

# Equatorial Energia Distribuição S.A.

Informações intermediárias individuais e consolidadas em  
31 de março de 2025

# Equatorial Energia Distribuição S.A.

## Informações intermediárias individuais e consolidadas

### Índice

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS .....	1
BALANÇOS PATRIMONIAIS.....	3
DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO .....	4
DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE.....	5
DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO .....	6
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA – MÉTODO INDIRETO .....	7
DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO .....	8

### Notas explicativas

1	CONTEXTO OPERACIONAL .....	9
2	BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES INTERMEDIÁRIAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS .....	10
3	POLÍTICAS CONTÁBEIS MATERIAIS .....	11
4	CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA .....	13
5	APLICAÇÕES FINANCEIRAS .....	14
6	CONTAS A RECEBER DE CLIENTES (CONSOLIDADO).....	15
7	VALORES A RECEBER (DEVOLVER) DA PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS (CONSOLIDADO) .....	16
8	PARTES RELACIONADAS .....	17
9	INVESTIMENTOS .....	21
10	ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO (CONSOLIDADO).....	24
11	INTANGÍVEL (CONSOLIDADO) .....	24
12	ATIVOS DE CONTRATO (CONSOLIDADO) .....	25
13	FORNECEDORES (CONSOLIDADO).....	26
14	EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS (CONSOLIDADO) .....	28
15	DEBÊNTURES (CONSOLIDADO).....	31
16	IMPOSTOS DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL CORRENTES E DIFERIDOS (CONSOLIDADO) .....	33
17	VALORES A PAGAR DE ACORDO COM O PLANO DE RECUPERAÇÃO JUDICIAL - EQUATORIAL PARÁ .....	35
18	PROVISÃO PARA RISCOS JUDICIAIS E DEPÓSITOS VINCULADOS (CONSOLIDADO) .....	36
19	PATRIMÔNIO LÍQUIDO .....	40
20	RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (CONSOLIDADO).....	44
21	CUSTOS DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS (CONSOLIDADO).....	45
22	RESULTADO FINANCEIRO (CONSOLIDADO) .....	46
23	BENEFÍCIO PÓS EMPREGO (CONSOLIDADO) .....	47
24	INSTRUMENTOS FINANCEIROS.....	47
25	DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA .....	54
26	COMPROMISSOS FUTUROS (CONSOLIDADO).....	55
27	EVENTOS SUBSEQUENTES .....	55



**Shape the future  
with confidence**

Centro Empresarial Iguatemi  
Av. Washington Soares, 55  
5º andar - sala 506 a 509 - Bairro Cocó  
60811-341 - Fortaleza - CE - Brasil  
Tel: +55 85 3392-5600  
ey.com.br

## **Relatório de revisão dos auditores independentes**

Aos Diretores e Acionistas da  
**Equatorial Energia Distribuição S.A.**  
São Luis - MA

### **Introdução**

Revisamos o balanço patrimonial individual e consolidado da Equatorial Energia Distribuição S.A. (“Companhia”), em 31 de março de 2025, e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o trimestre findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A diretoria é responsável pela elaboração e apresentação adequada dessas informações intermediárias individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações intermediárias individuais e consolidadas com base em nossa revisão.

### **Alcance da revisão**

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão. Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

### **Conclusão**

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações intermediárias individuais e consolidadas não apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia, em 31 de março de 2025, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o trimestre findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.



Shape the future  
with confidence

## Outros assuntos

### *Demonstração do valor adicionado*

As informações intermediárias individuais e consolidadas acima referidas incluem a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao período de três meses findo em 31 de março de 2025, elaborada sob a responsabilidade da diretoria da Companhia. Essa demonstração foi submetida a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais, com o objetivo de concluir se ela está conciliada com as informações intermediárias individuais e consolidadas e registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e conteúdo está de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essa demonstração do valor adicionado não foi elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa Norma e de forma consistente em relação às informações intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Fortaleza (CE), 14 de maio de 2025.

ERNST & YOUNG  
Auditores Independentes S/S Ltda.  
CRC CE-001042/F

*Nathalia Araújo Domingues*

Nathalia Araújo Domingues  
Contador CRC CE-020833/O

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

### Balancos patrimoniais em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais)

Ativo	Notas	Controladora		Consolidado		Passivo	Notas	Controladora		Consolidado	
		31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024			31/03/2025	31/12/2024		
<b>Circulante</b>						<b>Circulante</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	4	146	144	561.998	1.668.099	Fornecedores	13	6	3	1.783.587	2.069.242
Aplicações financeiras	5	5.854	6.358	4.019.047	4.592.742	Fornecedores - Risco sacado	13.1	-	-	228.128	216.341
Contas a receber de clientes	6	-	-	3.702.408	4.033.641	Empréstimos e financiamentos	14	-	-	2.650.189	3.238.086
Subvenção CCC		-	-	58.505	60.200	Debêntures	15	-	-	117.041	87.724
Serviços pedidos		-	-	365.547	378.069	Impostos e contribuições a recolher		5	309	458.736	515.959
Depósitos vinculados	18	-	-	4.538	4.730	Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher		870	847	91.022	21.218
Instrumentos financeiros derivativos	24.4	-	-	58.076	205.125	Obrigações e encargos sobre folha de pagamento		-	-	82.335	59.567
Almozarifado		-	-	52.455	42.680	Dividendos a pagar	8	487.148	487.148	552.298	552.351
Impostos e contribuições a recuperar		-	-	415.617	430.217	Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	7	-	-	369.094	442.427
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar		3.383	3.058	394.075	369.220	Valores a pagar de acordo com o plano de recuperação judicial	17	-	-	121.285	112.764
Dividendos a receber	8	512.156	512.156	11.938	11.938	Instrumentos financeiros derivativos	24.4	-	-	9.111	51
Outras contas a receber		-	-	772.921	730.936	Participação nos lucros		-	-	41.435	107.024
<b>Total do ativo circulante</b>		<b>521.539</b>	<b>521.716</b>	<b>10.417.125</b>	<b>12.527.597</b>	Encargos setoriais		-	-	237.156	268.703
<b>Não circulante</b>						Benefício pós-emprego	23	-	-	1.589	1.546
Aplicações financeiras	5	-	-	22.605	21.863	PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores		-	-	9.654	9.654
Contas a receber de clientes	6	-	-	419.338	444.374	Passivo de arrendamento		-	-	5.796	5.699
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	7	-	-	-	2.325	Provisão para riscos judiciais	18	-	-	73.556	83.722
Depósitos vinculados	18	-	-	383.575	373.904	Outras contas a pagar		-	-	884.958	976.053
Serviços pedidos		-	-	52.683	52.683	<b>Total do passivo circulante</b>		<b>488.029</b>	<b>488.307</b>	<b>7.716.970</b>	<b>8.768.131</b>
Instrumentos financeiros derivativos		-	-	18.222	137.815	<b>Não circulante</b>					
Impostos e contribuições a recuperar		-	-	661.178	555.223	Fornecedores	13	-	-	15.054	15.485
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar		-	-	193.064	190.153	Empréstimos e financiamentos	14	-	-	7.212.096	7.019.220
Imposto de renda e contribuições social diferidos	16	-	-	461.599	455.195	Debêntures	15	-	-	5.152.697	6.105.187
Sub-rogação da CCC - valores aplicados		-	-	349.930	349.930	Impostos e contribuições a recolher		-	-	133.239	134.138
Benefício pós-emprego	23	-	-	16.418	15.872	Imposto de renda e contribuição social diferidos	16	-	-	1.426.036	1.330.359
Outras contas a receber		-	-	27.210	27.331	Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	7	-	-	285.292	311.791
Investimentos	9	10.879.574	10.317.869	476.876	465.233	Valores a pagar de acordo com o plano de recuperação judicial	17	-	-	1.028.503	1.023.836
Ativo financeiro da concessão	10	-	-	13.770.262	12.879.525	Provisão para riscos judiciais	18	-	-	607.695	575.394
Intangível	11	-	-	7.459.416	7.436.475	Benefício pós-emprego	23	-	-	85.785	84.458
Ativo de contrato	12	-	-	2.009.888	1.814.575	Instrumentos financeiros derivativos	24.4	-	-	69.703	24.154
Direito de uso		-	-	17.270	17.999	Encargos setoriais		-	-	113.069	96.391
<b>Total do ativo não circulante</b>		<b>10.879.574</b>	<b>10.317.869</b>	<b>26.339.534</b>	<b>25.240.475</b>	Passivo de arrendamento		-	-	14.018	14.831
						Outras contas a pagar		-	-	211.410	209.045
						<b>Total do passivo não circulante</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>16.354.597</b>	<b>16.944.289</b>
						<b>Patrimônio líquido</b>					
						Capital social	19.1	5.493.218	5.493.218	5.493.218	5.493.218
						Reservas de capital		1.995.349	1.993.753	1.995.349	1.993.753
						Reservas de lucros		2.872.346	2.872.346	2.872.346	2.872.346
						Ajuste de avaliação patrimonial		42.736	(8.039)	42.736	(8.039)
						<b>Patrimônio líquido atribuível aos acionistas da Companhia</b>		<b>10.913.084</b>	<b>10.351.278</b>	<b>10.913.084</b>	<b>10.351.278</b>
						<b>Participação dos acionistas não controladores</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.772.008</b>	<b>1.704.374</b>
						<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>10.913.084</b>	<b>10.351.278</b>	<b>12.685.092</b>	<b>12.055.652</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>11.401.113</b>	<b>10.839.585</b>	<b>36.756.659</b>	<b>37.768.072</b>	<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>		<b>11.401.113</b>	<b>10.839.585</b>	<b>36.756.659</b>	<b>37.768.072</b>

As notas explicativas são parte integrante das informações intermediárias individuais e consolidadas.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

### Demonstrações do resultado

Períodos findos em 31 de março de 2025 e 2024

(Em milhares de reais)

	Notas	Controladora		Consolidado	
		31/03/2025	31/03/2024	31/03/2025	31/03/2024
<b>Receita operacional líquida</b>	20	-	-	<b>5.100.964</b>	4.537.815
Energia elétrica comprada para revenda	21.1	-	-	<b>(1.912.460)</b>	(1.773.162)
Custo de construção		-	-	<b>(1.216.896)</b>	(872.912)
Custo da operação		-	-	<b>(438.071)</b>	(412.497)
<b>Custos de energia elétrica, construção e operação</b>	21	-	-	<b>(3.567.427)</b>	(3.058.571)
<b>Lucro bruto</b>		-	-	<b>1.533.537</b>	1.479.244
Despesas com vendas	21	-	-	<b>(134.464)</b>	(139.534)
Despesas gerais e administrativas	21	(67)	(53)	<b>(168.757)</b>	(139.053)
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	21	-	-	<b>(95.839)</b>	(97.227)
Resultado da equivalência patrimonial		<b>509.334</b>	580.497	<b>10.615</b>	20.071
Outras despesas operacionais, líquidas	21.2	-	-	<b>(88.710)</b>	(78.607)
<b>Total de receitas (despesas) operacionais</b>		<b>509.267</b>	580.444	<b>(477.155)</b>	(434.350)
<b>Resultado antes do resultado financeiro e impostos sobre lucro</b>		<b>509.267</b>	580.444	<b>1.056.382</b>	1.044.894
Receitas financeiras	22	<b>208</b>	154	<b>695.670</b>	355.047
Despesas financeiras	22	<b>(13)</b>	(24)	<b>(1.041.677)</b>	(604.104)
<b>Resultado financeiro</b>		<b>195</b>	130	<b>(346.007)</b>	(249.057)
<b>Resultado antes dos impostos sobre lucro</b>		<b>509.462</b>	580.574	<b>710.375</b>	795.837
Imposto de renda e contribuição social - correntes	16.4	<b>(27)</b>	(20)	<b>(72.772)</b>	(73.318)
Imposto de renda e contribuição social - diferidos	16.4	-	-	<b>(62.429)</b>	(69.447)
<b>Impostos sobre o lucro</b>		<b>(27)</b>	(20)	<b>(135.201)</b>	(142.765)
<b>Lucro líquido do período</b>		<b>509.435</b>	580.554	<b>575.174</b>	653.072
<b>Resultado atribuível aos:</b>					
Acionistas controladores		<b>415.190</b>	430.815	<b>509.437</b>	580.554
Acionistas não controladores		<b>94.245</b>	149.739	<b>65.737</b>	72.518
<b>Lucro líquido do período</b>		<b>509.435</b>	580.554	<b>575.174</b>	653.072

As notas explicativas são parte integrante das informações intermediárias individuais e consolidadas.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

### Demonstrações do resultado abrangente

Períodos findos em 31 de março de 2025 e 2024

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2025	31/03/2024	31/03/2025	31/03/2024
Lucro líquido do período	509.435	580.554	575.174	653.072
Outros resultados abrangentes				
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado				
Resultados abrangentes ( <i>hedge</i> , líquido de tributos diferidos)	50.775	(2.462)	53.395	(1.502)
Outros resultados abrangentes do período, líquido de impostos	50.775	(2.462)	53.395	(1.502)
<b>Total dos resultados abrangentes</b>	<b>560.210</b>	<b>578.092</b>	<b>628.569</b>	<b>651.570</b>
Acionistas controladores	465.965	428.353	562.832	579.052
Acionistas não controladores	94.245	149.739	65.737	72.518
<b>Total resultados abrangentes</b>	<b>560.210</b>	<b>578.092</b>	<b>628.569</b>	<b>651.570</b>

As notas explicativas são parte integrante das informações intermediárias individuais e consolidadas.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

### Demonstrações das mutações do patrimônio líquido

Períodos findos em 31 de março de 2025 e 2024

(Em milhares de reais)

Notas	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros				Ajuste de avaliação patrimonial	Lucros acumulados	Patrimônio líquido da controladora	Participação dos acionistas não controladores	Patrimônio líquido consolidado
			Legal	Reserva de lucros a realizar	Reserva de remuneração de capital	Reserva de dividendos adicionais					
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2023</b>	5.493.218	1.987.710	388.324	-	241.612	1.854.032	54.835	-	10.019.731	1.573.185	11.592.916
Valor justo das opções de compra ( <i>Vesting period</i> )	-	2.467	-	-	-	-	-	-	2.467	-	2.467
Participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido das controladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(723)	(723)
<b>Resultado abrangente do período</b>											
Resultado de <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa	-	-	-	-	-	-	(3.731)	-	(3.731)	1.450	(2.281)
Tributos diferidos sobre ganho (perda) de instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	1.269	-	1.269	(490)	779
<b>Destinação do lucro</b>											
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	-	580.554	580.554	72.518	653.072
<b>Saldos em 31 de março de 2024</b>	5.493.218	1.990.177	388.324	-	241.612	1.854.032	52.373	580.554	10.600.290	1.645.940	12.246.230
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2024</b>	5.493.218	1.993.753	524.802	161.122	832.484	1.353.938	(8.039)	-	10.351.278	1.704.374	12.055.652
Valor justo das opções de compra ( <i>Vesting period</i> )	19.2.1	-	665	-	-	-	-	-	665	-	665
Valor justo de opção de compra <i>Matching shares</i> ( <i>Vesting period</i> )	19.2.2	-	931	-	-	-	-	-	931	-	931
Participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido das controladas		-	-	-	-	-	-	-	-	(723)	(723)
<b>Resultado abrangente do período</b>											
Resultados abrangentes (instrumentos financeiros derivativos)	-	-	-	-	-	-	76.933	-	76.933	3.969	80.902
Tributos diferidos sobre ganho (perda) de instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	(26.158)	-	(26.158)	(1.349)	(27.507)
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	-	509.435	509.435	65.737	575.172
<b>Saldos em 31 de março de 2025</b>	5.493.218	1.995.349	524.802	161.122	832.484	1.353.938	42.736	509.435	10.913.084	1.772.008	12.685.092

