a compor a conta de outras receitas operacionais, enquanto nos trimestres anteriores essa linha transitava pelo resultado financeiro. No 1T23, essa linha totalizou R\$ 54 milhões.

LUCRO LÍQUIDO

De forma consolidada, a Equatorial atingiu um lucro de R\$ 288 milhões no 1T23, enquanto o lucro líquido ajustado do período foi de R\$ 409 milhões, 31,9% menor que o mesmo período do ano anterior. Os efeitos não recorrentes estão listados abaixo e referem-se, principalmente, a efeitos do ano anterior, concentrados no Follow on da companhia, nos encargos de pré pagamento de dívidas e nos efeitos do ARD da CEA.

Lucro líquido consolidado Equatorial	1T22	1T23	Var.
Lucro líquido Maranhão	133	162	21,5%
Lucro líquido Pará	315	425	35,0%
Lucro líquido Piauí	68	29	-57,1%
Lucro líquido Alagoas	74	86	16,5%
Lucro líquido CEEE-D	16	41	149,5%
Lucro líquido CEA	128	(6)	-104,9%
Lucro líquido Goiás	-	(60)	N/A
Lucro líquido CSA	(19)	(47)	143,5%
Lucro líquido Intesa	3	9	245,1%
Lucro líquido Transmissão	117	45	-61,9%
Lucro líquido Echoenergia	(32)	(42)	32,5%
Lucro líquido Serviços	2	54	2387,7%
Lucro líquido Holding e Outros (Inclui PPAs)	(125)	(406)	223,6%
Lucro líquido Equatorial	679	288	-57,6%
<i>(-) Participações Minoritárias</i>	<i>99</i>	<i>124</i>	<i>26,1%</i>
Lucro líquido Equatorial Ajustado por Minoritários	580	164	-71,8%
Ajustes Maranhão	(8)	3	-144,6%
Ajustes Pará	-	(13)	N/A
Ajustes Piauí	(5)	(4)	-22,5%
Ajustes Alagoas	-	(3)	N/A
Ajustes CEEE-D	21	(17)	-181,8%
Ajustes CEA	(133)	(5)	-96,0%
Ajustes Goiás	-	(67)	N/A
Ajustes Echoenergia	-	7	N/A
Ajustes Transmissão	-	-	N/A
Ajustes Holding e Outros (Inclui PPAs)	48	220	361,2%
Lucro líquido Equatorial Ajustado por Não Recorrentes	601	409	-31,9%
<i>(-) Participações Minoritárias</i>	<i>96</i>	<i>122</i>	<i>0,0%</i>
Lucro líquido Equatorial Ajustado por Minoritários e Não Recorre.	505	287	-43,1%

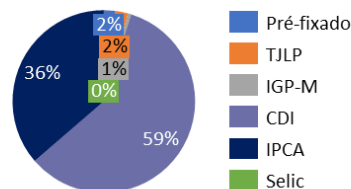
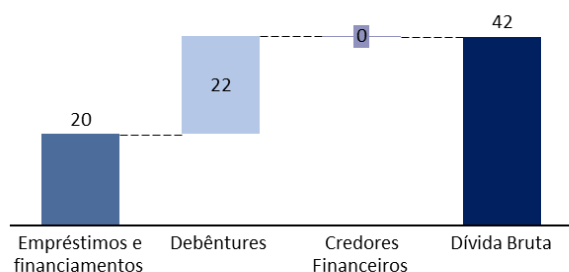
EFEITOS NÃO RECORRENTES – LUCRO LÍQUIDO

Lucro - Ajustes Não Recorrentes (em R\$ MM)	1T22	1T23
Ebitda	93	(59)
Outras receitas/despesas operacionais - MA/PA/PI/AL/CEEE-D/CEA/GO	88	(1)
Resultado Financeiro	(134)	260
Follow-on - Holding	48	-
Parcelamento de PIS COFINS - PGFN - CEA	-	2
Reversão de contingência - MA	-	4
Desconto Pré pagamento ENEL - GO	-	(91)
Atualização da opção de compra - Ações PN - Holding	-	345
Atualização de Contingência - PI	(7)	-
FEE Pré pagamento - CEEE-D	21	-
ARD - CEA	(195)	-
IRPJ/CSLL	51	(73)
Efeito IR e CSLL	51	(73)
Lucro	(77)	129

ENDIVIDAMENTO

Em 31 de março de 2023, a dívida bruta consolidada, considerando encargos, credores financeiros da recuperação judicial (líquido de ajuste a valor presente) e debêntures, atingiu R\$ 42 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

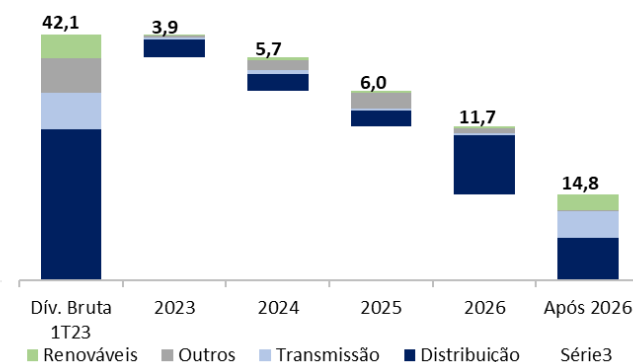
Build-up - Covenants	
Dívida Bruta	42,1
(-) Ajuste Covenants	-0,5
(-) Disponibilidades	9,5
Dívida Líquida	33,1
EBITDA Consolidado (12 m)	8,0
(+) EBITDA Novos Ativos (12 m)	0,5
EBITDA Covenants	8,5
Dívida Líquida / EBITDA	3,9

Prazo e Custo Médio

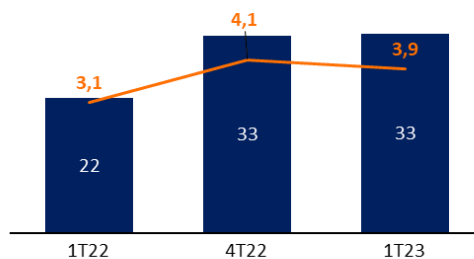
4,7 anos / 12,57% a.a.

Referente ao custo médio do passivo incorrido no período

Cronograma de Amortização (R\$ Bi)



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



A dívida bruta consolidada da Equatorial no 1T23 atingiu R\$ 42,1 bilhões, enquanto a dívida líquida apurada para fins de covenants atingiu R\$ 33,1 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA para fins de covenants de 3,9x.

Com relação as obrigações de curto prazo da Companhia, a cobertura medida pela posição de caixa consolidado do grupo era de 2,2x. 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\$ 24,6 bilhões.

INVESTIMENTOS

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

Investimentos (R\$MM)	1T22	1T23	Var. %
Distribuição			
Ativos elétricos	487	2.053	321,6%
Obrigações especiais	153	142	-7,4%
Ativos não elétricos	36	133	274,5%
Total	676	2.328	244,5%
Transmissão			
Total	6	6	-0,5%
Renováveis			
Total	-	182	N/A
Saneamento			
Total	-	15	N/A
Outros			
Total	19	12	-39,2%
Total Equatorial	701	2.543	262,8%

No 1T23, o total investido, consolidado, foi de R\$ 2.543 milhões, volume 262,8% superior ao registrado no 1T22. Essa variação decorre principalmente pelo investimento em ativos de distribuição, que foi 244,5% superior, ou R\$ 1.652 milhões, intensificados com a proximidade das revisões tarifárias do ano nas distribuidoras do **Pará, Goiás, Piauí e Amapá**, além da revisão **da Equatorial Alagoas** no ano de 2024, mas que tem sua data de corte da base de remuneração no final deste ano. Além destes investimentos, o grupo segue investindo na melhoria da qualidade operacional de todas as suas concessões, com foco tanto na melhoria de rede.

Os investimentos nos segmentos de renováveis e saneamento refletem respectivamente a consolidação da Echoenergia, em março de 2022 e o início do desenvolvimento do pipeline, e o início da operação da CSA, em julho de 2022.

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

ESG

Os processos de turnaround iniciados a partir da aquisição da Concessionária de Saneamento do Amapá (CSA) e da Equatorial Goiás trouxeram oportunidades e desafios para o Grupo Equatorial ao final de 2022, refletidos também na agenda ESG neste primeiro trimestre do ano.

Vale ressaltar que a Equatorial Goiás adicionou 3,3 milhões de clientes da distribuidora goiana, hoje a maior do Grupo em número de consumidores ativos. As aquisições incidiram, também, no aumento significativo do número de colaboradores diretos, que passaram de 7.067 milhões no ciclo anterior para 9.312 milhões no trimestre, sendo 1.331 somente em Goiás. Investimentos importantes também foram feitos em social, principalmente pelo incremento das ações desenvolvidas nos estados do Maranhão, Pará e Piauí, por meio de lei de incentivo federal, além dos recursos aplicados por meio de lei de incentivo estadual no Rio Grande do Sul. Foram cerca de 30 projetos a mais em comparação ao ciclo anterior, com foco em cultura e esporte.

Abaixo seguem alguns indicadores da companhia, disponibilizados a cada trimestre .