As notas explicativas são parte integrante das informações intermediárias individuais e consolidadas.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

### Demonstrações dos fluxos de caixa - método indireto

Períodos findos em 31 de março de 2025 e 2024

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2025	31/03/2024	31/03/2025	31/03/2024
<b>Fluxo de caixa das atividades operacionais</b>				
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>509.435</b>	580.554	<b>575.174</b>	653.072
<b>Ajustes para:</b>				
Amortização de intangível	-	-	<b>257.383</b>	223.556
Amortização do direito de concessão	-	-	<b>17.460</b>	17.460
Resultado de equivalência patrimonial	<b>(509.334)</b>	(580.497)	<b>(10.615)</b>	(20.071)
Baixa de intangível, financeiro e contratual	-	-	<b>11.445</b>	49.804
Atualização do ativo financeiro	-	-	<b>(258.399)</b>	(164.120)
Encargos de dívidas, juros, variações monetárias e cambiais líquidas	-	-	<b>139.937</b>	351.757
Perdas (ganho) com instrumentos derivativos	-	-	<b>341.709</b>	(33.095)
Ajuste a valor presente	-	-	<b>8.628</b>	(884)
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	-	-	<b>95.839</b>	97.227
Encargos financeiros sobre perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	-	-	<b>930</b>	(1.393)
Baixa de recebíveis incobráveis	-	-	<b>19.812</b>	25.098
Provisão e atualização de encargos setoriais	-	-	<b>35.846</b>	33.344
Provisão e atualização de riscos judiciais	-	-	<b>16.079</b>	19.096
Rendimentos de aplicações financeiras	<b>(186)</b>	(162)	<b>(159.449)</b>	(78.500)
Valores a pagar (receber) da parcela A e outros itens financeiros	-	-	<b>(100.491)</b>	97.190
Imposto de renda e contribuições sociais diferidos	-	-	<b>62.429</b>	69.447
Impostos de renda e contribuições sociais correntes	<b>27</b>	20	<b>72.772</b>	73.318
Valor justo das opções de compra	-	-	<b>6.187</b>	(2.079)
Provisão da participação nos lucros	-	-	<b>28.914</b>	22.182
Provisão de provisão para perda de estoque	-	-	<b>12.459</b>	18.367
Benefício pós emprego	-	-	<b>824</b>	-
Encargos de geração distribuída	-	-	<b>(265)</b>	-
	<b>(58)</b>	(85)	<b>1.174.608</b>	1.450.776
<b>Variações nos ativos e passivos, circulantes e não circulantes:</b>				
Contas a receber de clientes	-	-	<b>241.974</b>	(42.899)
Subvenção CCC	-	-	<b>1.695</b>	4.098
Serviços pedidos	-	-	<b>12.522</b>	(2.863)
Depósitos judiciais	-	-	<b>15.981</b>	(63.628)
Almoxarifado	-	-	<b>(9.775)</b>	2.524
Impostos e contribuições a recuperar	-	-	<b>(233.127)</b>	(28.197)
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	<b>(325)</b>	(29)	<b>(27.766)</b>	(75.990)
Outros créditos a receber	-	-	<b>(41.965)</b>	19.459
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	-	-	<b>2.984</b>	1.360
Fornecedores	<b>3</b>	-	<b>(314.064)</b>	(385.883)
Fornecedores - Risco sacado	-	-	<b>11.787</b>	(46.543)
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	-	-	<b>(31.476)</b>	(32.007)
Impostos e contribuições a recolher	<b>(304)</b>	(941)	<b>83.651</b>	15.767
Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher	<b>(4)</b>	(394)	<b>27.332</b>	10.080
Encargos setoriais	-	-	<b>(50.715)</b>	(30.362)
Participação nos lucros	-	-	<b>(94.503)</b>	(74.796)
Provisão de riscos judiciais	-	-	<b>(19.404)</b>	(15.449)
Outras contas a pagar	-	-	<b>(93.058)</b>	31.161
Benefício pós emprego	-	-	-	1.339
	<b>(630)</b>	(1.364)	<b>(517.927)</b>	(712.829)
Rendimentos de aplicações financeiras	<b>186</b>	162	<b>159.449</b>	78.500
Imposto de renda e contribuição social pagos	-	-	<b>(30.300)</b>	(12.841)
Juros pagos	-	-	<b>(238.888)</b>	(125.551)
<b>Fluxo de caixa líquido proveniente das atividades operacionais</b>	<b>(502)</b>	(1.287)	<b>546.942</b>	678.055
<b>Fluxo de caixa de atividades de investimento</b>				
Aquisições no ativo contratual	-	-	<b>(1.049.039)</b>	(718.807)
Resgates financeiros	<b>504</b>	1.215	<b>572.953</b>	291.797
<b>Fluxo de caixa utilizado nas atividades de investimento</b>	<b>504</b>	1.215	<b>(476.086)</b>	(427.010)
<b>Fluxo de caixa de atividades de financiamento</b>				
Amortização de empréstimos e financiamentos	-	-	<b>(760.317)</b>	(310.337)
Captação de empréstimos e financiamentos	-	-	<b>553.141</b>	-
Amortização de debêntures	-	-	<b>(1.022.127)</b>	(39.132)
Amortização do passivo de arrendamento	-	-	<b>(1.520)</b>	(1.465)
Recebimento de instrumentos financeiros derivativos	-	-	<b>60.782</b>	-
Dividendos pagos	-	-	<b>(53)</b>	(22)
Valores pagos referente a acordos com plano de recuperação judicial	-	-	<b>(6.863)</b>	(6.863)
<b>Caixa líquido proveniente das (utilizado nas) atividades de financiamento</b>	-	-	<b>(1.176.957)</b>	(357.819)
<b>Aumento (redução) em caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>2</b>	(72)	<b>(1.106.101)</b>	(106.774)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	<b>144</b>	241	<b>1.668.099</b>	832.479
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	<b>146</b>	169	<b>561.998</b>	725.705
<b>Aumento (redução) em caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>2</b>	(72)	<b>(1.106.101)</b>	(106.774)

As notas explicativas são parte integrante das informações intermediárias individuais e consolidadas.

# Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

## Demonstrações do valor adicionado

Períodos findos em 31 de março de 2025 e 2024

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2025	31/03/2024	31/03/2025	31/03/2024
<b>Receitas</b>				
Vendas de produtos e serviços e receitas de construção	-	-	5.447.980	5.345.981
Receita de construção	-	-	1.216.896	872.912
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	-	-	(95.839)	(97.227)
Outras receitas	-	-	11	-
	-	-	6.569.048	6.121.666
<b>Insumos adquiridos de terceiros (inclui ICMS e IPI)</b>				
Custos dos produtos e dos serviços vendidos	-	-	(3.129.356)	(2.646.074)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(66)	(53)	(341.822)	(357.945)
Subvenção CCC	-	-	(9.593)	5.932
Despesas comerciais e outras	-	-	(98.665)	(87.913)
	(66)	(53)	(3.579.436)	(3.086.000)
Valor (aplicado) adicionado bruto	(66)	(53)	2.989.612	3.035.666
Amortização e depreciação	-	-	(257.383)	(223.556)
<b>Valor (aplicado) adicionado líquido gerado pela Companhia</b>	(66)	(53)	2.732.229	2.812.110
<b>Valor adicionado recebido em transferência</b>				
Receitas financeiras	218	162	708.173	364.376
Resultado de equivalência patrimonial	509.334	580.497	10.615	20.071
Amortização do direito de concessão	-	-	(17.460)	(17.460)
	509.552	580.659	701.328	366.987
<b>Valor adicionado total a distribuir</b>	509.486	580.606	3.433.557	3.179.097
<b>Distribuição do valor adicionado</b>				
<b>Pessoal</b>				
Remuneração direta	-	-	69.754	57.468
Benefícios	-	-	26.297	21.085
FGTS	-	-	8.622	7.752
	-	-	104.673	86.305
<b>Impostos, taxas e contribuições</b>				
Federais	38	28	792.178	910.638
Estaduais	-	-	913.272	920.107
Municipais	-	-	1.051	947
	38	28	1.706.501	1.831.692
<b>Remuneração de capitais de terceiros</b>				
Juros	-	-	915.808	498.156
Aluguéis	-	-	5.532	3.924
Encargos com partes relacionada	-	-	1.664	1.678
Outros despesas financeiras	13	24	124.205	104.270
	13	24	1.047.209	608.028
<b>Remuneração de capitais próprios</b>				
Lucro retidos	415.190	430.815	509.437	580.554
Participação dos não controladores no lucro retido	94.245	149.739	65.737	72.518
	509.435	580.554	575.174	653.072
<b>Valor adicionado</b>	509.486	580.606	3.433.557	3.179.097

As notas explicativas são parte integrante das informações intermediárias individuais e consolidadas.

# Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 1 Contexto operacional

A Equatorial Energia Distribuição S.A. (“Companhia” ou “Equatorial Distribuição” ou “Controladora”), em conjunto com suas controladas, denominada “Grupo”, é uma *holding* constituída na forma de sociedade anônima de capital fechado domiciliada no Brasil, com sede na cidade de São Luís, Estado do Maranhão. A Companhia tem por objetivo a participação em outras sociedades, prioritariamente em operações de distribuição de energia elétrica. A Equatorial S.A. (antiga Equatorial Energia S.A.) é controladora da Equatorial Distribuição.

### 1.1 Entidades controladas e coligadas

A Companhia mantém investimentos conforme demonstrado a seguir:

Distribuição de energia:	Tipo de sociedade	Participação societária	Estado e área de operação	Nº de consumidores*	Nº contrato de concessão	Prazo de concessão	Término da concessão
<b>Entidades controladas:</b>							
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	Sociedade anônima aberta	Direta, 65,11%	Maranhão	2.799.050	060/2000	30 anos	10/08/2030
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	Sociedade anônima aberta	Direta, 96,50%	Pará	3.046.938	182/1998	30 anos	28/07/2028
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	Sociedade anônima fechada	Direta, 94,94%	Piauí	1.547.319	001/2018	30 anos	17/10/2048
<b>Entidade coligada:</b>							
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	Sociedade anônima fechada	Direta, 19,00%	Alagoas	1.397.625	02/2019	30 anos	18/03/2049

(\*) referente ao total de consumidores considerando os mercados cativo e livre, não auditado.

As controladas Equatorial Maranhão, Equatorial Pará e Equatorial Piauí serão mencionadas nas notas explicativas a seguir apenas como “controladas”, enquanto a Equatorial Alagoas será intitulada de “coligada”.

As políticas contábeis foram aplicadas de forma uniforme nas companhias consolidadas e são consistentes com aquelas utilizadas no exercício anterior.

Todos os ativos e passivos, resultados, receitas, despesas e fluxos de caixa do mesmo grupo, relacionados com transações entre membros do Grupo, são totalmente eliminados na consolidação.

Em 28 de março de 2025, com fundamento na Lei nº 9.074/1995 de 7 de julho de 1995, no Decreto nº 12.068/2024 de 20 de junho de 2024, e conforme o termo aditivo aprovado por meio do Despacho ANEEL nº 517/2025, as controladas diretas Equatorial Maranhão e Equatorial Pará solicitaram a prorrogação do Contrato de Concessão pelo período de 30 (trinta) anos contados de seu término com a antecipação dos efeitos da prorrogação nos termos do Art. 10 do Decreto nº 12.068/2024. A partir da data do protocolo, a ANEEL tem o prazo até o dia 28 de maio de 2025 para analisar os pedidos sob a ótica do atendimento aos indicadores de qualidade e de sustentabilidade econômico-financeira e recomendar ao Poder Concedente a prorrogação das concessões. Na sequência, o MME terá o prazo de 30 dias (até 27 de junho de 2025) para emitir o Ato de Prorrogação e convocar as distribuidoras para a assinatura do Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, o que deverá ocorrer em no máximo 60 dias, com data prevista para 26 de agosto de 2025.

# **Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado**

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

## **1.2 Reforma tributária sobre o consumo**

Em 20 de dezembro de 2023, foi promulgada a Emenda Constitucional nº 132/2023, que instituiu a reforma tributária do consumo no Brasil. A reforma substituiu os tributos PIS, COFINS, IPI, ICMS e ISS por um modelo de Imposto sobre Valor Adicionado (IVA) dual, composto pela Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS), de competência federal, e pelo Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), de competência estadual e municipal.

Em 16 de janeiro de 2025, foi publicada a Lei Complementar nº 214/2025, estabelecendo as diretrizes iniciais para a implementação da reforma tributária. No entanto, aspectos operacionais e detalhes específicos ainda dependem de regulamentação complementar.

Dessa forma, até 31 de março de 2025, não há impactos da reforma tributária nas informações intermediárias da Companhia. A administração segue acompanhando a evolução da regulamentação e avaliará os efeitos à medida que novas definições forem estabelecidas.

## **2 Base de preparação e apresentação das informações intermediárias individuais e consolidadas**

### **2.1 Declaração de conformidade**

As informações intermediárias individuais e consolidadas foram preparadas e estão sendo apresentadas de acordo com o CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária (práticas contábeis adotadas no Brasil) e devem ser lidas em conjunto com as últimas demonstrações contábeis anuais do exercício findo em 31 de dezembro de 2024, divulgadas em 26 de março de 2025. As informações intermediárias individuais e consolidadas estão apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovadas pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC).

As informações intermediárias individuais e consolidadas apresentam as principais variações no período, evitando a repetição de determinadas notas às demonstrações contábeis anuais divulgadas em 26 de março de 2025, e estão sendo apresentadas na mesma base de agrupamentos e ordem de quadros e notas explicativas, se comparadas com as demonstrações contábeis anuais.

As controladas da Companhia também se utilizam das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro (MCSE) e das normas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

A Administração avaliou a capacidade da Companhia em continuar operando normalmente e concluiu que possui recursos para dar continuidade aos seus negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração da Companhia não tem conhecimento de nenhuma incerteza que possa gerar dúvidas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, estas informações intermediárias foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

Adicionalmente, a Companhia e suas controladas consideraram as orientações emanadas da Orientação Técnica OCPC 07, emitida pelo CPC em novembro de 2014, na preparação das suas informações intermediárias individuais e consolidadas. Desta forma, as informações relevantes próprias das informações intermediárias individuais e consolidadas estão sendo evidenciadas, e correspondem às utilizadas pela Administração na sua gestão.

## **Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado**

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

A emissão das informações intermediárias individuais e consolidadas foi autorizada pela Administração da Companhia em 14 de maio de 2025.

### **2.2 Base de mensuração**

As informações intermediárias individuais e consolidadas da Companhia foram preparadas com base no custo histórico e ajustadas para refletir (i) o valor justo de instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos; e (ii) por meio de resultado e outros resultados abrangentes, quando requerido nas normas.

### **2.3 Moeda funcional, moeda de apresentação e transações em moeda estrangeira**

As informações intermediárias individuais e consolidadas são apresentadas em Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia e de suas controladas. Todos os saldos apresentados foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma. As transações em moeda estrangeira são convertidas para a moeda funcional da Companhia e de suas controladas pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data do balanço são convertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio naquela data. As diferenças de moedas estrangeiras resultantes da conversão são reconhecidas no resultado, com exceção de itens monetários designados como parte de um *hedge* de investimento líquido, sendo essas diferenças reconhecidas diretamente em outros resultados abrangentes até o momento da alienação do investimento líquido, quando são reconhecidas na demonstração do resultado.