Indicadores ESG	Unidade	1T22	1T23	Var. %
Ambiental				
Capacidade Instalada de Energia Renovável	GW	1,2	1,2	0%
Resíduos Gerados	t	1.108,7	4.343,0	292%
Sanções Ambientais	#	5,0	19,0	280%
Social				
Número de Colaboradores Próprios	#	7.067,0	9.312,0	32%
Número de Colaboradores Terceiros	#	35.352,0	37.200,0	5%
Taxa de Rotatividade	%	7,0	8,1	15%
% de Mulheres no Grupo Equatorial Energia	%	0,3	0,3	1%
% de Mulheres em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	0,2	0,2	0%
Investimentos Sociais	R\$ mil	1.849,0	4.771,0	258%
TF Próprios	#	2,6	2,8	8%
TF Terceiros	#	6,1	6,8	11%
TG Próprios	#	37,0	24,0	-35%
TG Terceiros	#	585,0	1.495,0	156%
Números de óbitos de empregados (próprios + terceiros)	#	0,0	5,0	-
Investimento em P&D e Eficiência Energética	R\$ mil	13.370,0	14.216,0	6%
Horas de Treinamento por Funcionário	h	20,0	56,6	183%
Massa Salarial em estados com IDH Abaixo de 0,7 ¹	R\$	5.009,0	5.465,0	9%
Governança				
% de Conselheiros Independentes ²	%	75,0	75,0	0%
% de Mulheres no Conselho	%	1,0	2,0	100%
Casos Registrados no Canal Confidencial	#	51,0	149,0	192%

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

		1T22*								1T23							
	Medida	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	1.966	3.053	1.083	1.352	2.775	457	4.063	14.751	2.054	3.106	1.090	1.347	2.859	433	4.125	15.014
Sistema isolado	GWh	-	66	-	-	-	11	-	77	-	74	-	-	-	11	-	86
Energia injetada pela GD	GWh	52	59	56	33	58	3	148	409	99	124	96	67	111	5	247	749
Energia injetada Total	GWh	2.018	3.179	1.139	1.386	2.833	471	4.212	15.237	2.153	3.304	1.186	1.413	2.971	450	4.372	15.848
Variação Total %	%									6,7%	3,9%	4,1%	2,0%	4,9%	-4,5%	3,8%	4,0%
Residencial - convencional	GWh	570	670	275	303	815	97	1.228	3.958	608	672	184	308	899	86	1.213	3.970
Residencial - baixa renda	GWh	321	327	165	126	75	17	134	1.165	370	389	264	150	111	45	171	1.499
Industrial	GWh	39	106	24	31	68	24	107	400	41	84	21	28	59	13	91	337
Comercial	GWh	187	330	142	167	439	56	460	1.781	150	316	132	161	445	58	424	1.686
Outros	GWh	335	359	187	229	472	36	651	2.269	340	356	189	228	428	42	661	2.245
Consumidores Cativos	GWh	1.451	1.793	794	856	1.869	230	2.580	9.572	1.508	1.817	791	875	1.942	244	2.560	9.737
Industrial	GWh	88	289	21	142	266	-	818	1.624	95	298	26	152	267	1	856	1.695
Comercial	GWh	89	150	38	41	189	2	123	632	104	188	43	53	211	3	142	745
Outros	GWh	2	30	16	-	13	-	5	65	4	29	16	-	16	-	15	79
Consumidores livres	GWh	179	468	75	184	468	2	946	2.322	203	515	85	205	494	3	1.012	2.518
Energia de Conexão	GWh	2	-	37	5	16	-	2	63	2	-	47	5	20	-	3	76
Energia Faturada	GWh	1.632	2.261	906	1.044	2.354	232	3.528	11.956	1.714	2.332	923	1.085	2.456	247	3.575	12.332
Variação %	%									5,0%	3,2%	1,9%	3,9%	4,3%	6,7%	1,3%	3,1%
Compensação GD	GWh	45	47	43	27	41	2	121	325	82	95	73	52	77	4	198	581
Energia Distribuída	GWh	1.677	2.307	949	1.071	2.395	234	3.649	12.281	1.796	2.428	996	1.136	2.533	252	3.772	12.914
Variação %	%									7,1%	5,2%	5,0%	6,1%	5,8%	7,5%	3,4%	5,1%
Número de Consumidores	#	2.644	2.848	1.371	1.206	1.799	187	3.217	13.271	2.692	2.943	1.449	1.330	1.884	203	3.307	13.807
Variação %	%									1,8%	3,3%	5,7%	10,3%	4,7%	8,9%	2,8%	4,0%
Perdas totais	GWh	342	871	190	315	438	237	563	2.956	357	876	189	277	438	198	600	2.935
Perdas / Injetada Total - 12m	%	18,4%	28,5%	19,4%	22,0%	18,1%	47,5%	14,3%	20,2%	17,5%	27,3%	18,2%	19,2%	15,7%	44,5%	12,3%	19,0%
Regulatório - 12m	%	16,9%	27,3%	20,4%	21,0%	11,1%	35,1%	11,7%	18,1%	16,9%	27,0%	20,3%	21,1%	11,0%	33,5%	11,7%	17,9%

*Os dados totais do 1T22 apresentam um proforma já com os valores operacionais da Equatorial Goiás

PERDAS (12 meses)

Distribuidoras	1T22	2T22	3T22	4T22	1T23	Regulatório
<u>Perdas Totais / Injetada</u>						
Consolidado ex GO	23,3%	23,0%	22,5%	22,0%	21,6%	20,4%
Consolidado	20,2%	20,0%	19,5%	19,2%	19,0%	17,9%
Equatorial Maranhão	18,4%	17,8%	17,5%	17,6%	17,5%	16,9%
Equatorial Pará	28,5%	27,9%	27,7%	27,5%	27,3%	27,0%
Equatorial Piauí	19,4%	18,9%	18,5%	18,3%	18,2%	20,3%
Equatorial Alagoas	22,0%	21,7%	20,7%	20,0%	19,2%	21,1%
Equatorial Rio Grande do Sul	18,1%	18,5%	17,0%	15,9%	15,7%	11,0%
Equatorial Amapá	47,5%	48,0%	48,4%	46,0%	44,5%	33,5%
Equatorial Goiás	12,2%	12,3%	11,8%	12,1%	12,2%	11,7%
<u>Perdas Não-Técnicas / BT</u>						
Equatorial Maranhão	12,0%	10,9%	10,6%	10,7%	10,5%	9,5%
Equatorial Pará	35,5%	34,0%	33,4%	32,8%	32,1%	32,0%
Equatorial Piauí	12,0%	11,1%	10,4%	10,1%	9,8%	13,9%
Equatorial Alagoas	24,1%	23,5%	21,0%	19,5%	17,5%	22,0%
Equatorial Rio Grande do Sul	23,4%	24,5%	20,4%	17,9%	17,3%	8,0%
Equatorial Amapá	95,3%	98,9%	100,9%	88,5%	81,4%	46,4%
Equatorial Goiás	5,3%	5,5%	4,6%	5,1%	5,3%	4,4%

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 em 2023 na visão com e sem ajustes decorrentes da sobrecontratação involuntária. Desconsiderando este efeito, a Equatorial Piauí, Alagoas, CEA e Equatorial Goiás ficaram acima de 105%, com um impacto no EBITDA de R\$ 28 milhões no trimestre.

2023	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
Sobrecontratação	102,9%	102,2%	107,5%	109,5%	104,6%	117,6%	108,5%
Sobrecontratação com involuntária	102,9%	102,2%	106,6%	106,6%	103,2%	112,9%	107,6%

PECLD e ARRECADAÇÃO (12 meses)

PDD / ROB ¹ (trimestral)	1T22	1T23	Var.	Arrecadação - IAR (trimestral)	1T22	1T23	Var.
Equatorial Maranhão	1,84%	1,84%	0 p.p	Equatorial Maranhão	98,7%	97,2%	0 p.p
Equatorial Pará	1,96%	1,35%	-0,6 p.p	Equatorial Pará	98,3%	96,7%	-1,6 p.p
Equatorial Piauí	1,29%	2,20%	0,9 p.p	Equatorial Piauí	103,1%	96,1%	-7 p.p
Equatorial Alagoas	1,84%	1,49%	-0,3 p.p	Equatorial Alagoas	100,8%	98,7%	-2 p.p
CEEE-D	2,05%	1,70%	-0,3 p.p	CEEE-D	95,0%	97,0%	2 p.p
CEA	-4,76%	-1,17%	3,6 p.p	CEA	109,2%	92,4%	-16,8 p.p
Equatorial Goiás	0,72%	0,38%	-0,3 p.p	Equatorial Goiás	98,5%	100,6%	2.1 p.p
Consolidado	1,16%	1,23%	-0,3 p.p	Consolidado	98,5%	97,8%	-0,7 p.p

¹ Desconsidera Receita de Construção.

De maneira consolidada, a PECLD do grupo atingiu 1,23%, em níveis considerados recorrentes para a característica de nossas operações. O nível elevado no Piauí captura o envelhecimento de faturas de clientes baixa renda do período de pandemia sem realização de corte (acima de 360 dias).

A arrecadação das companhias finalizou o trimestre em um patamar consolidado de 96,9%, com destaque para o alto nível registrado na Equatorial Goiás, acima de 100%, já no primeiro trimestre de operação. Vale notar que neste primeiro trimestre observamos a reversão parcial do efeito matemático do ICMS registrado no 4T22, a medida em que o aumento do ICMS nos estados gera um maior volume faturado sem que isso seja capturado por parte da arrecadação das faturas vencidas, que ainda contam com ICMS reduzido. Outro efeito que contribuiu foi o efeito mudança de calendário, com impacto consolidado de 1,3%, desconsiderando este efeito o nível consolidado do grupo no 1T23 seria de 98,2%. Adicionalmente, com relação ao PA, destacamos que o impacto na arrecadação do trimestre deve-se principalmente ao volume de recebíveis do setor público, atualmente em renegociação.