## **3 Políticas contábeis materiais e estimativas críticas**

As políticas contábeis materiais, descritas abaixo, são aquelas importantes para demonstrar a condição financeira e os resultados da Companhia e foram aplicadas de maneira consistente com aquelas adotadas e divulgadas nas demonstrações contábeis anuais da Companhia, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024 e devem ser lidas em conjunto.

### **3.1 Principais mudanças nas políticas contábeis**

Os principais normativos alterados, emitidos ou em discussão pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) que são aderentes e potencialmente relevantes ao contexto operacional e financeiro da Companhia são os seguintes:

#### **3.1.1 Alterações em pronunciamentos contábeis com vigência a partir de 2025:**

Diversas normas novas ou alteradas tornaram-se aplicáveis a partir do início do período de relatório atual. A Companhia avaliou essas alterações e normativos e não identificou impactos significativos em suas informações contábeis intermediárias e assim não precisou alterar suas políticas contábeis nem fazer ajustes retrospectivos em decorrência da adoção dessas normas novas ou alteradas.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 3.1.2 Alterações em pronunciamentos contábeis com vigência a partir de 2026:

Norma	Descrição da alteração	Vigência
CPC 48 / IFRS 9 e CPC 40 (R1) / IFRS 7: Classificação e mensuração de instrumentos financeiros	Estabelecem requerimentos relativos a: (i) liquidação de passivos financeiros por meio de sistema de pagamento eletrônico; (ii) avaliação das características contratuais do fluxo de caixa dos ativos financeiros, incluindo aqueles com características ambientais, sociais e de governança (ASG ou ESG); e (iii) alterações específicas na norma para abranger os contratos de eletricidade relacionada à natureza (fontes eólicas e solares).	01/01/2026
Pronunciamento Técnico CBPS nº 01 (IFRS S1): Divulgação de Informações Financeiras Relacionadas à Sustentabilidade  Pronunciamento Técnico CBPS nº 02 (IFRS S2): Divulgação de Informações Climáticas	Os novos pronunciamentos abordam os requisitos e as diretrizes relacionados à sustentabilidade corporativa, alinhando-se aos padrões internacionais estabelecidos pelo IFRS S1 e IFRS S2. Essas normas visam promover maior transparência e padronização na divulgação de informações ambientais, sociais e de governança (ESG), bem como os impactos financeiros relacionados ao clima.	01/01/2026
IFRS 18: Apresentação e divulgação das Demonstrações Contábeis	A IFRS 18 introduz três categorias definidas para receitas e despesas - operacionais, de investimento e de financiamento - para melhorar a estrutura da demonstração de resultados e exige que todas as entidades forneçam novos subtotais definidos, incluindo o lucro operacional. A estrutura melhorada e os novos subtotais darão aos investidores um ponto de partida consistente para analisar o desempenho das companhias. A IFRS 18 também exige que as companhias divulguem explicações sobre as medidas específicas que estão relacionadas com a demonstração dos resultados, referidas como medidas de desempenho definidas pela Administração. Os novos requisitos irão melhorar a disciplina e a transparência das medidas de desempenho definidas pela Administração e provavelmente torná-las sujeitas a auditoria.  A IFRS 18 substituirá a IAS 1/ CPC 26: Apresentação das Demonstrações Contábeis.	01/01/2027
CPC 18 (R3) / IAS 28 e CPC 36 (R3) / IFRS 10: Investimento em Coligada e em Empreendimento Controlado em Conjunto Correlação às Normas Internacionais de Contabilidade	O CPC incorporou ao texto de alguns de seus dispositivos o endereçamento da utilização do Método da Equivalência Patrimonial (MEP) para mensuração de investimentos em entidades controladas nas demonstrações individuais. A utilização do MEP para mensuração desses investimentos está determinada pela Lei 6.404/76, e, por ter relação com as demonstrações individuais, não encontrava correspondência nas normas emitidas pelo IASB.	Sem data definida
IFRS 19: Subsidiárias sem Responsabilidade Pública: Divulgações	Permite que entidades elegíveis optem por aplicar seus requisitos de divulgação reduzidos enquanto ainda aplicam os requisitos de reconhecimento, mensuração e apresentação em outros padrões contábeis IFRS.	01/01/2027

A Companhia está em processo de análise dos impactos dos pronunciamentos acima e decidiu não adotar antecipadamente nenhuma outra norma, interpretação ou alteração que tenham sido emitidas, mas ainda não estejam vigentes.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 4 Caixa e equivalentes de caixa

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
<b>Caixa e depósitos bancários à vista</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>81.949</b>	99.084
<b>Equivalentes de caixa (a)</b>				
<b>Investimentos</b>				
Certificado de depósito bancário – CDB	143	139	330.394	314.060
Operações compromissadas (b)	-	-	-	1.053.179
<b>Fundo de investimento</b>				
Cotas de fundos de investimentos	-	-	105.744	128.550
Operações compromissadas	-	-	30.249	59.939
<b>Fundo de investimento aberto</b>	-	-	13.662	13.287
<b>Subtotal de equivalentes de caixa</b>	<b>143</b>	139	<b>480.049</b>	1.569.015
<b>Total</b>	<b>146</b>	144	<b>561.998</b>	1.668.099

- (a) Os equivalentes de caixa se referem a CDB - Certificados de Depósitos Bancários, Operações Compromissadas e outros ativos de alta liquidez e com baixo risco de crédito. Tais aplicações estão disponíveis para utilização nas operações da Companhia, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor. Portanto, são ativos financeiros com liquidez imediata classificados como equivalentes de caixa, conforme CPC 03 (R2) – Demonstrações de Fluxo de Caixa; e
- (b) A variação no período decorre das movimentações, conforme demonstrado na nota explicativa nº 14.2 – Movimentação de empréstimos e financiamentos e 15.1 – Movimentação das debêntures.

A carteira da Companhia e de suas controladas é remunerada pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) e a rentabilidade média ponderada da carteira no período findo em 31 de março de 2025 equivale a 100,80% do CDI (97,97% do CDI em 31 de dezembro de 2024).

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 5 Aplicações financeiras

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
<b>Circulante</b>				
<b>Fundos de investimentos</b>				
Cotas de fundos de investimento (a)	5.854	6.358	2.570.660	2.888.723
Cotas de fundos de investimento FIDC (b)	-	-	88.909	90.888
Títulos públicos	-	-	151.761	232.709
Letra financeira	-	-	59.746	68.449
<b>Fundo de investimento aberto</b>	-	-	1.043.024	1.192.639
<b>Recursos vinculados (c)</b>	-	-	104.947	119.334
<b>Total circulante</b>	<b>5.854</b>	<b>6.358</b>	<b>4.019.047</b>	<b>4.592.742</b>
<b>Não circulante</b>				
Recursos vinculados (c)	-	-	22.605	21.863
<b>Total não circulante</b>	-	-	<b>22.605</b>	<b>21.863</b>
<b>Total</b>	<b>5.854</b>	<b>6.358</b>	<b>4.041.652</b>	<b>4.614.605</b>

- (a) Os fundos de investimentos representam operações de baixo risco em instituições financeiras de primeira linha e são compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, tais como: títulos de renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, debêntures, CDBs, de acordo com a norma de investimento da Companhia. Adicionalmente, a carteira de aplicações contém fundos, que são investimentos em cotas (FIC), administrados por instituições financeiras responsáveis por alocar os recursos em cotas de diversos fundos abertos. Logo, a Companhia não possui gestão e controle direto, tampouco participação relevante nesses fundos abertos (limite máximo de 10% do Patrimônio Líquido) conforme CPC 36 (R3) – Demonstrações Consolidadas;
- (b) Fundo de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC), sendo parte de seus recursos utilizados na operação de antecipação de títulos a pagar a fornecedores do Grupo Equatorial, conforme descrito na nota explicativa nº 13.1 – Fornecedores – Risco sacado; e
- (c) Referem-se às aplicações restritas a garantias de empréstimos e financiamentos, aplicados em títulos públicos e fundos lastreados em títulos públicos, cuja classificação entre circulante e não circulante é definida de acordo com o prazo de utilização do recurso.

A carteira da Companhia e de suas controladas é remunerada pela variação do CDI e a rentabilidade média ponderada da carteira, no período findo em 31 de março de 2025, equivale a 101,73% do CDI (98,75% do CDI em 31 de dezembro de 2024).

# Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 6 Contas a receber de clientes (Consolidado)

### 6.1 Composição dos saldos

	31/03/2025				31/12/2024			
	A vencer	Vencidos		Total	A vencer	Vencidos		Total
		Até 90 dias	Mais de 90 dias			Até 90 dias	Mais de 90 dias	
Residencial	349.730	551.583	1.489.482	2.390.795	480.145	641.925	1.428.335	2.550.405
Industrial	88.011	13.440	40.494	141.945	97.398	11.780	40.867	150.045
Comercial	185.168	52.400	150.159	387.727	217.471	62.499	148.935	428.905
Rural	49.135	54.078	286.282	389.495	61.088	68.019	259.217	388.324
Poder público	128.423	42.425	68.647	239.495	139.716	60.240	62.799	262.755
Iluminação pública	15.985	3.389	21.109	40.483	18.997	7.780	19.701	46.478
Serviço público	55.070	56.452	59.612	171.134	61.002	39.122	49.839	149.963
<b>Contas a receber de consumidores faturados</b>	<b>871.522</b>	<b>773.767</b>	<b>2.115.785</b>	<b>3.761.074</b>	<b>1.075.817</b>	<b>891.365</b>	<b>2.009.693</b>	<b>3.976.875</b>
Residencial	474.108	48.060	671.484	1.193.652	499.897	48.903	673.405	1.222.205
Industrial	13.842	1.589	17.209	32.640	15.477	1.439	17.785	34.701
Comercial	37.177	4.125	71.175	112.477	40.130	4.997	72.167	117.294
Rural	33.755	4.406	43.153	81.314	34.610	4.101	43.059	81.770
Poder público	167.410	4.614	20.317	192.341	164.675	5.406	21.441	191.522
Iluminação pública	53.590	847	2.785	57.222	54.395	1.136	2.810	58.341
Serviço público	144.072	15.285	8.503	167.860	155.249	2.363	8.710	166.322
<b>Parcelamentos (a)</b>	<b>923.954</b>	<b>78.926</b>	<b>834.626</b>	<b>1.837.506</b>	<b>964.433</b>	<b>68.345</b>	<b>839.377</b>	<b>1.872.155</b>
<b>Contas a receber de consumidores não faturados (b)</b>	<b>458.113</b>	-	-	<b>458.113</b>	518.862	-	-	518.862
<b>Baixa renda (c)</b>	<b>175.177</b>	-	-	<b>175.177</b>	185.699	-	-	185.699
<b>Outras</b>	<b>221.277</b>	-	-	<b>221.277</b>	224.703	-	-	224.703
<b>Subtotal bruto</b>	<b>2.650.043</b>	<b>852.693</b>	<b>2.950.411</b>	<b>6.453.147</b>	<b>2.969.514</b>	<b>959.710</b>	<b>2.849.070</b>	<b>6.778.294</b>
(-) PECLD	(287.769)	(145.594)	(1.898.038)	(2.331.401)	(304.530)	(150.221)	(1.845.528)	(2.300.279)
<b>Total contas a receber de clientes</b>	<b>2.362.274</b>	<b>707.099</b>	<b>1.052.373</b>	<b>4.121.746</b>	<b>2.664.984</b>	<b>809.489</b>	<b>1.003.542</b>	<b>4.478.015</b>
Circulante				3.702.408				4.033.641
Não circulante				419.338				444.374

- (a) Os parcelamentos são referentes às renegociações de faturas em atraso e possuem juros de até 1% a.m. Os valores apresentados do contas a receber referentes aos parcelamentos estão líquidos do ajuste a valor presente no montante de R\$ 125.808 em 31 de março de 2025 (R\$ 127.993 em 31 de dezembro de 2024), em contrapartida ao resultado financeiro;
- (b) Corresponde à energia elétrica distribuída, mas não faturada para os consumidores e o seu faturamento é efetuado tomando como base os ciclos de leitura, sendo em alguns casos encerrados após o período de fechamento contábil; e
- (c) O Governo Federal, por meio das Leis nº 12.212 e 10.438, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda.

### 6.2 Perdas estimadas em crédito de liquidação duvidosa

	31/12/2024	Provisões/ Reversões (b)	Baixas (c)	31/03/2025
	Contas a receber de consumidores faturados	(1.285.980)	(64.122)	30.440
Parcelamentos	(918.220)	(30.452)	33.123	(915.549)
Contas a receber de consumidores não faturados	(20.572)	2.300	-	(18.272)
Outras (a)	(75.507)	(4.394)	1.983	(77.918)
<b>Total</b>	<b>(2.300.279)</b>	<b>(96.668)</b>	<b>65.546</b>	<b>(2.331.401)</b>

- (a) A rubrica de outras perdas estimadas é composta, principalmente, por: multas sobre o consumo irregular, auto religação e inadimplência, conforme previsto na Resolução ANEEL nº 456 de 29 de novembro de 2000;
- (b) A movimentação líquida do período, gerou uma provisão, no montante de R\$ 96.668, com impacto no resultado operacional e financeiro de R\$ 95.738 e R\$ 930, respectivamente, conforme notas explicativas nº 21 – Custos do serviço e despesas operacionais e nº 22 – Resultado financeiro; e
- (c) Referente à baixa da PECLD de títulos que foram efetivamente baixados do contas a receber.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas

Período findo em 31 de março de 2025

(Valores expressos em milhares de reais)

### 7 Valores a receber (devolver) da parcela A e outros itens financeiros (Consolidado)

	31/12/2024	Constituição	Amortização	Atualização	Constituições com efeito caixa	31/03/2025
<b>Parcela A</b>						
CDE – Conta de desenvolvimento energético	(50.259)	(19.112)	(13.841)	(784)	-	(83.996)
PROINFA – Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica	(5.045)	12.644	1.690	171	-	9.460
Rede básica	86.325	26.769	(24.403)	2.573	-	91.264
Compra de energia CVA (a)	(144.683)	(62.976)	66.249	(7.511)	-	(148.921)
ESS - Encargos do serviço do sistema (b)	209.127	24.306	(49.541)	3.604	-	187.496
	95.465	(18.369)	(19.846)	(1.947)	-	55.303
<b>Itens financeiros</b>						
Sobrecontratação de energia (c)	(52.919)	64.547	12.788	(512)	-	23.904
Neutralidade	(132.456)	13.412	27.260	(1.502)	-	(93.286)
Ultrapassagem de demanda e reativo excedente (e)	(268.613)	(18.656)	9.652	(7.392)	-	(285.009)
Risco hidrológico (d)	(379.485)	-	20.101	(6.261)	-	(365.645)
Compensação créditos PIS/COFINS	83.574	-	(22.524)	1.042	-	62.092
CDE Modicidade Tarifária – Empréstimo	(53.405)	-	17.201	(1.415)	-	(37.619)
Outros (f)	(44.054)	(2.427)	32.980	2.359	(2.984)	(14.126)
	(847.358)	56.876	97.458	(13.681)	(2.984)	(709.689)
<b>Total</b>	(751.893)	38.507	77.612	(15.628)	(2.984)	(654.386)
<b>Circulante</b>						
Valores a receber	-					-
Valores a devolver	(442.427)					(369.094)
<b>Efeito líquido ativo (passivo)</b>	(442.427)					(369.094)
<b>Não circulante</b>						
Valores a receber	2.325					-
Valores a devolver	(311.791)					(285.292)
<b>Efeito líquido ativo (passivo)</b>	(309.466)					(285.292)
<b>Efeito líquido total</b>	(751.893)					(654.386)

# Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

- (a) O saldo da CVA de energia teve como movimentação: (i) constituições negativas referente aos custos com os contratos de Energia Leilão que realizaram menor em relação a cobertura tarifária, gerando uma CVA passiva no período de R\$ 145.766 (ii) constituições positivas dos custos com efeito disponibilidade, risco hidrológico e exposição financeira repassados às distribuidoras para atendimento do mercado, gerando uma CVA ativa no período de R\$ 82.790, resultando em movimento de constituição negativa no período de R\$ 62.976 ; (iii) o impacto positivo da amortização no período foi de R\$ 66.249;
- (b) ESS está relacionado ao pagamento de usinas térmicas despachadas e que operam com o preço de compra acima do PLD (preço de liquidação das diferenças). A medida de despachar essas térmicas é tomada pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) para garantir a segurança energética do sistema. Em resumo, o valor de previsão do ESS concedido pela ANEEL nos processos tarifários foi superior aos custos efetivamente pagos. Com isso, até o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, a conta de Encargos de Serviços de Sistema (ESS) resultou em uma constituição passiva de R\$ 127.902. O impacto da amortização negativa do componente financeiro desse item para esse período foi de R\$ 49.541;
- (c) A constituição do saldo positivo de R\$ 64.547 deve-se à venda no mercado de curto prazo a um PLD (preço Mercado de Curto Prazo da CCEE) médio inferior ao preço médio de compra de energia da distribuidora. O impacto da amortização positiva no período foi de R\$ 12.788;
- (d) Reconhecimento antecipado dos custos de compra de energia elétrica associados aos riscos hidrológicos, conforme previsto no PRORET submódulo 4.4 – demais componentes financeiros, item 5.11. A previsão de risco hidrológico definida no processo tarifário será revertida no processo tarifário subsequente, devidamente atualizada. Em 31 de março de 2025 o impacto da amortização positiva do componente financeiro para esse período foi positivo de R\$ 20.101;
- (e) Ao longo do período, identificou-se um aumento de R\$ 16.396 na rubrica de ultrapassagem de demanda e consumo de energia reativa excedente, refletindo a efetiva gestão de demanda e a alocação de consumo dentro dos parâmetros estipulados. A amortização positiva registrada em R\$ 9.652, corresponde aos custos efetivamente incorridos e reconhecidos no período em questão para atender à demanda e ao consumo além dos limites contratados. Essas movimentações são contabilizadas em conformidade com as diretrizes do PRORET e têm impacto direto no cálculo dos Reajustes Tarifários Periódicos; e
- (f) O saldo total de amortização de outros foi afetado principalmente pela amortização da Quitação da Conta COVID/ESCASSEZ, pela Neutralidade COVID, pela Reversão de Créditos Associados a REN 1.000, pelos demais itens somados que incluem financeiros como Encargos Escassez Hídrica, Garantias Financeiras, Financeiro de transmissão, Financeiros de Recalculo, CUSD entre outros.

Anualmente, a ANEEL apura os novos índices do reajuste tarifário (RTA) das controladas diretas da Companhia, adequando suas despesas da Parcela A (custos não gerenciáveis, como compra de energia, encargos setoriais, encargos de transmissão) e, periodicamente, quando há revisão tarifária periódica (RTP) também é feito o reposicionamento da Parcela B (custos gerenciáveis).

Abaixo segue resumo, por controlada, do resultado de RTA vigente:

Controlada	Classificação	Aplicação	Resolução Homologatória	Efeito
<b>Controlada</b>				
Equatorial Maranhão	RTA	28/08/2024	3.376/2024	(1,22%)
Equatorial Pará	RTA	13/08/2024	DSP 2.335/2024	(3,23%)
Equatorial Piauí	RTA	02/12/2024	3.414/2024	(4,28%)

No período findo em 31 de março de 2025, as controladas Equatorial Maranhão, Equatorial Pará e Equatorial Piauí auferiram receita no montante de R\$ 12.512 de bandeira tarifária, sendo que o valor de R\$ 205 foi obtido por meio de bandeira tarifária via faturamento junto aos clientes, e R\$ 12.307 foram repassados para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT. A bandeira tarifária foi criada por meio do Decreto nº 8.401/2015 e administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

## 8 Partes relacionadas

Em 31 de março 2025 e 31 de dezembro de 2024, a Companhia e suas controladas possuem transações com partes relacionadas, principalmente dos contratos de compartilhamentos, dividendos, entre outros, com as empresas descritas abaixo:

	Notas	Controladora			
		31/03/2025	31/12/2024	31/03/2024	
		Ativo (passivo)	Efeito no resultado receita (Despesa)	Ativo (passivo)	Efeito no resultado receita (Despesa)
<b>Dividendos a receber</b>					
<b>Entidade é controlada direta</b>					
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(p)	85.277	-	85.277	-
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	(p)	348.878	-	348.878	-
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(p)	66.063	-	66.063	-
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(p)	11.938	-	11.938	-
<b>Total</b>		<b>512.156</b>		<b>512.156</b>	

# Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

		31/03/2025		31/12/2024		31/03/2024	
		Ativo (passivo)	Efeito no resultado receita (Despesa)	Ativo (passivo)	Efeito no resultado receita (Despesa)	Ativo (passivo)	Efeito no resultado receita (Despesa)
<b>Dividendos a pagar</b>							
<b>Controladora</b>							
Equatorial S.A.		(7.429)	-	(7.429)	-		
<b>Outros</b>							
Itaú Unibanco		(479.719)	-	(479.719)	-		
<b>Total</b>		<b>(487.148)</b>	<b>-</b>	<b>(487.148)</b>	<b>-</b>		
<b>Consolidado</b>							
		31/03/2025		31/12/2024		31/03/2024	
<b>Notas</b>		<b>Ativo (Passivo)</b>	<b>Efeito no resultado receita (despesa)</b>	<b>Ativo (Passivo)</b>	<b>Efeito no resultado receita (despesa)</b>		
<b>Contas a receber</b>							
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>							
Associação para Assinatura de Energia		(a) 587	-	869	-		
E-Nova Geração Distribuída S.A.		(a) 123	142	-	-		
		<b>710</b>	<b>142</b>	<b>869</b>			
<b>Outros Créditos a receber - (bens materiais)</b>							
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>							
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.		(b) 178	-	-	-		
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.		(b) 731	-	731	-		
Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA		(b) 546	-	591	-		
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D		(b) 250	-	427	-		
E-Nova Geração Distribuída S.A.		(o) 84	71	214	51		
		<b>1.789</b>	<b>71</b>	<b>1.963</b>	<b>51</b>		
<b>Outras contas a receber</b>							
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>							
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.		(c) 22.354	21.336	16.736	-		
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.		(c) 6.988	5.692	5.596	4.369		
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D		(c) 7.860	7.860	6.390	7.004		
Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA		(c) 2.145	2.145	1.445	1.157		
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.		(c) 71	72	84	90		
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.		(c) 67	67	79	90		
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.		(c) 102	101	95	133		
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.		(c) 244	244	403	220		
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.		(c) 78	77	87	99		
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.		(c) 84	84	86	111		
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.		(c) -	-	-	115		
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.		(c) 136	135	172	166		
Equatorial Serviços S.A.		(c) 2.072	-	2.072	-		
<b>Total</b>		<b>42.201</b>	<b>37.813</b>	<b>33.245</b>	<b>13.554</b>		
<b>Fornecedores</b>							
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>							
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.		(b) (34)	-	(80)	-		
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D		(b) (2.463)	-	(1.983)	-		
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.		(b) (36)	-	(36)	-		
Equatorial Serviços S.A.		(e) (15.436)	(15.290)	(25.435)	(22.800)		
Equatorial Telecomunicações S.A.		(f) (12.902)	(13.079)	(2.825)	(5.279)		
E-Nova Geração Distribuída S.A.		(g) -	(409)	(421)	(155)		
Instituto Equatorial		(h) -	-	(1.293)	-		
Equatorial Transmissão S.A.		(i) -	-	-	-		
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.		(i) (329)	(603)	(314)	(853)		
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.		(i) (293)	(537)	(280)	(774)		
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.		(i) (430)	(788)	(409)	(1.147)		
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.		(i) (878)	(1.406)	(850)	(2.021)		
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.		(i) (356)	(654)	(217)	(939)		
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.		(i) (443)	(743)	(422)	(1.164)		
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.		(i) -	-	-	(7.574)		
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.		(i) (2.094)	(6.814)	(2.183)	(7.048)		
Instituto de Ciência e Tecnologia Grupo Equatorial (ICT)		(h) (936)	-	-	-		
<b>Total</b>		<b>(36.630)</b>	<b>(40.323)</b>	<b>(36.748)</b>	<b>(49.754)</b>		
<b>Consolidado</b>							
		31/03/2025		31/12/2024		31/03/2024	
<b>Notas</b>		<b>Ativo (Passivo)</b>	<b>Efeito no resultado receita (despesa)</b>	<b>Ativo (Passivo)</b>	<b>Efeito no resultado receita (despesa)</b>		
<b>Outras contas a pagar</b>							
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>							
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.		(c) (9.783)	(9.783)	(15.164)	-		
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.		(c) (3.758)	(3.758)	(5.830)	(3.575)		
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D		(c) (3.500)	(3.500)	(6.236)	(2.853)		
Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA		(c) (1.311)	(1.311)	(1.417)	(759)		
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.		(c) (4)	(4)	(46)	(18)		
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.		(c) (35)	(35)	(68)	(47)		
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.		(c) (6)	(6)	(34)	(6)		
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.		(c) (742)	(742)	(693)	(708)		
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.		(c) (5)	(5)	(42)	(18)		
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.		(c) (5)	(5)	(24)	(6)		
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.		(c) -	-	-	(37)		
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.		(c) (8)	(8)	(108)	(31)		
<b>Controladora direta</b>							
Equatorial S.A.		(j) (28.183)	(13.479)	(18.378)	(14.694)		
<b>Entidade é plano de benefício pós-emprego</b>							
Equatorial Energia Fundação de Previdência		(d) -	(1.499)	-	-		
<b>Total</b>		<b>(47.340)</b>	<b>(34.135)</b>	<b>(48.040)</b>	<b>(22.752)</b>		

# Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

	31/03/2025		31/12/2024	
	Ativo	Passivo	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado receita (despesa)
<b>Valores a pagar de acordo com recuperação judicial</b>				
<b>Controladora direta</b>				
Equatorial S.A.	(139.459)	(2.349)	(138.114)	(123)
<b>Outros tipos de partes relacionadas</b>				
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	(610.927)	(13.319)	(597.608)	(12.830)
<b>Total</b>	<b>(750.386)</b>	<b>(15.668)</b>	<b>(735.722)</b>	<b>(12.953)</b>
<b>Dividendos a receber</b>				
<b>Entidade coligada</b>				
Equatorial Distribuidora de Energia do Alagoas S.A.	11.938	-	11.938	-
<b>Total</b>	<b>11.938</b>	<b>-</b>	<b>11.938</b>	<b>-</b>
<b>Dividendos a pagar</b>				
<b>Controladora direta</b>				
Equatorial S.A.	(7.429)	-	(7.429)	-
<b>Outras partes relacionadas</b>				
Eletrobras	(47.337)	-	(47.337)	-
<b>Outros</b>				
Itaú Unibanco	(479.719)	-	(479.719)	-
Outros	(17.813)	-	(17.866)	-
<b>Total</b>	<b>(552.298)</b>	<b>-</b>	<b>(552.351)</b>	<b>-</b>
<b>Investimentos em serviço – (bens em comodato)</b>				
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>				
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	662	(662)	662	(662)
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D	110	(110)	112	(112)
Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA	274	(274)	251	(251)
<b>Total</b>	<b>1.046</b>	<b>(1.046)</b>	<b>1.025</b>	<b>(1.025)</b>

- (a) Os valores com a E-nova e Associação são provenientes do contrato de uso da rede de energia;
- (b) O valor é proveniente de compra e venda de materiais entre as companhias;
- (c) Refere-se ao contrato de compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura administrativa cujo reembolso resulta do compartilhamento das despesas condominial, de informática e telecomunicações e, de despesas de recursos humanos, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo nº 12 do módulo V da Resolução Normativa da ANEEL nº 948/2021. De acordo com a Nota Técnica nº 182/2022–SFF/ANEEL, processo nº 48500.007194/2022-83;
- (d) Os valores com a EQTPREV são provenientes das contribuições da patrocinadora das controladas da Companhia com sua Fundação de Previdência Complementar;
- (e) Os valores com a Equatorial Serviços S.A. são provenientes do contrato de *call center*, administrativos e despesas incorridas, com prazo de duração indeterminados;
- (f) A contratação de serviço é proveniente de serviços de telefonia, integração de telecomunicações de internet que usa os serviços de fibra ótica, serviços de recursos humanos, administrativos e despesas incorridas, durante tempo indeterminado;
- (g) Os valores com a E-Nova Geração Distribuída S.A. são provenientes da compra de material para custeio;
- (h) Os valores com o Instituto Equatorial referem-se a projetos de P&D e PEE, de gestão corporativa.
- (i) Valores referem-se a serviços prestados pelas transmissoras de energia, do mesmo grupo econômico das controladas da Companhia, por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST);
- (j) Em 16 de setembro de 2022, foi assinado Instrumento Particular de Remuneração pela Prestação de Garantia Corporativa (fiança/aval), entre as controladas da Companhia, (Contratante) e a (Contratada) Equatorial S.A., com o objetivo de remunerar as garantias prestadas sob forma de fiança/aval em contratos. A prestação da garantia, terá uma remuneração equivalente a 1% (um por cento) ao ano, pro rata, incidente sobre o saldo devedor do título ou contrato garantido;
- (k) Em 1º de dezembro de 2014, o Juiz da 13ª Vara Civil de Belém decretou, com fundamento no que dispõe os arts. 61 e 63 da Lei nº 11.102/05, após manifestação do Administrador Judicial e do Ministério Público, como encerrada a recuperação judicial da Companhia. Essas obrigações só se encerram com seu cumprimento integral, a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, é detentora de créditos homologados no valor de R\$ 423.463, que serão quitado da seguinte forma: (i) carência para pagamento de principal e juros até agosto de 2019, com juros capitalizados; (ii) juros de 6% a.a. e pagos semestralmente a partir do último dia de setembro de 2019, e incidentes sobre o valor do saldo do principal; e (iii) pagamento do principal: (iii.a) de março de 2027 a setembro de 2030, inclusive, amortizações correspondentes a 5% a.a. do principal em parcelas semestrais; (iii.b) de março de 2031 a setembro de 2033, inclusive, amortizações correspondentes a 10% a.a. do principal ao ano, em parcelas semestrais; (iii.c) em setembro de 2034, o saldo de 50% (cinquenta por cento) do principal;
- (l) Valores provenientes da aquisição dos créditos constantes no Plano de Recuperação Judicial da controlada Equatorial Pará;
- (m) Relação de ativos cedidos em comodato no período findo de 30 de junho de 2022, da Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A., para a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, e de forma não onerosa pelo prazo de 24 (vinte e quatro) meses conforme descrito no Termo de Comodato, podendo sua devolução acontecer antes a critério das partes;
- (n) Relação de ativos cedidos em comodato no exercício de 2022, da controlada Equatorial Maranhão Distribuição de Energia S.A para a Companhia de Eletricidade do Amapá de forma não onerosa pelo prazo de 06 (seis) meses e 24 (vinte e quatro) meses e da controlada Equatorial Pará Distribuição de Energia S.A para a Companhia de Eletricidade do Amapá em caráter emergencial e de forma não onerosa pelo prazo de 06 (seis) meses, conforme descrito nos respectivos Termos de Comodato, podendo suas devoluções acontecerem antes a critério das partes;
- (o) Saldos referentes ao contrato de arrendamento de terrenos, no qual as controladas da Companhia atuam como arrendadoras e a E-Nova como arrendatária; e
- (p) Referente aos dividendos a receber do exercício de 2024 das controladas diretas e coligada da Companhia.

Além das operações apresentadas acima, as controladas da Companhia possuem transações, entre si, referentes a compartilhamentos de despesas e arrendamentos, compra e venda de bens e materiais *intercompany*, bens cedidos em comodato, prestação de serviços de telecomunicações e de uso do sistema de transmissão, entre outros, cujos saldos patrimoniais e de resultado, são eliminados de forma integral, nas informações intermediárias consolidadas.

## **Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado**

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### **8.1 Remuneração de pessoal-chave da Administração**

O pessoal-chave da Administração inclui o Presidente e os Diretores. Conforme Assembleia Geral Ordinária, de 26 de março de 2025, foi estabelecida não fixação da remuneração.

Os diretores da Companhia não mantêm nenhuma operação de empréstimos, adiantamentos e outros com a Companhia e suas controladas.

Em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024, a Companhia e suas controladas não possuem remuneração na categoria de benefícios de rescisão de contrato de trabalho para suas pessoas chave da Administração.

Os benefícios pós-empregos das controladas estão apresentados na nota explicativa nº 23 – Benefício pós emprego e referem-se aos planos de benefícios de aposentadoria e pensão com o objetivo de complementar e suplementar os benefícios pagos pelo sistema oficial da previdência social.

Os diretores executivos das controladas possuem o benefício de planos de opção de compra de ações. As datas de vencimento e os preços de exercício das opções de compra de ações pelos diretores executivos e detalhes adicionais do plano estão apresentados na nota explicativa nº 19.2 – Planos de opção de compra de ações.

### **8.2 Garantias**

A Equatorial S.A., controladora da Equatorial Energia Distribuição S.A., presta garantia como avalista ou fiadora das controladas indiretas Equatorial Maranhão, Equatorial Pará e Equatorial Piauí, nas apólices de seguros sem ônus e com ônus (remuneração dos avalistas em 1% a.a. sobre o saldo devedor) nos contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 9 Investimentos

As principais informações sobre os investimentos nas controladas e coligadas estão conforme a seguir demonstradas:

	Participação	Controladora		Consolidado	
		31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
<b>Avaliados por equivalência patrimonial</b>					
<b>Controladas</b>					
Equatorial Maranhão	65,11%	2.858.050	2.768.759	-	-
Equatorial Pará	96,50%	5.065.554	4.682.590	-	-
Equatorial Piauí	94,94%	2.486.570	2.409.144	-	-
		<u>10.410.174</u>	<u>9.860.493</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
<b>Coligada</b>					
Equatorial Alagoas	19,00%	469.400	457.376	469.400	457.376
<b>Subtotal</b>		<u>10.879.574</u>	<u>10.317.869</u>	<u>469.400</u>	<u>457.376</u>
Outros investimentos (a)			-	7.476	7.857
<b>Total</b>		<u>10.879.574</u>	<u>10.317.869</u>	<u>476.876</u>	<u>465.233</u>

(a) O saldo refere-se a investimentos das controladas da Companhia.

#### 9.1 Movimentação dos investimentos em controladas e coligada

Controladas	31/12/2024	Resultado da equivalência patrimonial	Outros resultados abrangentes	Stock Options	Matching Shares	31/03/2025
Equatorial Maranhão (a)	2.768.759	88.663	72	201	355	2.858.050
Equatorial Pará	4.682.590	379.114	3.263	268	319	5.065.554
Equatorial Piauí (a)	2.409.144	30.942	46.151	121	212	2.486.570
<b>Subtotal</b>	<u>9.860.493</u>	<u>498.719</u>	<u>49.486</u>	<u>590</u>	<u>886</u>	<u>10.410.174</u>
<b>Coligada</b>						
Equatorial Alagoas	457.376	10.615	1.289	75	45	469.400
<b>Total controladas e coligadas</b>	<u>10.317.869</u>	<u>509.334</u>	<u>50.775</u>	<u>665</u>	<u>931</u>	<u>10.879.574</u>

(a) Os saldos estão líquidos da amortização do direito da concessão, demonstrados na nota explicativa nº 9.3 – Conciliação dos investimentos.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 9.2 Informações das controladas - Controladora

A Companhia apresenta abaixo a posição de suas controladas individualmente:

	Participação societária	Balanco patrimonial 31/03/2025					Resultado em 31/03/2025					
		Circulante		Não circulante			Receita líquida	Lucro bruto	Receitas/despesas operacionais	Resultado financeiro líquido	Imp. Renda contribuição social	Resultado Líquido do período
		Ativo	Passivo	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido						
Equatorial Maranhão S.A.	65,11%	2.819.338	2.009.419	8.177.845	4.756.688	4.231.076	1.532.262	464.831	(194.352)	(92.997)	(35.295)	142.187
Equatorial Pará	96,50%	5.686.944	4.209.817	11.611.917	7.703.431	5.385.613	2.694.964	822.988	(189.288)	(147.247)	(93.309)	393.144
Equatorial Piauí	94,94%	1.915.705	1.536.108	4.651.253	3.685.629	1.345.221	878.667	245.718	(86.278)	(105.958)	(6.620)	46.862
		<b>10.421.987</b>	<b>7.755.344</b>	<b>24.441.015</b>	<b>16.145.748</b>	<b>10.961.910</b>	<b>5.105.893</b>	<b>1.533.537</b>	<b>(469.918)</b>	<b>(346.202)</b>	<b>(135.224)</b>	<b>582.193</b>

	Participação societária	Balanco patrimonial 31/12/2024					Resultado em 31/03/2024					
		Circulante		Não circulante			Receita líquida	Lucro bruto	Receitas/despesas operacionais	Resultado financeiro líquido	Imp. Renda contribuição social	Resultado Líquido do período
		Ativo	Passivo	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido						
Equatorial Maranhão S.A.	65,11%	3.400.863	2.506.315	7.849.147	4.655.474	4.088.221	1.350.693	416.517	(161.467)	(62.018)	(37.804)	155.228
Equatorial Pará	96,50%	6.838.508	4.395.233	10.986.391	8.441.165	4.988.501	2.394.429	812.721	(191.010)	(97.114)	(94.561)	430.036
Equatorial Piauí	94,94%	2.295.016	1.906.785	4.499.932	3.638.750	1.249.413	798.466	250.006	(85.012)	(90.055)	(10.121)	64.818
		<b>12.534.387</b>	<b>8.808.333</b>	<b>23.335.470</b>	<b>16.735.389</b>	<b>10.326.135</b>	<b>4.543.588</b>	<b>1.479.244</b>	<b>(437.489)</b>	<b>(249.187)</b>	<b>(142.486)</b>	<b>650.082</b>

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 9.3 Conciliação dos investimentos em controladas e coligada

31/03/2025									
Controladas	Participação no capital	Patrimônio da controlada	Resultado	Equivalência patrimonial (a)	Amortização do direito de concessão	Valor do investimento	Intangível de concessão (b)	Stock Options/ Matching Shares	Total do investimento
Equatorial Maranhão	65,11%	4.231.076	142.187	92.576	(3.913)	2.754.799	84.790	18.461	2.858.050
Equatorial Pará	96,50%	5.385.613	393.144	379.114	-	5.197.073	(132.733)	1.214	5.065.554
Equatorial Piauí	94,94%	1.345.221	46.862	44.489	(13.547)	1.277.099	1.207.660	1.811	2.486.570
		<b>10.961.910</b>	<b>582.193</b>	<b>516.179</b>	<b>(17.460)</b>	<b>9.228.971</b>	<b>1.159.717</b>	<b>21.486</b>	<b>10.410.174</b>
<b>Coligada</b>									
Equatorial Alagoas	19,00%	1.497.062	55.866	10.615	-	469.400	-	-	469.400
<b>Total controladas e coligadas</b>		<b>12.458.972</b>	<b>638.059</b>	<b>526.794</b>	<b>(17.460)</b>	<b>9.698.371</b>	<b>1.159.717</b>	<b>21.486</b>	<b>10.879.574</b>

31/12/2024									
Controladas	Participação no capital	Patrimônio da controlada	Resultado	Equivalência patrimonial (a)	Amortização do direito de concessão	Valor do investimento	Intangível de concessão (b)	Stock Options	Total do investimento
Equatorial Maranhão	65,11%	4.088.221	741.337	482.675	(15.654)	2.661.788	88.704	18.267	2.768.759
Equatorial Pará	96,50%	4.988.501	1.976.074	1.905.826	-	4.813.864	(132.465)	1.191	4.682.590
Equatorial Piauí	94,94%	1.249.413	364.092	345.863	(54.188)	1.186.142	1.221.208	1.794	2.409.144
		<b>10.326.135</b>	<b>3.081.503</b>	<b>2.734.364</b>	<b>(69.842)</b>	<b>8.661.794</b>	<b>1.177.447</b>	<b>21.252</b>	<b>9.860.493</b>
<b>Coligada</b>									
Equatorial Alagoas	19,00%	1.434.331	313.857	59.633	-	457.376	-	-	457.376
<b>Total controladas e coligadas</b>		<b>11.760.466</b>	<b>3.395.360</b>	<b>2.793.997</b>	<b>(69.842)</b>	<b>9.119.170</b>	<b>1.177.447</b>	<b>21.252</b>	<b>10.317.869</b>

- (a) O resultado de equivalência patrimonial está bruto da amortização do direito de concessão no montante de R\$ 17.460 (R\$ 69.842 em 31 de dezembro de 2024), conforme item 23, letra (a), do ICPC 19; e
- (b) Refere-se ao saldo decorrente da Alocação do Preço de Compra (PPA – Purchase Price Allocation) na aquisição de suas controladas.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 10 Ativo financeiro da concessão (Consolidado)

A movimentação dos saldos referentes ao ativo financeiro da concessão está conforme a seguir demonstrada:

	31/03/2025					31/03/2025
	31/12/2024	Atualização do ativo financeiro (a)	Transferência Ativo de contrato (b)	Baixas (d)	Outros (e)	
Ativo financeiro	17.796.402	345.982	767.070	(4.157)	(30)	18.905.267
Obrigações especiais (c)	(4.916.877)	(87.583)	(130.545)	-	-	(5.135.005)
<b>Total ativo financeiro da concessão</b>	<b>12.879.525</b>	<b>258.399</b>	<b>636.525</b>	<b>(4.157)</b>	<b>(30)</b>	<b>13.770.262</b>

- (a) Visando a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o valor justo do ativo financeiro é revisado mensalmente, considerando a atualização do IPCA, por ser este um dos principais critérios de atualização anual utilizados pelo regulador nos processos de reajuste tarifário. Maiores informações na nota explicativa nº 20 – Receita operacional líquida (Consolidado);
- (b) Correspondem às transferências (bifurcação) dos ativos de contrato para ativo financeiro da concessão e ativo intangível;
- (c) Obrigações especiais representam, substancialmente, recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica;
- (d) Valores correspondem às baixas dos ativos vinculados à infraestrutura; e
- (e) O montante líquido de R\$ 30 refere-se à reclassificação para investimentos de um transformador de força cedido em comodato para Equatorial Piauí

A concessão das controladas da Companhia não é onerosa, desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao Poder Concedente.

### 11 Intangível (Consolidado)

O intangível está constituído conforme a seguir demonstrado:

	Taxas* anuais	31/03/2025			Valor líquido
		Custo	Amortização	(-) Obrigações Vinculadas à Concessão	
Em serviço	4,19%	17.934.376	(10.173.168)	(1.730.911)	6.030.297
Direito de concessão – Equatorial Maranhão (a)		291.810	(207.020)	-	84.790
Mais Valia – Equatorial Pará (a)		172.904	(169.921)	-	2.983
Mais Valia – Equatorial Piauí (a)		1.714.448	(373.102)	-	1341346
<b>Total</b>		<b>20.113.538</b>	<b>(10.923.211)</b>	<b>(1.730.911)</b>	<b>7.459.416</b>

	Taxas* anuais	31/12/2024			Valor líquido
		Custo	Amortização	(-) Obrigações Vinculadas à Concessão	
Em serviço	4,19%	17.638.811	(9.876.035)	(1.773.931)	5.988.845
Direito de concessão – Equatorial Maranhão (a)		291.810	(203.106)	-	88.704
Direito de concessão – Equatorial Pará (a)		172.904	(169.594)	-	3.310
Direito de concessão – Equatorial Piauí (a)		1.714.448	(358.832)	-	1.355.616
<b>Total</b>		<b>19.817.973</b>	<b>(10.607.567)</b>	<b>(1.773.931)</b>	<b>7.436.475</b>

\* Taxas anuais médias ponderadas de depreciação (%)

- (a) Refere-se ao ajuste a valor justo do ativo intangível em combinação de negócio através da Alocação do Preço Pago – PPA, sendo classificado como intangível, por tratar-se de direitos contratuais e outros direitos legais, em conformidade com o CPC 04 – Ativo intangível.

O ativo intangível é composto pelo direito de uso dos bens vinculados ao contrato de serviço de concessão amortizáveis pela vida útil do bem e limitado à data do contrato de concessão até agosto de 2030 na controlada Equatorial Maranhão, até julho de 2028 na controlada Equatorial Pará e até outubro de 2048 na controlada Equatorial Piauí, conforme ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas

Período findo em 31 de março de 2025

(Valores expressos em milhares de reais)

### 11.1 Movimentação do ativo intangível (Consolidado)

	31/12/2024	Adições	Baixas (c)	Transferências		31/03/2025
				Ativo de contrato (a)	Outros (d)	
Em serviço	17.638.811	-	(45.320)	340.965	(80)	17.934.376
(-) Amortização	(9.876.035)	(332.305)	35.109	-	63	(10.173.168)
<b>Total em serviço</b>	<b>7.762.776</b>	<b>(332.305)</b>	<b>(10.211)</b>	<b>340.965</b>	<b>(17)</b>	<b>7.761.208</b>
Obrigações especiais (b)	(4.451.397)	-	-	(36.994)	-	(4.488.391)
(-) Amortização	2.677.466	80.014	-	-	-	2.757.480
<b>Total em obrigações especiais</b>	<b>(1.773.931)</b>	<b>80.014</b>	<b>-</b>	<b>(36.994)</b>	<b>-</b>	<b>(1.730.911)</b>
Direito de concessão - Distribuição	1.893.277	-	-	-	-	1.893.277
(-) Amortização - Distribuição	(445.647)	(18.511)	-	-	-	(464.158)
<b>Total em Direito de Concessão</b>	<b>1.447.630</b>	<b>(18.511)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.429.119</b>
<b>Total</b>	<b>7.436.475</b>	<b>(270.802)</b>	<b>(10.211)</b>	<b>303.971</b>	<b>(17)</b>	<b>7.459.416</b>

(a) Correspondem às transferências (bifurcação) dos ativos de contrato para ativo financeiro da concessão e ativo intangível;

(b) Obrigações especiais representam, substancialmente, recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica;

(c) Valores correspondentes às baixas de bens integrantes do ativo intangível, os bens foram baixados por não estarem mais em condição de uso e em condições de gerar receitas; e

(d) O montante líquido de R\$ 17 refere-se à reclassificação para investimentos de um transformador de força cedido em comodato para Equatorial Piauí, sendo R\$ 80 o valor intangível do bem e R\$ 63 o valor amortizado do bem.

As controladas da Companhia avaliaram e não há nenhum indicativo de que o valor contábil dos bens exceda seu valor recuperável para o período e exercício findos em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024.