DESEMPENHO OPERACIONAL

DEC e FEC (12 meses)

Distribuidoras	1T22	2T22	3T22	4T22	1T23	Regulatório
DEC						
Equatorial Maranhão	29,30	29,80	28,34	24,6	20,4	14,9
Equatorial Pará	21,80	21,40	19,89	18,7	18,5	23,1
Equatorial Piauí	26,90	27,10	26,20	24,5	23,3	20,9
Equatorial Alagoas	25,00	23,60	22,20	18,8	17,5	15,5
CEEE-D	17,50	17,50	17,81	17,8	17,2	8,7
CEA	39,30	45,30	46,52	44,1	40,7	45,1
Equatorial Goiás	18,59	18,55	17,51	15,7	15,8	11,5
FEC						
Equatorial Maranhão	9,60	9,60	9,15	8,6	7,5	8,7
Equatorial Pará	11,50	10,80	9,98	9,3	9,1	17,7
Equatorial Piauí	12,60	12,90	12,46	11,0	9,9	14,2
Equatorial Alagoas	10,30	9,70	8,63	7,8	7,2	13,0
CEEE-D	8,90	8,70	8,46	8,5	8,7	6,4
CEA	19,90	21,30	21,31	19,7	18,5	30,2
Equatorial Goiás	8,33	8,24	8,16	7,83	8,65	7,79

O nível da qualidade do sistema de distribuição é medido pelos índices de DEC³ e FEC⁴, ambos no período de 12 meses. De forma geral, exceto pela CEA cujos indicadores não estão em bases comparáveis, todas as distribuidoras do grupo apresentaram evoluções significativas na melhoria dos indicadores de continuidade quando comparadas com o 1T22. Destacam-se as distribuidoras dos estados do **Maranhão** (-8,9h), **Alagoas** (-7,5h), **Piauí** (-3,6h) e **Pará** (-3,4h) com reduções expressivas do DEC contra o mesmo período do ano anterior, especialmente para o **Piauí**, que agora se enquadra nos limites regulatórios do indicador. Essa evolução deve-se ao foco nas ações de melhoria da rede, como construção de novas linhas, subestações e alimentadores, ampliação do número de equipamentos automatizados e ampliação da força de trabalho em campo para atendimento.

Observando as distribuidoras em processos de turnaround, na **CEEE-D**, o DEC 12 meses apresentou uma redução de 0,3h versus o 1T22. Na **CEA**, o DEC 12 meses apresentou aumento quando comparado ao 1T22, mas observando os outros períodos que tem mais comparabilidade com o indicador atual, é possível observar a redução do indicador ao longo dos trimestres, tendo alcançado uma redução de 3,4h contra o último trimestre. Na **Equatorial Goiás**, a última aquisição do grupo, o DEC atingiu 15,77h na concessão, um aumento de 0,1h em relação ao valor reportado no último trimestre, mas com uma redução de 2,8h quando comparado com o mesmo período do ano anterior. É importante ressaltar que no início do processo de turnaround das companhias, são realizados ajustes nos processos de reporte dos indicadores, o que pode resultar em maior volatilidade.

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

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

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

DESEMPENHO FINANCEIRO

MARGEM BRUTA

Análise da receita	1T23							
(R\$ Milhões)	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
(+) Vendas as classes	1.080	1.772	673	715	1.511	210	2.219	8.181
Renda Não Faturada	6	(6)	2	7	51	2	-	63
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(3)	(8)	(4)	(3)	(7)	(1)	(9)	(35)
(+) Outras receitas	203	364	109	123	241	41	398	1.479
Subvenção baixa renda	77	102	45	39	14	6	29	314
Subvenção CDE outros	26	114	14	21	39	4	67	285
Uso da rede	40	121	29	42	127	3	224	586
Atualização ativo financeiro	25	(29)	2	2	15	1	17	33
Bandeira Tarifária	5	7	3	3	5	0	-	23
(+) Outras receitas operacionais	18	29	9	11	32	25	62	186
Uso mútuo de postes e aluguéis	-	17	6	5	26	2	26	82
(+) Suprimento	5	13	11	4	20	8	36	97
(+) Valores a receber de parcela A	156	215	70	5	(162)	23	55	362
(+) Receita de construção	198	614	180	120	208	107	902	2.329
(=) Receita operacional bruta	1.638	2.970	1.038	965	1.811	389	3.601	12.413
(+) Deduções à receita	(396)	(636)	(259)	(262)	(516)	(71)	(854)	(2.995)
PIS/COFINS/ICMS/ISS	(297)	(484)	(198)	(190)	(331)	(52)	(507)	(2.059)
Compensações Indicadores de Qualidade	(10)	(8)	(6)	(3)	(7)	1	(26)	(59)
Demais Deduções (CDE e Encargos)	(89)	(144)	(55)	(70)	(177)	(20)	(321)	(876)
(=) Receita operacional líquida	1.243	2.334	779	703	1.295	318	2.747	9.418
(-) Receita de construção	198	614	180	120	208	107	902	2.329
(=) Receita operac. líq. sem rec.de construção	1.045	1.720	599	583	1.087	211	1.845	7.089
(-) Energia comprada e transporte e Encargos	552	853	333	335	658	124	1.106	3.960
(=) Margem Bruta	493	866	267	248	429	87	738	3.129
(+) Não-Recorrentes	-	-	-	-	(21)	(10)	(62)	(93)
(=) Margem Bruta Ajustada	493	866	267	248	408	77	676	3.036
(-) VNR	(25)	29	(2)	(2)	(15)	(1)	(17)	(33)
(=) Margem Bruta Ajustada (ex-VNR)	469	895	264	246	393	76	660	3.003
Δ%	28,0%	24,8%	16,8%	28,0%	18,5%	972,8%	16,6%	63,1%

Análise da receita	1T22							
(R\$ Milhões)	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
(+) Vendas as classes	1.045	1.633	593	644	1.634	175	2.921	5.724
Renda Não Faturada	(12)	(8)	(9)	3	54	2	-	31
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(3)	(6)	(2)	(3)	(4)	(0)	(13)	(17)
(+) Outras receitas	440	637	212	202	523	21	340	2.036
Subvenção baixa renda	70	77	37	29	11	11	24	234
Subvenção CDE outros	76	147	41	37	80	1	67	382
Uso da rede	33	91	26	37	128	2	176	317
Atualização ativo financeiro	70	84	1	0	7	0	11	163
Bandeira Tarifária	173	209	96	101	270	-	-	849
(+) Outras receitas operacionais	18	30	10	(2)	28	8	62	91
Uso mútuo de postes e aluguéis	-	16	6	5	22	2	26	52
(+) Suprimento	13	15	6	13	24	(1)	89	70
(+) Valores a receber de parcela A	(122)	7	(10)	(15)	(329)	(20)	198	(489)
(+) Receita de construção	141	334	91	70	69	17	565	723
(=) Receita operacional bruta	1.513	2.620	890	912	1.919	191	4.099	8.046
(+) Deduções à receita	(466)	(750)	(302)	(330)	(860)	(74)	(1.791)	(2.783)
PIS/COFINS/ICMS/ISS	(363)	(601)	(239)	(253)	(649)	(57)	(1.026)	(2.163)
Compensações Indicadores de Qualidade	(19)	(13)	(8)	(9)	(14)	-	(30)	(63)
Demais Deduções (CDE e Encargos)	(84)	(136)	(55)	(68)	(198)	(17)	(735)	(557)
(=) Receita operacional líquida	1.046	1.871	588	582	1.059	117	2.308	5.263
(-) Receita de construção	141	334	91	70	69	17	565	723
(=) Receita operac. líq. sem rec.de construção	906	1.536	497	512	989	100	1.743	4.540
(-) Energia comprada e transporte e Encargos	469	736	269	320	650	93	1.166	2.536
(=) Margem Bruta	437	801	228	192	339	7	577	2.004
(+) Não-Recorrentes	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Margem Bruta Ajustada	437	801	228	192	339	7	577	2.004
(-) VNR	(70)	(84)	(1)	(0)	(7)	(0)	(11)	(163)
(=) Margem Bruta Ajustada (ex-VNR)	366	717	227	192	332	7	566	1.841

No 1T23, a Margem Bruta ajustada das distribuidoras ex-VNR alcançou R\$ 3,0 bilhões, 63,1% maior do que o mesmo período do ano anterior, influenciado principalmente pela consolidação da Equatorial Goiás, que adicionou R\$ 660 milhões na margem bruta do trimestre, e desconsiderando esse valor, o crescimento da margem bruta seria de 27,3%, ou R\$ 502 milhões.

É importante destacar que, apesar da coluna da Equatorial Goiás na tabela do 1T22, seu resultado não está sendo considerado no somatório do 1T22, que apresenta a soma apenas dos ativos que estavam consolidados na época.

A partir desse trimestre, houve um aperfeiçoamento de práticas contábeis e os valores de multas de acréscimos moratórios passaram a compor a conta de outras receitas operacionais, enquanto nos trimestres anteriores essa linha transitava pelo resultado financeiro, no valor de R\$ 54 milhões.

Analisando o consolidado ex novos ativos, é possível ver uma redução na linha de outras receitas (-R\$ 1.032 milhões) decorrente principalmente da redução na linha de bandeira tarifária e da subvenção CDE, efeitos decorrentes da crise hídrica que ocorreu no ano passado e dos repasses da conta covid via CDE, que também impacta a linha de valores a receber de parcela A. Essas reduções na receita foram compensadas pela melhoria da venda as classes, resultado do crescimento de mercado e da maior tarifa fio b no período, além do menor volume de deduções à receita, resultado da redução das alíquotas de ICMS nas tarifas.