### 12 Ativos de contrato (Consolidado)

A movimentação dos ativos de contrato está conforme a seguir demonstrado:

	31/12/2024	Adições (c)	Transferências (a)		31/03/2025
			Ativo intangível	Ativo financeiro	
Em curso	3.927.031	1.216.896	(340.965)	(767.070)	4.035.892
Obrigações especiais (b)	(2.112.456)	(81.087)	36.994	130.545	(2.026.004)
<b>Total</b>	<b>1.814.575</b>	<b>1.135.809</b>	<b>(303.971)</b>	<b>(636.525)</b>	<b>2.009.888</b>

(a) Correspondem às transferências (bifurcação) dos ativos de contrato para ativo financeiro da concessão e ativo intangível;

(b) Obrigações especiais representam, substancialmente, recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica;

(c) O montante de R\$ 1.135.809 refere-se às adições líquidas dos ativos de contrato reconhecidas no período. Deste total, R\$ 1.285.859 impactaram o caixa das controladas e, conforme nota explicativa nº 25.1 – Transações não envolvendo caixa, R\$ 27.978 referem-se às adições em contrapartida de fornecedores das controladas, R\$ 54.244 referem-se às adições em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas das controladas, R\$ 12.459 refere-se a provisão para perda de estoque e R\$ 17.007 deve-se à capitalização de juros de empréstimos ligados à aquisição ou construção de ativos qualificáveis de acordo com as regras do CPC 20 (R1) - Custos de Empréstimos, ver informações na nota explicativa nº 15 – Empréstimos e financiamentos (Consolidado).

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

As controladas da Companhia avaliaram e concluíram como baixo o risco de não recebimento e perda associada ao ativos de contrato, pois os mesmos serão remunerados, a partir da entrada em serviço, (i) por meio do incremento da tarifa cobrada dos clientes, através dos ciclos de Revisão Tarifária Periódica, compondo a receita de tarifa faturada aos consumidores, ou ainda (ii) pelo direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. Dessa forma, não foi identificado nenhum indicativo de perda ao valor recuperável do ativo, e, conseqüentemente, nenhuma provisão foi constituída no período e exercício findos em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024. Os valores dos bens em construção estão sujeitos à fiscalização da ANEEL.

### 13 Fornecedores (Consolidado)

	<u>31/03/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
<b>Circulante</b>		
Suprimento de energia elétrica (a)	<b>764.804</b>	940.517
Encargos de uso da rede elétrica	<b>132.769</b>	132.384
Materiais e serviços (b)	<b>821.705</b>	931.914
Partes relacionadas – nota explicativa nº 8	<b>36.630</b>	36.748
Outros	<b>27.679</b>	27.679
<b>Subtotal</b>	<b>1.783.587</b>	2.069.242
<b>Não circulante</b>		
Materiais e serviços (b)	<b>15.054</b>	15.485
<b>Subtotal</b>	<b>15.054</b>	15.485
<b>Total</b>	<b>1.798.641</b>	2.084.727

- (a) O saldo em 31 de março de 2025 apresentou uma redução de R\$ 175.713 em relação a 31 de dezembro de 2024, em função das seguintes variações: (i) redução de R\$ 117.367 nas despesas em aberto referentes aos contratos de energia; e (ii) redução de R\$ 58.346 nas despesas do Mercado de Curto Prazo. Esses fatores explicam a movimentação observada no período analisado;
- (b) A composição corresponde, substancialmente, a despesas de fornecedores de materiais e serviços, atinentes ao custeio operacional e aos investimentos realizados na infraestrutura da área de concessão da Companhia no decorrer do período em referência.

O saldo de fornecedores não incide juros e é geralmente liquidado pela Companhia e suas controladas em prazo médio de até 41 dias (55 dias em 31 de dezembro de 2024).

## **Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado**

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### **13.1 Fornecedores – Risco sacado**

Com o propósito de fortalecer as relações comerciais com seus fornecedores, a Companhia e suas controladas autorizaram a realização de cessão de crédito junto a terceiros e, para os títulos cedidos, a Companhia e suas controladas realizará o pagamento destes diretamente ao seu detentor, na data de vencimento e montantes que foram anteriormente acordados com seus fornecedores originais ('passivo original'), não havendo postergação de prazo pela Companhia e suas controladas ou incidência de juros sobre os títulos cedidos, garantias, ou existência de cláusulas contratuais que possam requerer vencimentos antecipados. A Companhia e suas controladas não possuem influência sobre as negociações entre o fornecedor e a instituição financeira.

Atualmente, a transação é operacionalizada por um Fundo de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC), através de uma plataforma 100% digital, gerenciada pelo próprio FIDC (não sendo parte relacionada da Companhia). A Companhia e suas controladas disponibilizam ao FIDC as faturas performadas e este, por sua vez, adiciona estas faturas na plataforma. O fornecedor acessa a plataforma, selecionando as faturas que deseja antecipar e a liquidação é feita pelo FIDC no mesmo dia. A Companhia e suas controladas não possuem operações de risco sacado com saldo vencido e o fechamento da operação entre o FIDC e o fornecedor fica a livre critério deste último, sem participação da Companhia e suas controladas, sendo a participação no acordo de financiamento opcional para os fornecedores. Se os fornecedores optarem por receber o pagamento antecipado, pagarão uma taxa ao FIDC, da qual a Companhia e suas controladas não são parte. A Companhia e suas controladas quitam a fatura original, pagando ao FIDC de acordo com a data de vencimento original mencionada.

Em 31 de março de 2025, o saldo de fornecedores – risco sacado é de R\$ 228.128 (R\$ 216.341 em 31 de dezembro de 2024), sendo estes montantes integralmente liquidados pelo FIDC nas referidas datas, ou seja, quando um fornecedor adere a esta modalidade o mesmo recebe de imediato o valor de sua fatura, e portanto, não há faturas a pagar de posse do operador do FIDC. Os pagamentos dessas transações impactaram o fluxo de caixa da Companhia em R\$ 418.965 durante o ano de 2025 (R\$ 1.594.529 em 31 de dezembro de 2024). O prazo médio de pagamento destes títulos é de 73 dias (75 dias em 31 de dezembro de 2024).

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação

Período findo em 31 de março de 2025

(Valores expressos em milhares de reais)

### 14 Empréstimos e financiamentos (Consolidado)

#### 14.1 Composição do saldo

	Garantias	Custo da dívida (% a.a.)	31/03/2025			31/12/2024		
			Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
<b>Moeda estrangeira (USD)</b>								
Citibank	-	CDI + 1,29%	471.657	-	471.657	498.988	-	498.988
Scotiabank	Aval / Fiança	CDI + 1,05% a 1,77%	1.351.274	1.154.789	2.506.063	1.622.058	926.323	2.548.381
Santander	-	CDI + 1,62 %	986	162.513	163.499	1.059	174.529	175.588
Bank of America	-	CDI + 1,09% a 1,38%	9.836	465.539	475.375	468.458	502.127	970.585
<b>Total moeda estrangeira</b>			<b>1.833.753</b>	<b>1.782.841</b>	<b>3.616.594</b>	<b>2.590.563</b>	<b>1.602.979</b>	<b>4.193.542</b>
<b>Moeda nacional</b>								
IBM	Aval / Fiança	CDI - 0,17%	11.578	-	11.578	17.142	-	17.142
BOCOM	-	CDI + 1,05%	6.608	200.000	206.608	97	200.000	200.097
Caixa Econômica Federal	Aval/Fiança + Conta							
Reserva + Recebíveis		6,00%	9.275	14.555	23.830	9.963	16.453	26.416
CCEE/RGR/ANEEL	Recebíveis	5,00%	27.879	1.053.111	1.080.990	27.593	1.059.464	1.087.057
China Construction Bank	-	CDI + 0,97%	151.802	-	151.802	6.065	150.000	156.065
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (a)	Aval/Fiança + Conta Reserva + Recebíveis	IPCA+ 3,93% a 5,96% / CDI + 0,05%	610.526	4.710.025	5.320.551	587.894	4.541.033	5.128.927
<b>Subtotal</b>			<b>817.668</b>	<b>5.977.691</b>	<b>6.795.359</b>	<b>648.754</b>	<b>5.966.950</b>	<b>6.615.704</b>
(-) Ajuste a Valor Presente - AVP			-	(529.101)	(529.101)	-	(534.710)	(534.710)
(-) Custo de captação			(1.232)	(19.335)	(20.567)	(1.231)	(15.999)	(17.230)
<b>Total moeda nacional</b>			<b>816.436</b>	<b>5.429.255</b>	<b>6.245.691</b>	<b>647.523</b>	<b>5.416.241</b>	<b>6.063.764</b>
<b>Total</b>			<b>2.650.189</b>	<b>7.212.096</b>	<b>9.862.285</b>	<b>3.238.086</b>	<b>7.019.220</b>	<b>10.257.306</b>

(a) O custo da dívida do BNDES, desembolsado em 28 de março de 2025 na controlada Equatorial Piauí, considera a taxa efetiva do swap. Para mais detalhes, consulte a nota explicativa nº 24.4 – Instrumentos Financeiros Derivativos.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 14.2 Movimentação de empréstimos e financiamentos

A movimentação da conta de empréstimos e financiamentos está conforme a seguir demonstrada:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira (US\$)		Total
	Passivo circulante	Passivo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2024</b>	647.523	5.416.241	2.590.563	1.602.979	10.257.306
Ingressos – nota explicativa nº 14.3	<b>14.118</b>	<b>245.882</b>	-	<b>293.143</b>	<b>553.143</b>
Encargos	<b>80.087</b>	-	<b>46.500</b>	-	<b>126.587</b>
Varição monetária e cambial	<b>8.587</b>	<b>67.193</b>	<b>(165.085)</b>	<b>(113.281)</b>	<b>(202.586)</b>
Transferências	<b>296.414</b>	<b>(296.414)</b>	-	-	-
Amortizações de principal	<b>(158.302)</b>	-	<b>(602.015)</b>	-	<b>(760.317)</b>
Pagamentos de juros	<b>(77.910)</b>	-	<b>(36.210)</b>	-	<b>(114.120)</b>
Custo de captação (a)	<b>310</b>	<b>(3.647)</b>	-	-	<b>(3.337)</b>
Ajuste a valor presente	<b>5.609</b>	-	-	-	<b>5.609</b>
<b>Saldos em 31 de março de 2025</b>	<b>816.436</b>	<b>5.429.255</b>	<b>1.833.753</b>	<b>1.782.841</b>	<b>9.862.285</b>

(a) Refere-se à movimentação do custo de captação, quando positivo significa amortização e quando negativo, adição.

### 14.3 Ingressos

Controlada	Instituição	Ingresso	Data do Ingresso	Pagamento de Juros	Amortização	Destinação de Recurso	Encargo Financeiro (a.a.)	Taxa Efetiva com Derivativo (a.a.)
Equatorial Maranhão	Scotiabank	<b>106.920</b>	jan-25	Semestral	Bullet	Capital de Giro	USD + 5,2780%	CDI + 1,05%
Equatorial Maranhão	Scotiabank	<b>186.223</b>	fev-25	Semestral	Bullet	Capital de Giro	USD + 5,2710%	CDI + 1,05%
Equatorial Piauí	BNDES	<b>260.000</b>	mar-25	Mensal	Mensal	Investimento	IPCA + 7,52%	CDI + 0,05%
<b>Total</b>		<b>553.143</b>						

### 14.4 Cronograma de amortização da dívida

Em 31 de março de 2025, as parcelas relativas ao principal dos empréstimos e financiamentos apresentavam os seguintes vencimentos:

Vencimento	31/03/2025	
	Valor	%
<b>Circulante</b>	<b>2.650.189</b>	<b>27%</b>
2026	<b>988.815</b>	<b>10%</b>
2027	<b>1.802.342</b>	<b>18%</b>
2028	<b>762.279</b>	<b>8%</b>
2029	<b>390.195</b>	<b>4%</b>
De 2030 até 2048	<b>3.816.901</b>	<b>39%</b>
<b>Subtotal</b>	<b>7.760.532</b>	<b>79%</b>
Ajuste a valor presente	<b>(529.101)</b>	<b>-5%</b>
Custo de captação/AVP (não circulante)	<b>(19.335)</b>	<b>-1%</b>
<b>Não circulante</b>	<b>7.212.096</b>	<b>73%</b>
<b>Total</b>	<b>9.862.285</b>	<b>100%</b>

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 14.5 Covenants dos empréstimos e financiamentos

Os empréstimos e financiamentos contratados pelas controladas Equatorial Maranhão, Equatorial Pará e Equatorial Piauí possuem garantias fidejussórias e/ou recebíveis e/ou aplicações financeiras (contas reserva) e *covenants* não financeiros e financeiros, cujo não cumprimento durante o período de apuração poderá acarretar o vencimento antecipado dos contratos.

Abaixo estão apresentados os *covenants* financeiros presentes nos contratos de empréstimos e financiamentos das controladas da Companhia com período de apuração trimestral nas controladas:

- **Equatorial Maranhão**

<b>Covenants Empréstimos</b>	<b>Scotiabank</b>	<b>Citibank</b>
1º Dívida líquida/EBITDA: $\leq 4,5$	2,3	2,3

- **Equatorial Pará**

<b>Covenants Empréstimos</b>	<b>Scotiabank</b>	<b>BofA</b>
1º Dívida líquida/EBITDA: $\leq 4,5$	1,5	1,5

- **Equatorial Piauí**

<b>Covenants Empréstimos</b>	<b>Santander</b>	<b>Scotiabank</b>	<b>BofA</b>
1º Dívida líquida/EBITDA: $\leq 4,5$	3,6	3,6	3,6

Adicionalmente, abaixo estão apresentados os *covenants* financeiros presentes nos contratos de empréstimos e financiamentos com período de apuração trimestral na controladora, Equatorial S.A.:

<b>Covenants Empréstimos</b>	<b>Scotiabank</b>
1º Dívida líquida/EBITDA: $\leq 4,5$	3,6

Os indicadores acima obedecem, fidedignamente, aos conceitos de dívida líquida contratual e EBITDA contratual, conforme conceitos acordados e expressos nos documentos contratuais. Estas informações visam, unicamente, dar conhecimento acerca dos indicadores apurados em conformidade com as definições acordadas.

No período findo em 31 de março de 2025, as controladas da Companhia mantiveram-se em cumprimento de todas as obrigações contratuais.

Adicionalmente aos indicadores mencionados acima, as controladas da Companhia possuem *covenants* financeiros junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) cuja apuração é anual, sujeito a relatório de asseguuração limitada, que deve ser entregue até 31 de maio do ano subsequente, portanto, após a divulgação delas. No exercício findo em 31 de dezembro de 2024, as controladas da Companhia mantiveram-se em cumprimento de todas as obrigações contratuais.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 15 Debêntures (Consolidado)

#### 15.1 Movimentação das debêntures

A movimentação das debêntures no período está conforme a seguir demonstrada:

	Moeda nacional		Total
	Passivo circulante	Passivo não circulante	
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2024</b>	87.724	6.105.187	6.192.911
Encargos	148.317	-	148.317
Varição monetária e cambial	4.868	59.312	64.180
Transferências	1.011.602	(1.011.602)	-
Amortizações de principal (a)	(1.022.127)	-	(1.022.127)
Pagamentos de juros (a)	(116.204)	-	(116.204)
Custo de captação (b)	2.861	(200)	2.661
<b>Saldos em 31 de março de 2025</b>	<b>117.041</b>	<b>5.152.697</b>	<b>5.269.738</b>

- (a) Em 17 de fevereiro de 2025, foi realizado o resgate antecipado da 9ª emissão de debêntures da controlada Equatorial Maranhão, no valor de R\$ 311.579, bem como a amortização extraordinária parcial da 6ª emissão de debêntures da controlada Equatorial Pará, no montante de R\$ 750.000; e
- (b) Refere-se à movimentação do custo de captação, quando positivo significa amortização e quando negativo, adição.