DESPESAS OPERACIONAIS – PMSO/CONSUMIDOR

Custos Operacionais R\$ Milhões	1T23							
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
(+) Pessoal	47	48	21	19	51	9	70	266
(+) Material	5	7	2	2	2	1	17	36
(+) Serviço de terceiros	93	101	56	43	78	26	273	671
(+) Outros	7	5	2	1	0	1	31	46
(=) PMSO Reportado	152	161	81	66	131	37	392	1.019
Ajustes Pessoal	-	-	-	-	-	-	(19)	(19)
Ajustes Material	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes Serviços de Terceiros	-	16	4	3	-	-	(33)	(10)
Ajustes Outros	-	-	-	-	4	-	-	4
PMSO Ajustado	152	176	85	69	135	37	341	995
PECLD e perdas	27	32	19	13	27	(3)	10	124
% Receita bruta (s/ receita de construção)	1,8%	1,4%	2,2%	1,5%	1,7%	-1,2%	0,4%	7,8%
Provisões para contingências	5	6	2	2	9	1	18	42
(+) Provisões	31	37	21	15	36	(3)	28	166
(+) Subvenção CCC	-	(5)	-	-	-	3	-	(2)
(+) Outras receitas/despesas operacionais	52	(28)	16	9	(2)	2	(48)	0
(+) Depreciação e amortização	61	115	22	10	40	6	119	372
(=) Custos e despesas gerenciáveis	296	285	140	99	206	42	491	1.558
PMSO / Consumidor (12 meses)	207	256	249	224	301	317	398	284

Custos Operacionais R\$ Milhões	1T22							
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
(+) Pessoal	29	41	21	18	71	36	32	247
(+) Material	5	6	4	5	5	0	12	36
(+) Serviço de terceiros	86	106	57	40	42	8	260	599
(+) Outros	3	3	2	2	6	1	30	48
(=) PMSO Reportado	123	156	83	64	124	46	333	929
Ajustes Pessoal	12	-	-	-	-	(17)	-	(6)
Ajustes Material	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes Serviços de Terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
PMSO Ajustado	135	156	83	64	124	28	333	924
PECLD e perdas	25	45	10	15	38	(8)	25	151
% Receita bruta (s/ receita de construção)	1,8%	2,0%	1,3%	1,8%	2,0%	-4,8%	0,7%	4,9%
Provisões para contingências	6	4	3	3	7	(1)	9	30
(+) Provisões	31	49	13	18	45	(10)	35	181
(+) Subvenção CCC	-	(3)	-	-	-	(34)	-	(37)
(+) Outras receitas/despesas operacionais	48	39	2	0	(1)	(1)	(8)	80
(+) Depreciação e amortização	56	87	23	19	41	5	107	337
(=) Custos e despesas gerenciáveis	258	332	120	102	209	40	466	1.528
PMSO / Consumidor (12 meses)	199	225	236	209	343	N/A	N/A	N/A

No comparativo entre trimestres, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, cresceu próximo da inflação e aumentou 4,2%, totalizando R\$ 207. Já o PMSO ajustado do período totalizou R\$ 152 milhões, com um aumento de 12,7% entre trimestres, ou R\$ 17 milhões.

O aumento do PMSO em bases ajustadas é resultado principalmente das contas de **Pessoal e Serviços de Terceiros**, que apresentaram aumentos de R\$ 7 milhões cada, decorrentes dos efeitos de reajustes de salários e benefícios na conta de pessoal, além do maior headcount no período, e da maior mobilização de equipes na conta de serviços de terceiros, especialmente relacionado ao programa de melhoria da qualidade da empresa. O aumento na conta de **Outros**, no valor de R\$ 3 milhões, é resultado do encerramento de despesas represadas em trimestres anteriores.

No 1T23, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) provisionadas no período, totalizaram R\$ 27,3 milhões, um aumento de R\$ 1,3 milhão, referente a constituição de perdas de clientes residenciais com faturas vencidas a mais de um ano, no entanto em percentual da ROB a PECLD se manteve estável.

PARÁ

No 1T23, o PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 256, um aumento de 13,6% em relação ao 1T22.

O PMSO ajustado alcançou R\$ 176,2 milhões, um aumento de R\$ 19,9 milhões (+12,7%) em relação ao 1T22, mas um valor em linha com os trimestres anteriores. Na conta de **Serviços de Terceiros**, o aumento de R\$ 11 milhões em bases ajustadas é resultado da intensificação dos serviços voltados à melhoria dos indicadores operacionais, incluindo serviços de limpeza de faixa e poda (R\$ 6 milhões), entrada de novos sistemas isolados no Marajó (R\$ 4 milhões), cobertos pela subvenção de CDE, e o restante do efeito se concentra principalmente no maior suporte as equipes de atendimento aos clientes. Já na linha de **Pessoal**, o aumento é resultado do maior headcount da companhia no comparativo entre períodos (+68 vagas), e efeito da atualização do plano atuarial. Na linha de **Outros**, o aumento é resultado das despesas com publicidade da campanha Energia em Dia. Desconsiderando o esforço voltado a melhoria de qualidade operacional da companhia, o crescimento do PMSO ajustado no trimestre seria de R\$ 9,3, ou 6,0%.

No 1T23, a **PECLD** apresentou uma redução de R\$ 13 milhões, decorrente do cancelamento de provisões devido a ajuste na expectativa de recuperação.

PIAUI

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 249, um aumento de 5,7% versus o 1T22. O PMSO ajustado aumentou 2,8%, ou R\$ 2,4 milhões, quando comparado com o mesmo período do ano anterior, abaixo da inflação registrada no período.

No 1T23, a **PECLD** registrou provisão de R\$ 19 milhões. O valor R\$ 9 milhões maior que o 1T22 é resultado tanto do alto montante de faturas pagas/renegociadas junto ao poder público no trimestre anterior, quanto da do maior volume de provisão devido ao envelhecimento de faturas de clientes baixa renda.

ALAGOAS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 224, 7,2% maior que o 1T22, na visão apenas no trimestre o PMSO/Consumidor (3 meses) teve queda de 3%.

No 4T22, o PMSO ajustado aumentou 6,7%, ou R\$ 4,3 milhão, aumento proveniente das linhas de **Pessoal**, referente a atualização do plano atuarial, no valor de R\$ 2,4 milhões, e da linha de **Serviços de Terceiros**, que aumentou, principalmente, devido as ações de combate a perdas e melhoria dos indicadores operacionais.

A **PECLD** registrou provisão de R\$ 13 milhões, R\$ 3 milhões menor que o mesmo período do ano anterior que apresentou um volume maior de provisões devido ao efeito de envelhecimento de dívidas da companhia.

CEEE-D

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 301, uma redução de 12,3% versus o 1T22, demonstrando a evolução do processo de turnaround na operação.

O PMSO ajustado do Rio Grande do Sul totalizou R\$ 135 milhões, um aumento de 9,2% (R\$ 11 milhões) em relação ao 1T22. O aumento é referente ao maior volume de ações de combate a perdas e melhoria da qualidade operacional na linha de **Serviços de Terceiros** (R\$ 36 milhões), em comparação ao 1T22 quando as equipes ainda não estavam 100% mobilizadas. Este efeito foi parcialmente compensado pela redução nas demais linhas que, em conjunto, apresentaram uma redução de R\$ 25 milhões entre trimestres, capturando o avanço no processo de turnaround. Na linha de **Pessoal**, a redução de R\$ 20 milhões ainda reflete os impactos do PDV.

A **PECLD** registrou uma provisão de R\$ 27 milhões, 28% menor que o mesmo período do ano anterior, justificada principalmente pela adequação dos critérios de reconhecimento de perdas do grupo e negociações relevantes com grandes clientes.

CEA

O PMSO ajustado no 4T22 da CEA foi de R\$ 37 milhões, R\$ 9 milhões maior que o registrado no 1T22. O aumento vem da linha de **Serviços de Terceiros** (R\$ 18 milhões), resultado dos serviços de melhoria da qualidade operacional da companhia e ao aumento de equipes mobilizadas, que passou de 10 para 57, e é parcialmente compensado pela redução na linha de **Pessoal** (-R\$ 10 milhões), que ainda apresenta economias decorrentes do PDV.

Por fim, no 1T23 a **PECLD** registrou reversão de R\$ 3 milhões, decorrente principalmente de renegociações com clientes.

EQUATORIAL GOIÁS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 398 no 1T23.

No 4T22, o PMSO ajustado foi de R\$ 341 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. Os destaques ao longo do trimestre são, em bases ajustadas, na linha de **Pessoal**, aumento de R\$ 39 milhões, resultado da reversão da capitalização de PLR de anos anteriores, como do maior quadro de funcionários entrando na folha da distribuidora que antes estavam em contratos de compartilhamento com o antigo controlador, e na linha de **Serviços de Terceiros**, um aumento de R\$ 13 milhões, devido a adaptação do modelo de gestão e de combate a perdas da companhia.

A **PECLD** registrou provisão de R\$ 10,3 milhões, e deve mostrar volatilidade nos próximos trimestres devido a padronização ao modelo de provisão do grupo.

EBITDA

EBITDA	1T23							
R\$ Milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
(+) Resultado do Exercício	162	425	29	86	41	(6)	(60)	676
(+) Impostos sobre o Lucro	(10)	48	4	18	1	2	30	94
(+) Resultado Financeiro	45	103	94	45	182	46	277	794
(+) Depreciação e Amortização	61	115	22	10	40	6	119	372
(=) EBITDA societário (CVM)*	258	691	149	159	264	48	366	1.935
(+) Outras receitas/despesas operacionais	52	(28)	16	9	(2)	2	(48)	0
(+) Impactos Margem Bruta	-	-	-	-	(21)	(10)	(62)	(93)
(+) Ajustes de PMSO	-	(16)	(4)	(3)	(4)	-	52	24
(-) VNR	25	(29)	2	2	15	1	17	33
(=) EBITDA societário ajustado	286	676	159	162	222	39	291	1.834

* Calculado em conformidade com a instrução CVM 527/12

EBITDA	1T22							
R\$ Milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
(+) Resultado do Exercício	133	315	68	74	16	128	(52)	734
(+) Impostos sobre o Lucro	29	67	3	19	-	43	(22)	161
(+) Resultado Financeiro	17	90	36	(2)	114	(169)	184	85
(+) Depreciação e Amortização	56	87	23	19	41	5	107	230
(=) EBITDA societário (CVM)*	234	559	130	109	171	7	217	1.210
(+) Outras receitas/despesas operacionais	48	39	2	0	(1)	(1)	(8)	88
(+) Ajustes de PMSO	(12)	-	-	-	-	17	-	6
(-) VNR	70	84	1	0	7	0	11	163
(=) EBITDA societário ajustado	200	514	130	109	164	23	198	1.141

MARANHÃO

No 1T23, o EBITDA ajustado atingiu R\$ 286 milhões, 42,6% maior do que o 1T22. Essa variação é resultado da melhora na margem bruta de R\$ 103 milhões, que teve ganhos em função do crescimento de mercado de R\$ 19 milhões, de tarifa em R\$ 35 milhões e R\$ 18 milhões de renda não faturada.

PARÁ

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 676 milhões, um aumento de 31,5%. O aumento do EBITDA é justificado pelo aumento da margem bruta de R\$ 178 milhões no trimestre, onde o crescimento do mercado contribuiu com R\$ 21 milhões, e a tarifa apresentou uma melhora na margem de R\$ 124 milhões, e a melhora nas provisões e semelhante ao Maranhão, compensou o aumento no PMSO, que cresceu R\$ 20 milhões no trimestre.

PIAUI

No Piauí, o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa atingiu R\$ 159 milhões, 21,7% maior, ou R\$ 28 milhões, quando comparado com o mesmo período do ano anterior. O resultado decorre principalmente do aumento da margem bruta em R\$ 38 milhões no trimestre, onde destaca-se o impacto da tarifa fio-b em R\$ 3 milhões e do aumento do mercado, que adicionou R\$ 7 milhões na margem e aumento de R\$ 11 milhões na renda não faturada.

ALAGOAS

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes de Alagoas atingiu R\$ 162 milhões, com um aumento de R\$ 53 milhões, ou 48,4% em relação ao 1T22. O resultado tem a mesma explicação das demais empresas, que apresentaram forte crescimento na margem bruta no trimestre de R\$ 54 milhões, onde R\$ 8 milhões são reflexo do mercado do trimestre, R\$ 29 milhões são decorrentes da maior tarifa no período e R\$ 11 milhões são reflexo do combate a perdas.

CEEE-D

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR do Rio Grande do Sul atingiu R\$ 222 milhões no trimestre, R\$ 58 milhões a mais do que no 1T22, efeito explicado tanto pela margem bruta que teve um mercado R\$ 11 milhões

maior, uma tarifa fio-b que contribuiu com R\$ 33 milhões, uma melhora de perdas de R\$ 7 milhões, como pela melhoria de despesas e PECLD registrada no período.

CEA

O EBITDA Ajustado da CEA atingiu R\$ 39 milhões, um aumento de R\$ 16 milhões entre trimestres. Na CEA, o EBITDA tem como principal explicação a melhora da margem bruta, com destaque para R\$ 4 milhões via mercado e R\$ 2 milhões pela tarifa do período e delta perdas R\$ 9 milhões.

EQUATORIAL GOIÁS

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR da Equatorial Goiás atingiu R\$ 291 milhões, com um aumento de R\$ 93 milhões, ou 46,7% em relação ao 1T22. Dois efeitos não recorrentes afetaram o trimestre, sendo um referente aos custos de compra de energia sem neutralidade de parcela A no trimestre, que foram normalizados em abril, e outra referente a ajustes de baixas de ativações realizadas em períodos anteriores. É importante destacar que, tanto este trimestre, como os próximos devem apresentar volatilidade no resultado devido ao processo de turnaround.

EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA

1T23	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	CELG
Receita Operacional	-	-	-	-	-	-	-
Deduções da Receita	-	-	-	-	(21)	(4)	-
Neutralidade Pis/Cofins	-	-	-	-	(21)	-	-
Compensação - REN 878/20	-	-	-	-	-	(4)	-
Custos Operacionais	-	-	-	-	-	(6)	(62)
Custo de compra de energia sem CVA correspondente	-	-	-	-	-	-	(62)
Crédito de ICMS	-	-	-	-	-	(6)	-
Margem Bruta	-	-	-	-	(21)	(10)	(62)
Despesas	52	(44)	11	6	(6)	2	3
Créditos - ICMS e PIS/COFINS	-	(16)	(4)	(3)	-	-	-
Baixa de Ativos Prescritos	-	-	-	-	(4)	-	-
Baixa de Provisões	-	-	-	-	-	-	52
Outras receitas/despesas operacionais	52	(28)	16	9	(2)	2	(48)
Ebitda	52	(44)	11	6	(27)	(8)	(59)

RESULTADO FINANCEIRO

O segmento de distribuição encerrou o 1T23 com um resultado financeiro líquido em R\$ 794 milhões negativos. Esse resultado inclui 3 efeitos não recorrentes: (i) o efeito dos descontos de antecipação do pré pagamento da dívida da Equatorial Goiás, no valor de R\$ 91 milhões, (ii) efeito não-recorrente no Maranhão, no valor de R\$ 4 milhões na linha de Contingências, referente a pagamentos de processos da companhia, e (iii) R\$ 2 milhões na CEA referentes ao parcelamento de impostos. Desconsiderando esse efeito não recorrente, o resultado financeiro das distribuidoras da companhia atinge R\$ 879 milhões e, desconsiderando o valor adicionado pela Equatorial Goiás (R\$ 368,3 milhões), o resultado seria de R\$ 510,2 milhões negativos, devido ao aumento da dívida bruta e do maior CDI do período, que atingiu 3,25% e aumento decorrente principalmente da variação da dívida bruta consolidada da distribuição, que aumentou 37,2% com a consolidação da Equatorial Goiás.

RESULTADO FINANCEIRO		1T23							
R\$ Milhões		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
(+) Rendas Financeiras		33	62	23	13	26	5	38	199
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia		17	24	9	6	24	6	16	102
(+) Operações de Swap		(18)	(60)	(31)	(10)	(25)	(61)	(14)	(219)
(+) Var. Cambial sobre dívida		6	24	11	5	10	(0)	10	66
(+) Var. Cambial sobre dívida - RJ		-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Juros e VM sobre Dívida		(68)	(152)	(88)	(52)	(107)	(27)	(302)	(796)
(+) Variações Monetárias e Cambiais - Caução STN		-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Encargos CVA		(1)	18	(0)	3	(5)	4	(8)	11
(+) Juros e VM sobre Dívida RJ		-	(15)	-	-	-	-	-	(15)
(+) AVP sobre Dívida RJ		-	(5)	-	-	-	-	-	(5)
(+) Ajuste a Valor Presente		2	16	(4)	(0)	8	1	-	24
(+) Contingências		(8)	0	(4)	(4)	(27)	(7)	(18)	(68)
(+) Outras Receitas		2	4	5	2	1	43	81	139
(+) Outras Despesas		(11)	(21)	(14)	(7)	(88)	(10)	(81)	(232)
(=) Resultado Financeiro Líquido		(46)	(103)	(94)	(45)	(182)	(46)	(277)	(794)
Não Recorrentes		4	-	-	-	-	2	(91)	(85)
(=) Resultado Financeiro Líquido Ajustado		(41)	(103)	(94)	(45)	(182)	(44)	(368)	(879)

RESULTADO FINANCEIRO		1T22							
R\$ Milhões		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
(+) Rendas Financeiras		21	35	37	17	19	7	9	136
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia		30	45	21	25	33	-	23	155
(+) Operações de Swap		(63)	(122)	(159)	-	(160)	(77)	(301)	(582)
(+) Var. Cambial sobre dívida		54	111	139	-	136	63	247	503
(+) Var. Cambial sobre dívida - RJ		-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Juros e VM sobre Dívida		(59)	(111)	(88)	(42)	(69)	(16)	(132)	(385)
(+) Variações Monetárias e Cambiais - Caução STN		-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Encargos CVA		6	5	10	8	13	8	28	51
(+) Juros e VM sobre Dívida RJ		-	(28)	-	-	-	-	-	(28)
(+) AVP sobre Dívida RJ		-	(5)	-	-	-	-	-	(5)
(+) Ajuste a Valor Presente		-	0	(3)	(0)	11	-	-	8
(+) Contingências		(3)	1	2	(2)	(42)	7	(13)	(37)
(+) Outras Receitas		3	7	12	2	23	200	(2)	247
(+) Outras Despesas		(7)	(27)	(9)	(6)	(78)	(23)	(42)	(149)
(=) Resultado Financeiro Líquido		(17)	(90)	(36)	2	(114)	169	(184)	(85)
Não Recorrentes		-	-	(7)	-	21	(195)	-	(182)
(=) Resultado Financeiro Líquido Ajustado		(17)	(90)	(44)	2	(93)	(26)	(184)	(267)

LUCRO LÍQUIDO

LUCRO LÍQUIDO		1T23							
R\$ Milhões		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
(+) Lucro Líquido		162	425	29	86	41	(6)	(60)	676
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)		-	(16)	(4)	(3)	(25)	(10)	(10)	(69)
(+) Efeito IR e CSLL		(1)	2	1	0	8	3	34	48
(+) Ajustes do Resultado Financeiro		4	-	-	-	-	2	(91)	(85)
(=) Lucro Líquido Ajustado		165	412	25	83	24	(12)	(127)	570

LUCRO LÍQUIDO		1T22							
R\$ Milhões		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
(+) Lucro Líquido		133	315	68	74	16	128	(52)	734
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)		(12)	-	-	-	-	17	-	6
(+) Efeito IR e CSLL		4	-	2	-	-	44	-	51
(+) Ajustes do Resultado Financeiro		-	-	(7)	-	21	(195)	-	(182)
(=) Lucro Líquido Ajustado		125	315	63	74	37	(5)	(52)	609

INVESTIMENTOS

	1T23							
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Ativos elétricos	179	456	141	117	188	84	887	2.053
Obrigações especiais	9	130	31	0	0	19	47	142
Ativos não elétricos	10	28	8	3	19	4	62	133
Total	198	613	180	120	208	107	902	2.328

	1T22							
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Ativos elétricos	114	174	70	66	63	-	-	487
Obrigações especiais	18	124	11	-	1	-	-	153
Ativos não elétricos	9	7	9	4	6	-	-	36
Total	141	305	91	70	69	-	-	-

No 1T23, os investimentos em distribuição totalizaram R\$ 2.328 milhões, volume 245% superior ao executado no mesmo período de 2022, com destaque para os investimentos em ativos elétricos, que registraram um aumento no volume investido de R\$ 2.053 milhões. Este desempenho é resultado principalmente de: (i) investimentos para as revisões tarifárias do Pará, Goiás, Piauí, Amapá e Alagoas; e (iii) investimentos relacionados ao plano de combate às perdas e melhoria de qualidade operacional, em todas as concessões do grupo.