### 15.2 Características das debêntures

Em 31 de março de 2025, as controladas da Companhia, possuem as seguintes emissões vigentes.

Controlada	Emissão	Garantias	Característica	Série	Valor da emissão	Custo nominal	Data da emissão	Venc. final	31/03/2025		
									Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Total
Equatorial Pará	6ª	N/A	(1)/(3)/(4)	Única	1.350.000	CDI + 1,40% a.a.	jun/22	mai/28	29.173	625.664	654.837
Equatorial Pará	7ª	N/A	(1)/(3)/(4)	Única	1.000.000	CDI + 0,95% a.a.	ago/24	ago/30	18.869	997.518	1.016.387
Equatorial Pará	8ª (a)	N/A	(1)/(3)/(4)/(5)	Única	1.475.000	CDI + 0,38% a.a.	dez/24	dez/36	25.637	1.462.121	1.487.758
Equatorial Maranhão	10ª	N/A	(1)/(3)/(4)/(5)	Única	300.000	IPCA + 6,30% a.a.	dez/23	dez/31	4.515	316.205	320.720
Equatorial Maranhão	11ª	N/A	(1)/(3)/(4)	Única	500.000	CDI + 0,95% aa	mai/24	mai/30	22.716	498.305	521.021
Equatorial Maranhão	12ª (a)	N/A	(1)/(3)/(4)/(5)	Única	550.000	CDI + 0,285% aa	out/24	set/36	(316)	551.952	551.636
Equatorial Piauí	1ª	N/A	(1)/(3)/(4)	Única	400.000	CDI + 1,37% a.a.	dez/21	dez/26	16.618	400.000	416.618
Equatorial Piauí	3ª (a)	N/A	(1)/(3)/(4)/(5)	Única	300.000	CDI + 0,41% a.a.	out/24	set/36	(171)	300.932	300.761
									<b>117.041</b>	<b>5.152.697</b>	<b>5.269.738</b>

- (1) Emissão pública de debêntures simples;  
(3) Não conversíveis em ações;  
(4) Espécie quirografária;  
(5) Debêntures incentivadas;

- (a) Considera-se o custo da ponta passiva do *swap*.

As emissoras das debêntures incentivadas, conforme o artigo 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, alterada pelo Decreto nº 8.874, de 11 de outubro de 2016, da Resolução do Conselho Monetário Nacional nº 3.947, de 27 de janeiro de 2011, tem como obrigatoriedade aplicar a totalidade dos recursos captados nas emissões das debêntures no custeio das despesas já incorridas e/ou a incorrer relativas aos projetos enquadrados junto ao MME - Ministério de Minas e Energia, cujos prazos não são determinados para a aplicação dos mesmos. A finalidade das debêntures incentivadas é captar recursos destinados a projetos de infraestrutura e todos os recursos obtidos foram utilizados pelas controladas da Companhia para esse fim.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 15.3 Cronograma de amortização da dívida

Vencimento	31/03/2025	
	Valor	%
<b>Circulante</b>	<b>117.041</b>	<b>2%</b>
2026	609.291	12%
2027	209.291	4%
2028	709.291	13%
2029	622.431	12%
De 2030 até 2036	3.094.265	59%
<b>Subtotal</b>	<b>5.244.569</b>	<b>100%</b>
Custo de captação/AVP (não circulante)	(91.872)	-2%
<b>Não circulante</b>	<b>5.152.697</b>	<b>98%</b>
<b>Total</b>	<b>5.269.738</b>	<b>100%</b>

### 15.4 Covenants das debêntures

As debêntures contratadas pela Companhia e suas controladas possuem garantias reais, fidejussórias e *covenants* não financeiros e financeiros, cujo não cumprimento durante o período de apuração, poderá acarretar o vencimento antecipado dos contratos. Abaixo estão apresentados os *covenants* financeiros presentes nas debêntures das controladas da Companhia com o período de apuração trimestral nas controladas:

- **Equatorial Maranhão**

<i>Covenants</i> debêntures	10ª debêntures	11ª debêntures	12ª debêntures
1º Dívida líquida/EBITDA: <=4,5	2,3	2,3	2,3

- **Equatorial Pará**

<i>Covenants</i> debêntures	6ª debêntures	7ª debêntures	8ª debêntures
1º Dívida líquida/EBITDA: <=4,5	1,5	1,5	1,5

- **Equatorial Piauí**

<i>Covenants</i> debêntures	1ª debêntures	3ª debêntures
1º Dívida líquida/EBITDA: <= 4,5	3,6	3,6

No período findo em 31 de março de 2025, as controladas da Companhia mantiveram-se dentro dos limites estipulados nos contratos.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 16 Impostos de renda e contribuição social correntes e diferidos (Consolidado)

#### 16.1 Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	31/03/2025	31/12/2024
Prejuízo fiscal (a)	403.500	419.342
Base negativa (a)	125.492	131.152
	<b>528.992</b>	<b>550.494</b>
<b>Diferenças temporárias:</b>		
Provisão para riscos judiciais	172.947	165.872
Perdas (reversão) estimadas em créditos de liquidação duvidosa	(3.427)	(4.725)
Provisão atuarial	63.266	78.661
Provisão para participação nos lucros	(772)	23.342
Contingências - aquisição Piauí	35.195	35.195
Intangível - concessão- Aquisição Equatorial Pará	24.750	24.700
Swap	(66.712)	(108.368)
AIC Reversível	38.868	38.868
Atualização do ativo financeiro VNR	(1.081.928)	(994.073)
Ajuste a valor presente	(227.945)	(231.154)
Depreciação acelerada	(462.776)	(471.935)
Reavaliação bens da concessão	(10.069)	(11.179)
Custo receita de Construção – CPC 47	3.788	3.818
Arrendamentos – CPC 06 (R2)	1.858	1.854
Outras diferenças temporárias	19.528	23.466
<b>Imposto diferido líquido</b>	<b>(964.437)</b>	<b>(875.164)</b>
<b>Ativo diferido líquido</b>	<b>461.599</b>	<b>455.195</b>
<b>Passivo diferido líquido</b>	<b>(1.426.036)</b>	<b>(1.330.359)</b>

- (a) A movimentação do saldo de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição no período, representa o imposto de renda e contribuição social diferidos nas controladas Equatorial Pará e Equatorial Piauí. Os impostos estão embasados em projeções de recuperabilidade futura aprovada pela Administração. Existem saldos ativos e passivos por estarem sendo apresentadas companhias diferentes no consolidado.

#### 16.2 Movimentação dos tributos diferidos

	31/12/2024	Reconhecimento no resultado	Outros resultados abrangentes	Baixa	Valor líquido em 31/03/2025	Ativo fiscal diferido	Passivo fiscal diferido
IRPJ prejuízos fiscais	419.342	(15.842)	-	-	403.500	403.500	-
Base Negativa de CSLL	131.152	(5.659)	-	(1)	125.492	125.492	-
Provisão para riscos judiciais	165.872	7.075	-	-	172.947	172.947	-
PECLD	(4.725)	1.298	-	-	(3.427)	23.033	(26.460)
Provisão para participação nos lucros	23.342	(24.114)	-	-	(772)	7.832	(8.604)
Riscos judiciais - aquisição Equatorial Piauí – PPA (a)	35.195	-	-	-	35.195	35.195	-
Variação de SWAP	(108.368)	68.499	(26.843)	-	(66.712)	-	(66.712)
Atualização do ativo financeiro VNR	(994.073)	(87.855)	-	-	(1.081.928)	-	(1.081.928)
Ajuste a valor presente AVP	(231.154)	3.209	-	-	(227.945)	-	(227.945)
Depreciação acelerada	(471.935)	9.159	-	-	(462.776)	-	(462.776)
Intangível - mais-valia concessão- Aquisição Equatorial Pará- PPA	24.700	50	-	-	24.750	24.750	-
AICs Ressarcíveis	38.868	-	-	-	38.868	38.868	-
Reavaliação bens da concessão	(11.179)	1.110	-	-	(10.069)	-	(10.069)
Provisão atuarial	78.661	(15.395)	-	-	63.266	63.266	-
Custo receita de Construção – CPC 47	3.818	(30)	-	-	3.788	3.788	-
Arrendamentos - CPC 06 (R2)	1.854	4	-	-	1.858	1.858	-
Outras despesas não dedutíveis	23.466	(3.938)	-	-	19.528	39.951	(20.423)
<b>Total</b>	<b>(875.164)</b>	<b>(62.429)</b>	<b>(26.843)</b>	<b>(1)</b>	<b>(964.437)</b>	<b>940.480</b>	<b>(1.904.917)</b>

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 16.3 Expectativa de recuperação – Ativo Fiscal Diferido

Com base nos estudos técnicos de viabilidade, a Administração da controlada estima que a realização dos créditos fiscais, está conforme apresentado a seguir:

Expectativa de realização	2025	2026	2027	2028	Após 208	Total
Equatorial Pará	134.433	-	-	-	-	134.433
Equatorial Maranhão	88.155	-	-	-	-	88.155
Equatorial Piauí	12.478	64.041	74.510	86.201	420.716	657.946
Total do ativo diferido bruto	235.066	64.041	74.510	86.201	420.716	880.534
PPA – Equatorial Pará	-	-	-	-	59.946	59.946
<b>Total</b>	<b>235.066</b>	<b>64.041</b>	<b>74.510</b>	<b>86.201</b>	<b>480.662</b>	<b>940.480</b>

### 16.4 Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais e da despesa do imposto de renda pessoa jurídica (IRPJ) e da contribuição social sobre lucro líquido (CSLL) debitada em resultado, nos períodos findos em 31 março de 2025 e 2024, está demonstrada a seguir:

	Controladora			
	31/03/2025		31/03/2024	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro contábil antes do IRPJ e CSLL	509.464	509.464	580.574	580.574
Alíquota fiscal	25%	9%	25%	9%
<b>Pela alíquota fiscal</b>	<b>(127.366)</b>	<b>(45.852)</b>	<b>(145.144)</b>	<b>(52.252)</b>
<b>Ajustes que afetaram o cálculo dos tributos sobre o lucro</b>				
Outras adições (reversões) permanentes	8	4	(13)	(7)
Equivalência Patrimonial				
Adições (reversões) de ativos fiscais não reconhecidos	127.340	45.839	145.144	52.252
<b>IRPJ e CSLL correntes/diferido no resultado</b>	<b>(18)</b>	<b>(9)</b>	<b>(13)</b>	<b>(7)</b>
<b>IRPJ e CSLL corrente no resultado do período</b>	<b>(18)</b>	<b>(9)</b>	<b>(13)</b>	<b>(7)</b>
<b>Alíquota efetiva</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
	Consolidado			
	31/03/2025		31/03/2024	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro contábil antes do IRPJ e CSLL	710.375	710.375	795.837	795.837
Alíquota fiscal	25%	9%	25%	9%
<b>Pela alíquota fiscal</b>	<b>(177.594)</b>	<b>(63.934)</b>	<b>(198.959)</b>	<b>(71.625)</b>
<b>Ajustes que afetaram o cálculo dos tributos sobre o lucro</b>				
Outras adições (reversões) permanentes	(2.241)	(193)	2.738	147
Incentivo PAT	1.395	-	874	-
Incentivo prorrogação licença maternidade	55	-	479	-
IRPJ Subvenção Governamental	107.311	-	123.581	-
<b>IRPJ e CSLL correntes/diferido no resultado</b>	<b>(71.074)</b>	<b>(64.127)</b>	<b>(71.287)</b>	<b>(71.478)</b>
<b>IRPJ e CSLL corrente no resultado do período</b>	<b>(27.465)</b>	<b>(45.307)</b>	<b>(23.942)</b>	<b>(49.376)</b>
<b>IRPJ e CSLL diferido no resultado do período</b>	<b>(43.609)</b>	<b>(18.820)</b>	<b>(47.345)</b>	<b>(22.102)</b>
<b>Total de IRPJ e CSLL correntes e diferidos do período</b>	<b>71.074</b>	<b>64.127</b>	<b>(71.287)</b>	<b>(71.478)</b>
<b>Alíquota efetiva</b>	<b>(10%)</b>	<b>(9%)</b>	<b>9%</b>	<b>9%</b>

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 17 Valores a pagar de acordo com o plano de recuperação judicial - Equatorial Pará

Em 1º de dezembro de 2014, o Juiz da 13ª Vara Civil de Belém decretou, com fundamento no que dispõe os Arts. 61 e 63 da Lei nº 11.102/05, após manifestação do Administrador Judicial e do Ministério Público, encerrada a recuperação judicial da controlada Equatorial Pará. Esta sentença encerra a fase de acompanhamento judicial do cumprimento do plano e retira as restrições legais da recuperação. O plano de recuperação negociado e aprovado pelos credores durante o processo permanece inteiramente válido e exigível, o que significa que as condições especiais para as dívidas que foram pactuadas continuam em vigor. Essas obrigações só se encerram com seu cumprimento integral.

A decisão de encerramento está produzindo efeitos normalmente, mas ainda não transitou em julgado por ter sido alvo de duas apelações, movidas pelos credores Petróleo Brasileiro S.A. e Pine S.A.

Em novembro de 2017, a Equatorial Pará firmou acordo com o Banco Pine, que culminou com a desistência de sua apelação a sentença de encerramento. A outra apelação versa, exclusivamente, sobre pagamento de juros e correção no cumprimento das obrigações do plano.

Para essa última apelação, a controlada acredita que as chances de êxito deste recurso são remotas, o que é respaldado em Legal Opinion do escritório que conduz o processo, que, desde então, está sem movimentação. Quando esta apelação for concluída, espera-se que a matéria seja apreciada em um cenário de 24 a 36 meses, quando então o encerramento da recuperação judicial estará devidamente transitado em julgado.