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

TRANSMISSÃO

DESEMPENHO FINANCEIRO

TRANSMISSÃO CONSOLIDADO (INTESA + SPEs)

(R\$ MM)	1T22	1T23	Δ%
Receita líquida	294	327	11,2%
Custos e despesas operacionais	(17)	(22)	27,5%
Custos de infraestrutura	-	-	N/A
EBITDA Regulatório	277	305	10,2%
Margem EBITDA	94%	93%	-0,9%
Depreciação / amortização	(29)	(141)	390,4%
Resultado do serviço (EBIT)	248	164	-33,8%
Resultado financeiro	(187)	(161)	-13,7%
Impostos	(12)	(15)	24,1%
Lucro Líquido	49	(12)	-123,9%

Custo e endividamento	1T22	1T23	Δ%
Dívida Líquida	5.255	5.141	-2%
Volume de dívida (Empréstimos + Debêntures)	6.155	6.246	7%
Disponibilidades	900	1.105	84%

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

EQUATORIAL TRANSMISSÃO – SPEs 01 a 08

O resultado regulatório do 1T23 trouxe uma receita líquida de R\$ 313,8 milhões, um aumento de 9,6% em relação ao 1T22, resultado do reajuste da RAP para o ciclo de 22/23 de 9,79% para as SPEs 1 a 8.

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 19,5 milhões, 34,6% acima do 1T22, em função do aumento nos custos de manutenção. O EBITDA regulatório atingiu R\$ 262,9 milhões, com margem de 93,1%.

Na tabela abaixo, apresentamos a demonstração do resultado do segmento de transmissão, do societário para o regulatório, das SPEs consolidadas pela Equatorial Transmissão. A depreciação acumulada societária apresentou forte aumento no montante de R\$ 134,8 milhões decorrente do mais-valia (PPA) da aquisição da Echoenergia, controlada direta da Equatorial Transmissão S.A.

Demonstração do resultado (R\$ mil)	1T22 Regulatório	Ajustes	1T22 Societário	1T23 Regulatório	Ajustes	1T23 Societário
Receita operacional	286.252	189.984	476.236	313.822	27.045	356.145
Transmissão de energia	290.727	(290.727)	-	-	-	-
Receita de Operação e Manutenção	-	15.039	15.039	-	25.689	25.689
Receita de construção	-	107.282	107.282	-	1.356	1.356
Atualização ativo de contrato em serviço	-	339.879	339.879	313.822	-	329.100
Outras receitas	(4.474)	18.510	14.036	-	0	0
Deduções da receita operacional	(31.724)	79	(31.645)	(31.385)	10.858	(20.527)
Receita operacional líquida	254.529	190.062	444.591	282.437	53.180	335.618
Custo do serviço de energia elétrica	-	(79.026)	(79.026)	-	-	-
Variação da margem do ativo de contrato	-	(79.026)	(79.026)	-	-	-
Margem Bruta Operacional	254.529	111.036	365.565	282.437	53.180	335.618
Custo/despesa operacional	(14.504)	(5.456)	(19.960)	(19.522)	(5.718)	(25.240)
Pessoal	(8.407)	(16)	(8.423)	(10.091)	(543)	(10.634)
Material	(324)	20	(304)	(988)	-	(988)
Serviço de terceiros	(4.489)	(5)	(4.494)	(7.961)	26	(7.935)
Custo de construção	-	(5.465)	(5.465)	-	(5.201)	(5.201)
Outros	(1.284)	10	(1.274)	(482)	0	(482)
EBITDA	240.025	105.580	345.605	262.915	47.462	310.377
Depreciação e amortização	(22.915)	22.861	(54)	(134.843)	57.253	(77.590)
Resultado do serviço	217.110	128.441	345.551	128.073	104.715	232.787
Resultado financeiro	(173.802)	2	(173.804)	(147.307)	(2)	(147.309)
Receitas financeiras	18.270	(0)	18.270	30.168	(5.244)	24.924
Despesas financeiras	(192.072)	2	(192.074)	(177.475)	5.242	(172.233)
Resultado antes do imposto de renda	43.308	128.439	171.747	(19.234)	104.712	85.478
Imposto de renda e contribuição social	(6.364)	16.303	(22.667)	(10.059)	(27.699)	(37.758)
Subvenção do imposto de renda	-	(16.302)	16.302	-	28.185	28.185
Impostos diferidos	-	48.645	(48.645)	-	(31.399)	(31.399)
Resultado do exercício	36.945	79.792	116.737	(29.293)	73.799	44.506

INTESA

A Receita líquida regulatória da Intesa foi de R\$ 50,9 milhões no 1T23, 11,2% acima do apresentado no 1T22, decorrente principalmente do reajuste da RAP para o ciclo de 22/23 de 7,52% na Intesa.

Os custos e despesas operacionais foi de R\$ 2,7 milhões, 7,3% abaixo do observado no 1T22, fruto do compartilhamento das despesas. O EBITDA atingiu R\$ 41,9 milhões no 1T23, como uma margem EBITDA de 93,9%, contra R\$ 36,6 milhões no 1T22 e uma margem de 92,5%.

Demonstração do resultado (R\$ mil)	1T22 Regulatório	Ajustes	1T22 Societário	1T23 Regulatório	Ajustes	1T23 Societário
Receita operacional	45.790	(554)	45.236	50.930	(46.904)	32.978
Transmissão de energia	45.586	(45.586)		50.717	(50.717)	-
Receita de Operação e Manutenção	-	4.298	4.298	-	3.194	3.194
Receita de construção	-	447	447	-	-	-
Ativo de contrato - Ganho/Perda de realização	-	37.533	37.533	-	-	-
Outras receitas	204	2.754	2.958	213	619	832
Atualização ativo de contrato em serviço	-	-	-	-	-	28.952
Deduções da receita operacional	(6.212)	1.231	(4.981)	(6.249)	1.437	(4.812)
Receita operacional líquida	39.578	677	40.255	44.682	(45.467)	28.166
Custo do serviço de energia elétrica	-	(20.962)	(20.962)	-	-	-
Variação da margem do ativo de contrato	-	-	(20.962)	-	-	-
Margem Bruta Operacional	39.578	(20.285)	19.293	44.682	(16.515)	28.166
Custo/despesa operacional	(2.955)	(199)	(3.154)	(2.740)	(775)	(3.516)
Pessoal	(1.471)	-	(1.471)	(765)	-	(765)
Material	(43)	7	(36)	(483)	-	(483)
Serviço de terceiros	(1.362)	(8)	(1.370)	(1.332)	(0)	(1.332)
Custo de construção		(199)	(199)	-	(775)	(775)
Outros	(78)	-	(78)	(159)	-	(159)
EBITDA	36.624	(20.485)	16.139	41.942	(46.243)	24.651
Depreciação e amortização	(5.787)	5.786	(1)	(5.913)	5.912	(1)
Resultado do serviço	30.837	(14.699)	16.138	36.028	(40.331)	24.649
Resultado financeiro	(13.164)	(0)	(13.164)	(14.061)	-	(14.061)
Receitas financeiras	2.585	(0)	2.585	5.829	-	5.829
Despesas financeiras	(15.749)	(0)	(15.749)	(19.890)	-	(19.890)
Resultado antes do imposto de renda	17.673	(14.699)	2.974	21.967	(40.331)	10.588
Imposto de renda e contribuição social	(5.882)	4.877	(1.005)	(4.445)	(1.718)	(6.163)
Subvenção do imposto de renda	556	-	556		1.718	1.718
Impostos diferidos	-	-	-		2.569	2.569
Resultado do exercício	12.347	(9.822)	2.525	17.522	(37.762)	8.712

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

RENOVÁVEIS

DESEMPENHO OPERACIONAL

Dados Operacionais	1T22	1T23	Var.
Velocidade do Vento (m/s)	6,91	7,35	6,4%
Energia Gerada Líquida (GWh) *	933,9	1.078,8	15,5%
Disponibilidade Técnica Ajustada - 12 meses	96,4%	95,9%	-0,5%

*Valores medidos no centro de gravidade.

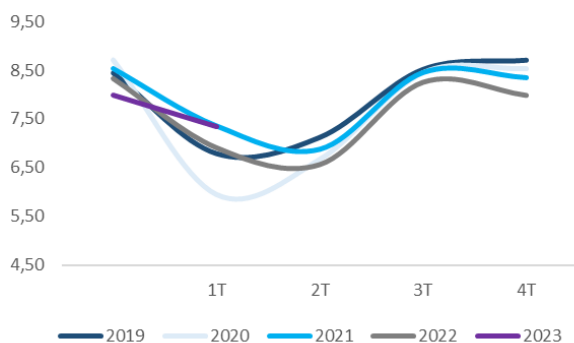
GERAÇÃO EÓLICA

No 1T23, a geração eólica líquida foi de 1.078,8 GWh, um aumento de 15,5% quando comparado ao mesmo período do ano anterior (933,9 GWh no 1T22). Abaixo, destacamos as principais variações entre os períodos:

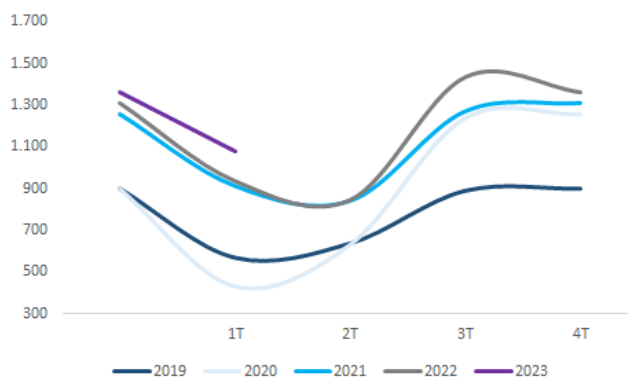
- **Serra do Mel 2:** composta pelos parques Echo 8, 9 e 10, a geração do parque totalizou 179,2 GWh, aumento de 23,3% comparado ao 1T22 (145,3 GWh), reflexo da maior velocidade do vento na região (7,4 m/s no 1T23 vs. 6,9 m/s no 1T22), e do fato da entrada em operação plena de Serra do Mel 2 ter ocorrido em meados do 1T22, não impactando integralmente o primeiro trimestre do ano passado;
- **Ventos de Tianguá e São Clemente:** a geração no complexo totalizou 355,9 GWh no 1T23, 9,1% superior ao 1T22 (326,2 GWh), impactado pela maior velocidade do vento na região (7,3 m/s no 1T23 vs. 7,0 m/s no 1T22).
- **Echo 1 a Echo 7:** a geração no complexo totalizou 543,7 GWh no 1T23, 17,6% superior ao 1T22 (462,3 GWh), impactado pela maior velocidade do vento na região (7,3 m/s no 1T23 vs. 6,8 m/s no 1T22).

INDICADORES OPERACIONAIS

MÉDIA DOS VENTOS - PORTFÓLIO (m/s)



GERAÇÃO TOTAL – PORTFÓLIO (GWh)



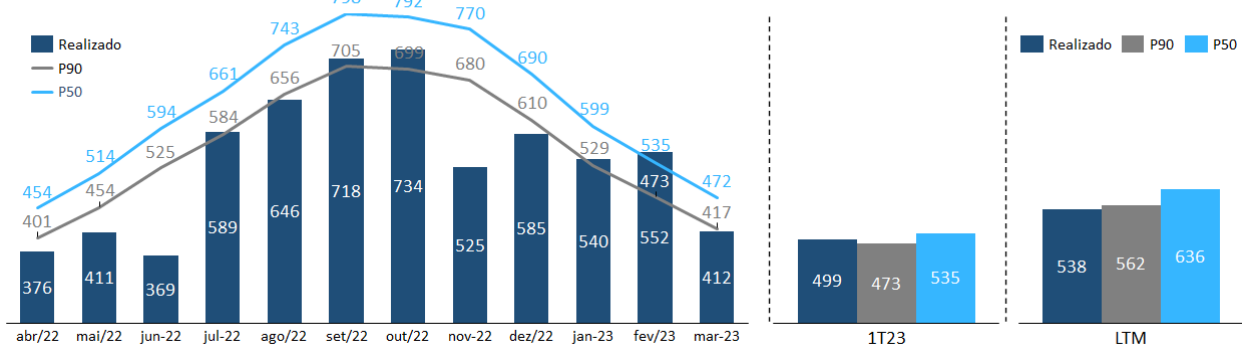
CURVA DE GERAÇÃO vs. P50 e P90

Destacamos que em 2022, a presença do fenômeno climático La Niña⁵, a Temperatura do Atlântico Tropical Sul (TSA) superior à média histórica e outros fenômenos de menor escala favoreceram a ocorrência de chuvas na região Nordeste, reduzindo a intensidade dos ventos frente à média histórica.

Já o primeiro trimestre de 2023 foi marcado por uma redução da La Niña e pela presença de fenômenos de curto prazo que, em conjunto, resultaram em um cenário mais favorável para o regime de ventos no Nordeste. Nos complexos da Echoenergia a velocidade média dos ventos foi 6,4% superior ao mesmo período do ano anterior.

Na tabela 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 1T23. Vale ressaltar que estas estimativas são robustas, tendo em vista que os estudos foram revalidados com os parques 100% operacionais.

Portfólio Echoenergia LTM – Geração realizada e variabilidade do recurso em um ano para P50 e P90 (em MWm)



Na visão do trimestre a companhia gerou acima do P90, tendo gerado no mês de fevereiro acima do P50. De acordo com INMET, é importante notar que o fenômeno La Niña teve o seu final registrado no 1T23.

⁵ Ressaltamos que o fenômeno La Niña deve ser avaliado dentro do contexto de outros fenômenos e por si só não responde pela presença ou não de ventos nos parques da Echoenergia

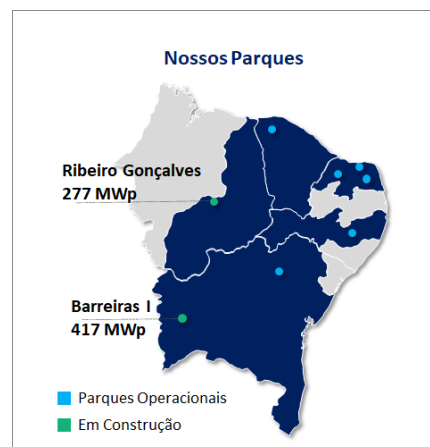
PIPELINE RENOVÁVEL

PROJETOS EM CONSTRUÇÃO

A Echoenergia **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

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

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 TUST/TUST.

DESEMPENHO FINANCEIRO

Apresentamos o desempenho econômico-financeiro da Echoenergia e, para melhor visão do negócio de geração e comercialização, trazemos uma visão proforma combinando o resultado da Solenergias, veículo de comercialização do grupo, atualmente consolidada sob a Equatorial Serviços. É importante salientar que no 1T22 apenas o mês de março foi consolidado pela Equatorial.

Para fins de comparação, a Companhia optou por apresentar o resultado completo do 1T22.

DRE Proforma - Echoenergia + Solenergias	1T22			1T23		
	Echoenergia	Solenergias	Proforma	Echoenergia	Solenergias	Proforma
R\$ milhões	DRE	Comerc.	Total	DRE	Comerc.	Total
Receita Líquida	204,3	59,7	264,0	240,9	61,2	302,1
Compra de Energia	-9,5	-56,9	-66,4	-12,4	-54,1	-66,4
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	1,1	0,0	1,1	-0,1	76,3	76,2
Lucro Bruto de Energia	195,9	2,8	198,7	228,4	83,5	311,9
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	-59,4	-1,3	-60,6	-70,6	-1,7	-72,4
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	-24,7	0,0	-24,7	-19,8	-2,9	-22,7
EBITDA	111,8	1,5	113,3	138,0	78,8	216,8
(-) Efeitos Não-Recorrentes ¹	15,0	0,0	15,0	10,9	0,0	10,9
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-1,1	0,0	-1,1	0,1	-76,3	-76,2
EBITDA Ajustado	125,7	1,5	127,2	149,0	2,5	151,5
D&A	-75,2	0,0	-75,2	-76,1	0,0	-76,1
Resultado Financeiro	-115,0	0,9	-114,0	-90,6	1,7	-88,9
(-) Impostos	-7,7	-0,8	-8,5	-13,0	-28,1	-41,1
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	-86,1	1,6	-84,5	-41,7	52,5	10,7

LUCRO BRUTO DE ENERGIA - ECHOENERGIA

A receita líquida totalizou R\$ 240,9 milhões no 1T23, um aumento de 17,9% quando comparado ao mesmo período do ano passado (R\$ 204,3 milhões). Essa variação é explicada pela maior geração dos ativos eólicos, dada a maior velocidade média dos ventos no período, conforme descrito na seção “Desempenho Operacional”.

O Lucro Bruto de Energia no período de R\$ 228,4 milhões, um aumento de 16,6% comparado ao mesmo período de 2022 (R\$195,9 milhões), reflexo da maior geração.

Analisando o resultado proforma, foi reconhecido a efeito não-caixa de marcação a mercado de contratos futuros no valor de R\$ 76,3 milhões na Solenergia. O impacto é explicado, principalmente, pela exposição comprada em contratos de longo prazo, os quais são reconhecidos pela curva de preço de longo prazo versus o preço de compra.

Devido às condições hidrológicas melhores do que previstas, crescimento da carga abaixo do previsto, entre outros efeitos, os preços futuros praticados estão abaixo do preço de posição. A Companhia ressalta também que o efeito de marcação a mercado passou ser feito mensalmente a partir do 2T22, uma vez antes desse período o efeito era avaliado anualmente.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - ECHOENERGIA

Os custos e despesas operacionais (excluindo depreciação e amortização e compra de energia) totalizaram R\$ 90,4 milhões no período, um crescimento de 11,7%, ou R\$ 9,5 milhões, comparado ao 1T22. Esse efeito é explicado pelos fatores abaixo:

- (i) o crescimento dos custos com O&M, cuja variação no período foi de R\$ 8,1 milhões frente ao 1T22, devido aos efeitos de inflação e *escalation*⁶ previstos dos contratos de manutenção, além da entrada em operação plena do parque eólico de Serra do Mel 2 ocorrida em meados do 1T22;
- (ii) incremento dos custos com serviços de terceiros, no montante de R\$ 7,7 milhões frente ao 1T22, devido principalmente aos reajustes inflacionários de contratos com terceiros para serviços diversos, incluindo escopos operacionais e administrativos;
- (iii) realização do valor justo dos contratos de compromisso futuro, por meio da liquidação entre compra e venda de energia, cuja variação teve um impacto negativo em custos no valor de R\$ 3,1 milhões frente ao 1T22;
- (iv) Outros custos e despesas – como seguros, materiais, taxas e encargos setoriais – cuja variação foi de R\$ 6,2 milhões contra o mesmo período do ano anterior;

Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução em R\$ 16,1 milhões com pessoal, em função principalmente dos valores referentes ao plano de incentivo de longo prazo da Echoenergia, os quais foram contabilizados no 1T22 no valor de R\$ 15,0 milhões.

EBITDA - ECHOENERGIA

O EBITDA reportado no período foi de R\$ 138,0 milhões, impactado diretamente pelos efeitos descritos nos itens de Lucro Bruto de Energia e de Custos e Despesas Operacionais, um crescimento de R\$ 26,2 milhões (+23,4%) em relação ao 1T22.

Excluindo-se eventos não-recorrentes, não-caixa e/ou extemporâneos, o EBITDA Ajustado do 1T23 da Echoenergia foi de R\$ 149,0 milhões, aumento de R\$ 23,3 milhões (+18,5%) em relação ao mesmo período do ano anterior.

O ajuste no 1T23, no valor de R\$ 10,9 milhões, é relacionado à baixa de adiantamento de fornecedores e, no 1T22, de R\$ 15,0 milhões está relacionado ao plano de incentivo de longo prazo do antigo controlador da Echoenergia, sem impacto no consolidado do grupo Equatorial.

RESULTADO FINANCEIRO – ECHOENERGIA

O resultado financeiro líquido registrado no período foi negativo de R\$ 90,6 milhões, valor R\$ 24,4 milhões melhor quando comparado ao resultado negativo de R\$ 115,0 milhões no 1T22. Abaixo, os itens que explicam a performance:

- (i) O aumento das receitas financeiras, em R\$ 13,3 milhões, se deve principalmente i) à maior posição de caixa e equivalentes de caixa do período e ii) ao CDI em patamar mais elevado no período em relação ao 1T22, atingindo 3,24% no acumulado do trimestre contra 2,44% no mesmo período do ano anterior; e

⁶ Escalation se refere aos reajustes, em termos reais, de valores previstos em contratos de O&M de longo prazo, relacionados principalmente ao aumento da taxa de falhas naturais das máquinas e equipamentos

- (ii) Redução de R\$ 11,1 milhões quando comparado ao 1T22 na variação de juros e variações monetárias sobre dívidas, fruto principalmente da queda do IPCA, o qual atingiu 2,1% no acumulado do 1T23 (vs. 3,2% no 1T22) e indexa 63% da dívida.

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

SANEAMENTO

DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL

Iniciado no mês de julho de 2022, a operação da CSA – Concessionária de Saneamento do Amapá – encontra-se ainda em estágio inicial e, ao longo dos últimos trimestres, foram realizados trabalhos principalmente nas frentes de hidrometração, cadastro e recadastramento de clientes, mapeamento dos km de rede operacionais, adequação de infraestrutura como estações de água e esgoto e melhoria da qualidade, como redução no índice de perdas (“IPD”).

Indicadores Operacionais - Água	3T22	4T22	1T23	Var. % (vs 4T22)
Economias faturadas (mil)	71,6	88,8	85,7	-3,5%
Volume Faturado (mil m ³)	3.772,9	5.264,6	5.787,7	9,9%
Índice de cobertura (%)	35,0%	40,6%	40,6%	0,0%
Índice de Perda da Distribuição (%)	70,2%	65,3%	64,0%	-2,0%
Indicadores Operacionais - Esgoto	3T22	4T22	1T23	Var. % (vs 4T22)
Ligações faturadas (mil)	8,3	9,8	9,7	-1,8%
Economias faturadas (mil)	10,5	12,1	11,8	-2,5%
Volume Faturado (mil m ³)	525,3	786,1	745,9	-5,1%
Índice de cobertura (%)	7,0%	7,0%	7,0%	0,0%
Extensão de rede (km)	372,0	372,0	372,0	0,0%

O 1T23 encerrou com mais de 85 mil economias faturadas no serviço de distribuição de água, das quais mais de 11 mil economias cobertas pela rede de esgoto, e a redução entre trimestres se dá pelo trabalho de atualização do cadastro de clientes onde identificou-se a necessidade de ajustes em função da existência de cadastros inválidos.

Os índices de cobertura de água e esgoto permanecem estáticos devido ao processo de validação e mapeamento da rede operacional da antiga concessionária.

DESEMPENHO FINANCEIRO

DRE (R\$ milhões)	4T22	1T23	Var. (%)
Receita operacional	51,3	42,6	-16,9%
Abastecimento de água e serviços de esgoto	20,7	27,0	30,9%
Receita de construção	30,3	15,2	-49,8%
Outras receitas	0,3	0,3	28,7%
Deduções à receita operacional	-2,6	-2,5	-2,4%
Receita operacional líquida	48,7	40,1	-17,7%
Custos de construção	-30,3	-15,2	-49,8%
Custo da Operação	-10,3	-23,3	126,1%
Pessoal	-4,6	-7,8	71,8%
Material	-0,9	-3,1	241,9%
Serviço de terceiros	-0,5	-2,3	319,0%
PDD/Provisões	0,0	-6,2	30810,0%
Outros	-4,3	-3,9	-8,5%
EBITDA	8,0	1,6	-80,6%
Depreciação e amortização	-6,8	-6,8	-0,1%
Resultado financeiro	-38,8	-42,1	8,4%
Receitas financeiras	1,7	1,0	-40,9%
Despesas financeiras	-40,5	-43,1	6,4%
Tributos	0,0	0,0	0,0%
Resultado do exercício	-37,6	-47,4	25,9%

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 1T23, a receita operacional líquida da CSA atingiu R\$ 40,1 milhões, uma redução de 17,7% em comparação ao 4T22. A variação da performance entre os trimestres se dá pela redução na receita de construção no período, refletindo o volume de investimentos executado no período, embora a receita de abastecimento de água e esgoto tenha crescido 30,9% quando comparado ao 4T22, mesmo sendo o 3T e 4T os períodos de maior consumo de água na região.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais (excluindo depreciação e amortização) totalizaram R\$ 23,3 milhões, um aumento de R\$ 10 milhões no 1T23, quando comparado ao 4T22. Abaixo destacamos os principais itens que impactaram o resultado do período.

- (i) R\$ 7,8 milhões com pessoal, um aumento de R\$ 3,3 milhões comparado ao 4T22. O resultado do 4T22 foi impactado positivamente por R\$ 3,8 milhões; e
- (ii) R\$ 5,4 milhão com material e serviços de terceiros, apresentando um aumento de R\$ 3,9 milhões em relação ao reportado do 4T22.

PECLD

No 1T23 a CSA começa a apresentar valores provisionados para perdas, uma vez que se passaram os 180 dias usados como padrão de tolerância no segmento. Ao fim do 1T23, a companhia provisionou R\$ 6,2 milhões para perdas.

RESULTADO FINANCEIRO

No 1T23, o resultado financeiro líquido foi de R\$ 42,1 milhões negativos, R\$ 26 milhões pior que o trimestre anterior devido a atualização da dívida pelo CDI, que terminou o trimestre em 3,25%.

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

EQUATORIAL SERVIÇOS

DESEMPENHO FINANCEIRO

DRE (R\$ milhões)	1T22	1T23	Var. %
Receita operacional	77	212	174,8%
Deduções da receita operacional	-9	-29	223,2%
Receita operacional líquida	68	183	168,4%
Energia elétrica comprada para revenda	-34	-50	46,7%
Custos da operação	-17	-23	32,0%
Despesas Gerais e Administrativas	-13	-23	82,0%
Outras receitas e despesas operacionais	0	-1	1518,2%
EBITDA	4	86	2144,3%
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0	-76	0,0%
EBITDA Ajustado	4	9	148,4%
Depreciação e Amortização	0	-1	2304,9%
<i>Margem EBITDA</i>	6%	47%	736,2%
Resultado do serviço (EBIT)	4	84	2141,7%
Resultado financeiro	1	2	45,4%
Tributos	-3	-32	1047,4%
Lucro Líquido	2	54	2415,6%

A Receita operacional bruta aumentou 174,8% entre trimestres. A variação entre os períodos deve-se aos seguintes efeitos:

- (i) R\$ 15 milhões devido ao desenvolvimento dos negócios de Call Center e Vendas na EQTL Serviços, refletindo o crescimento da carteira de clientes assegurados;
- (ii) R\$ 5 milhões na EQTL Telecomunicações, com a expansão da estrutura da rede e aumento do número de clientes de telefonia e internet; e
- (iii) R\$ 3 milhões da operação da Enova, que aumentou sua operação, quando comparadas com o mesmo período do ano anterior.

Destacamos também o efeito de marcação a mercado de contratos futuros da Solenergia, no montante de R\$ 76,3 milhões, conforme explicado no capítulo de Renováveis.

O EBITDA da companhia alcançou R\$ 86 milhões no trimestre, explicados pelo efeito de marcação a mercado de contratos futuros de energia, já o EBITDA Ajustado cresceu 148, principalmente em função do aumento de R\$ 5,0 milhões da Enova, Serviços e Telecom.

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 da Equatorial Distribuição Maranhão, Pará, Piauí, Alagoas, CEEE-D e CEA (incluindo aqueles relacionados ao Programa Luz para Todos (PLPT)); 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](#)