#### 17.1 Composição da dívida

	<u>31/03/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
<b>Circulante</b>		
Outras concessionárias	4.450	5.695
Credores financeiros (a)	27.396	27.751
Partes relacionadas	<u>89.439</u>	<u>79.318</u>
	<u>121.285</u>	<u>112.764</u>
<b>Não circulante</b>		
Outras concessionárias	83.853	83.853
Credores financeiros (a)	334.423	335.871
Partes relacionadas	789.616	788.705
(-) Ajuste a valor presente – partes relacionadas	(146.319)	(150.407)
(-) Ajuste a valor presente	<u>(33.070)</u>	<u>(34.186)</u>
	<u>1.028.503</u>	<u>1.023.836</u>
<b>Total</b>	<u><u>1.149.788</u></u>	<u><u>1.136.600</u></u>

(a) Grupo de credores dentre os quais estão: (i) instituições financeiras públicas ou privadas; e (ii) titulares de créditos decorrentes de operações financeiras ou bancárias, inclusive, mas sem se limitar a *bonds* e créditos decorrentes de operações de derivativos, com ou sem vinculação de recebíveis.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 17.2 Cronograma de amortização

O cronograma de pagamento das parcelas de longo prazo dos valores a pagar de recuperação judicial é o seguinte:

	31/03/2025	
	Valor	%
<b>Vencimento Circulante</b>	<b>121.285</b>	<b>11%</b>
2026	20.213	2%
2027	120.337	10%
2028	144.516	13%
2029	109.954	10%
Até 2034	812.872	70%
<b>Subtotal</b>	<b>1.207.892</b>	<b>105%</b>
(-) Ajuste a valor presente (Não circulante)	(179.389)	-16%
<b>Não circulante</b>	<b>1.028.503</b>	<b>89%</b>
<b>Total</b>	<b>1.149.788</b>	<b>100%</b>

### 17.3 Movimentação dos valores a pagar de acordo com o plano de recuperação judicial

	Saldo em 31/12/2024	Juros e encargos	Variação monetária e cambial	Amortização	Juros pagos	AVP	Saldo em 31/03/2025
Outras concessionárias	74.801	1.248	-	-	(2.493)	378	73.934
Partes relacionadas – nota explicativa nº 8	735.722	10.840	1.196	(283)	(721)	3.632	750.386
Credores financeiros	326.077	2.247	5.131	(6.580)	(2.601)	1.194	325.468
<b>Total</b>	<b>1.136.600</b>	<b>14.335</b>	<b>6.327</b>	<b>(6.863)</b>	<b>(5.815)</b>	<b>5.204</b>	<b>1.149.788</b>

## 18 Provisão para riscos judiciais e depósitos vinculados (Consolidado)

As controladas da Companhia são partes (polos passivos) em ações judiciais e processos administrativos perante tribunais e órgãos governamentais, decorrentes do curso normal das suas operações, envolvendo questões fiscais, trabalhistas, aspectos cíveis e outros assuntos. A Administração, com base em informações de seus assessores jurídicos, análise das demandas judiciais pendentes e, quanto às ações trabalhistas, com base nas experiências anteriores referentes às quantias reivindicadas, constituiu provisão em montante considerado suficiente para cobrir as prováveis perdas estimadas com as ações em curso, conforme a seguir demonstrado:

	31/03/2025		31/12/2024	
	Provisão	Depósitos vinculados	Provisão	Depósitos vinculados
Cíveis	455.666	159.825	455.079	152.758
Fiscais	144.101	146.108	118.428	144.315
Trabalhistas	71.957	82.180	76.362	81.561
Regulatórios	9.527	-	9.247	-
<b>Total</b>	<b>681.251</b>	<b>388.113</b>	<b>659.116</b>	<b>378.634</b>
Circulante	73.556	4.538	83.722	4.730
Não circulante	607.695	383.575	575.394	373.904

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 18.1 Movimentação dos riscos judiciais no período

	31/12/2024		31/03/2025				Saldo
	Saldo	Adições (1)	Utilização (2)	Reversão de provisão (3)	Atualização (4)	Reclassificação (5)	
Cíveis (a)	455.079	12.997	(16.732)	(3.246)	7.568	-	455.666
Fiscais (b)	118.428	-	-	-	213	25.460	144.101
Trabalhistas (c)	76.362	2.023	(2.672)	(1.830)	(1.926)	-	71.957
Regulatórios (d)	9.247	-	-	-	280	-	9.527
<b>Total</b>	<b>659.116</b>	<b>15.020</b>	<b>(19.404)</b>	<b>(5.076)</b>	<b>6.135</b>	<b>25.460</b>	<b>681.251</b>

- (1) Contingências provisionadas no período;  
(2) Gastos efetivos (pagamentos) com contingências judiciais;  
(3) Reversões realizadas no período;  
(4) Atualizações monetárias; e  
(5) Para detalhes, ver tópico "b) Fiscais".

A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados internos.

No período findo em de 31 de março de 2025, as provisões foram revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

Adicionalmente, as controladas da Companhia possuem passivos contingentes que correspondem a processos judiciais não provisionados, uma vez que constituem obrigações presentes cuja saída de recursos não é provável ou para os quais não seja possível fazer uma estimativa suficientemente confiável do valor da obrigação, avaliada como possível pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica, conforme segue:

	31/03/2025	31/12/2024
Cíveis (a)	1.026.165	1.016.349
Fiscais (b)	25.860	36.803
Trabalhistas (c)	214.217	185.521
Total	1.266.242	1.238.673

#### a. Cíveis

As controladas da Companhia figuram como réis em 29.169 processos cíveis em 31 de março de 2025 (22.948 processos em 31 de dezembro de 2024), sendo que 12.426 tramitam em Juizados Especiais (10.127 processos em 31 de dezembro de 2024), os quais, em sua maioria, referem-se a pleitos de danos materiais e morais, assim como ressarcimento de valores pagos por consumidores.

Dentre os processos relevantes cujo risco de perda é considerado provável, destacam-se:

- Entre os processos de cobrança indevida o que mais se destaca é o processo nº 0012732-04.2003.8.18.0140, da controlada direta Equatorial Piauí, em que tem como autor o Município de Água Branca e outros e como objeto suposta compensação de valores a maior na Transação de Crédito Tributário firmada com o Estado e, em razão disso, requer a devolução das quantias supostamente adimplidas a maior, bem como a repetição do indébito desses valores, no montante de R\$ 54.217 (R\$ 53.505 em 31 de dezembro de 2024), considerando-se o posicionamento do Poder Judiciário em processo similar. Atualmente o processo encontra-se em instrução;

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

- Entre os processos regulatórios o que mais se destaca é o processo nº 0031306-39.2012.4.01.3900 relacionado a ação civil pública movida pelo Ministério Público Federal, em face da Equatorial Pará, ANEEL e Rede Energia, requerendo a anulação da resolução normativa 3.371/2012 e por consequência determinado a compensação aos consumidores no montante de R\$ 88.000 (R\$ 88.000 em 31 de dezembro de 2024); e
- Entre os processos de falha no fornecimento, o que mais se destaca é o processo nº 0801011-10.2024.8.14.0136, controlada direta Equatorial Pará, que está relacionado a ação civil pública movida pelo Ministério Público do Estado do Pará, em face da Equatorial Pará, requerendo a condenação da Concessionária a indenização por danos materiais e morais coletivos em reconhecimento da prática ilícita de prestar o serviço público de fornecimento de energia de modo ineficiente à coletividade de Município de Canaã dos Carajás no montante de R\$ 100.000.

Além dos processos provisionados, existem outras contingências cíveis cuja possibilidade de perda em 31 de março de 2025 era avaliada pela Administração, com base na avaliação da Gerência Jurídica das controladas da Companhia com subsídio das atualizações processuais fornecidas por seus assessores legais externos, como possível, para as quais não foram constituídas provisões.

- Entre os processos de Quebra de contrato o que mais se destaca é o processo nº 0026675-52.2013.8.14.0301, da controlada Equatorial Pará, relacionado a ação indenizatória coletiva movida pela Cred New Recuperação de Ativos e Serviços Ltda. por quebra de contrato, no montante de R\$ 192.792 (R\$ 192.792 em 31 de dezembro de 2024);
- Entre os processos de contribuição previdenciária o que mais se destaca é o processo nº 0037357-09.2015.4.01.3400, tem como autor SINTEPI – Sindicatos dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas no Estado do Piauí e como objeto a suposta ausência de implementação das contribuições previdenciárias ao plano de benefícios de previdência complementar dos empregados, no montante de R\$ 229.207 (R\$ 225.268 em 31 de dezembro de 2024). Atualmente o processo está pendente de julgamento de agravo protocolado pela empresa após a sentença declarar a incompetência da Justiça Federal; e
- Entre os processos de falha no fornecimento o que mais se destaca é o processo nº 0801011-10.2024.8.14.0136 relacionado a ação civil pública movida pelo Ministério Público do Estado do Pará, em face da Equatorial Pará, requerendo a condenação da Concessionária a indenização por danos materiais e morais coletivos em reconhecimento da prática ilícita de prestar o serviço público de fornecimento de energia de modo ineficiente à coletividade de Município de Canaã dos Carajás no montante de 100.000.

### b. Fiscais

As controladas da Companhia figuram como réis em 472 processos fiscais 31 de março de 2025 (570 processos em 31 de dezembro de 2024).

## **Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado**

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

Dentre os processos relevantes cujo risco de perda é considerado provável, destacam-se:

- Processo de PIS e COFINS sobre a receita financeira no montante de R\$ 84.355, no qual, a controlada Equatorial Maranhão, obteve decisão judicial favorável para anular os efeitos do Decreto nº 8.426/2015, que reintroduziu as alíquotas da contribuição ao PIS e da COFINS sobre receitas financeiras. Apesar desta decisão, os valores de tais tributos foram depositados em juízo. Considerando que o Supremo Tribunal Federal declarou a constitucionalidade do aumento de tais alíquotas, em sede de repercussão geral (Tema 939), os valores poderão ser convertidos em renda, exceto os valores que a Companhia depositou em excesso, os quais já foram reconhecidos pela União, e encontra-se em fase de recuperação.

Além dos processos provisionados conforme demonstrado anteriormente, existem outras contingências fiscais cuja possibilidade de perda era avaliada pela Administração, com base na avaliação da Gerência Jurídica das controladas com subsídio das atualizações processuais fornecidas por seus assessores legais externos, como possível, para as quais não foram constituídas provisões.

A Companhia realizou a reclassificação do valor de R\$ 25.460, referente ao processo nº 1010869-37.2024.4.01.3900, que trata da autorregularização de tributos nos termos da Lei nº 14.740/2023. O montante, anteriormente contabilizado como PIS e COFINS a recolher.

### **c. Trabalhistas**

O passivo trabalhista das controladas em 31 de março de 2025 é composto por 2.263 reclamações ajuizadas (2.155 em 31 de dezembro de 2024) por ex-empregados contra a as controladas da Companhia, com pedidos que variam entre horas extras, periculosidade, equiparação e/ou reenquadramento salarial, entre outros, assim como por ações movidas por ex-empregados de empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária), que pleiteiam, em sua maioria, verbas rescisórias.

Dentre os processos relevantes cujo risco de perda é considerado provável destacam-se:

- Dentre os processos de Implantação do plano de cargos, carreira e salários o que mais se destaca é processo nº 0010325-06.2013.5.08.0010 relacionado a ação civil pública movida pelo Sindicato dos trabalhadores das indústrias urbanas do estado do Pará, em face da Equatorial Pará pleiteando o pagamento de PLR do ano de 2012, de R\$ 17.948 (R\$ 17.717 em 31 de dezembro de 2023).

Além dos processos provisionados, existem outras contingências trabalhistas, cuja possibilidade de perda era avaliada pela Administração, com base na avaliação da Gerência Jurídica das controladas da Companhia com subsídio das atualizações processuais fornecidas por seus assessores legais externos, como possível, para as quais não foram constituídas provisões.

- Processo nº 0000384-73.2021.5.22.0006 que tem como autor o Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas do Estado do Piauí – SINTEPI e como objeto o pedido cumprimento do plano de cargos e salário da Eletrobras – PCR 2010 em relação às promoções por maturidade. Os pedidos foram julgados procedentes para sejam implantadas 05 promoções por antiguidade para os representados. A companhia recorreu e seu recurso está pendente de apreciação, no montante de R\$ 55.883 (R\$ 55.073 em 31 de dezembro de 2023).

### **d. Regulatórios**

Em 31 de março de 2025, o montante de R\$ 9.527 (R\$ 9.247 em 31 de dezembro de 2024) corresponde às prováveis penalidades a serem aplicadas contra a controlada Equatorial Maranhão referente a Termos de Notificação e Auto de Infração da ANEEL, bem como penalidade de Medição de fronteira na CCEE.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 19 Patrimônio líquido

#### 19.1 Capital social

O capital social integralizado e subscrito em 31 de março de 2025 era de R\$ 5.493.218 (R\$ 5.493.218 em 31 de dezembro de 2024), todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, e sua composição por classe de ações e principais acionistas está demonstrada conforme a seguir:

Acionistas	Ações ordinárias	Ações preferenciais Classe A	Ações preferenciais Classe B	Ações preferenciais Classe C	Total	%
Equatorial S.A.	3.637.513.057	-	-	-	3.637.513.057	74,21%
Itaú Unibanco	-	397.661.749	630.230.497	236.406.620	1.264.298.866	25,79%
<b>Total</b>	<b>3.637.513.057</b>	<b>397.661.749</b>	<b>630.230.497</b>	<b>236.406.620</b>	<b>4.901.811.923</b>	<b>100%</b>

#### 19.2 Planos de opção de compra de ações (Consolidado)

A Companhia instituiu Planos de Opção de Compra das ações a colaboradores dedicados ao Grupo Equatorial (“Grupo”), que representam, direitos de compra de ações emitidas por empresas do mesmo grupo econômico, mas não da Companhia. Os planos de opção do Grupo são classificados como instrumento patrimonial, visto que as Companhias devem mensurar e reconhecer a transação com correspondente aumento do seu patrimônio líquido como contribuição (aporte) da Equatorial S.A.

Conforme item 8, do CPC 10 (R1), os produtos ou serviços recebidos ou adquiridos em transação com pagamento baseado em ações que não se qualifiquem para fins de reconhecimento como ativos, devem ser reconhecidos como despesa do período.

Os planos são administrados pelo Conselho de Administração da Equatorial S.A., por intermédio do Comitê de Pessoas, Governança e Sustentabilidade, dentro dos limites estabelecidos nas Diretrizes de Elaboração e Estruturação de cada Plano e na legislação aplicável. As características dos planos estão descritas na nota explicativa nº 22.3 – Planos de opção de compra de ações, das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2024.

##### 19.2.1 Quinto Plano de remuneração baseado em ações

Os beneficiários do Plano poderão exercer suas Opções no prazo máximo de 6 (seis) anos a partir da data de outorga das Opções. As opções tornam-se exercíveis ao longo de 4 (quatro) anos, sendo 25% em cada ano.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### a. Forma de determinação da volatilidade esperada

Para a volatilidade, utilizou-se a volatilidade histórica das ações para cada prazo médio de exercício de cada lote.

Consolidado:	Número de opções	Média ponderada do preço de exercício	Número de opções	Média ponderada do preço de exercício
	31/03/2025	31/03/2025	31/12/2024	31/12/2024
<i>Em ações</i>				
Existentes em 1º de janeiro	1.819.500	-	13.845.000	-
Encerradas durante o período/exercício	(230.800)	-	(10.025.500)	-
Existentes ao fim do período/exercício 2ª Outorga			80.800	19,55
Existentes ao fim do período/exercício 3ª Outorga	300.700	23,63	450.700	23,63
Existentes ao fim do período/exercício 4ª Outorga	408.000	22,67	408.000	23,00
Existentes ao fim do período/exercício 5ª Outorga	95.000	22,98	95.000	22,98
Existentes ao fim do período/exercício 6ª Outorga	580.000	26,04	580.000	26,04
Existentes ao fim do período/exercício 7ª Outorga	205.000	30,45	205.000	30,45
Existentes ao fim do período/exercício	1.588.700	-	1.819.500	-

A despesa reconhecida nas controladas da Companhia, em contrapartida ao patrimônio líquido, no período findo em 31 de março de 2025 foi de R\$ 590, e refere-se ao valor justo reconhecido durante o *vesting period* que é avaliado em cada data base.

### 19.2.2 Matching Shares

As Ações *Matching Shares* serão entregues aos participantes em quatro tranches iguais, sendo 25% em cada data de aniversário da outorga e serão entregues aos Participantes, no prazo de até 60 (sessenta) dias contados de cada uma das datas do período de carência.

### a. Forma de determinação da volatilidade esperada

Para a volatilidade, utilizou-se a volatilidade histórica das ações para cada prazo médio de exercício de cada lote.

Consolidado:	Número de opções	Média ponderada do preço de exercício	Número de opções	Média ponderada do preço de exercício
	31/03/2025	31/03/2025	31/12/2024	31/12/2024
<i>Em ações</i>				
Existentes em 1º de janeiro	252.740	-	-	-
Outorgadas/encerradas durante o período/exercício	(10.608)	-	252.740	-
Existentes ao fim do período/exercício 1ª Outorga	242.132	31,12	252.740	31,12
Existentes ao fim do período/exercício	242.132	-	252.740	-

A despesa reconhecida na Companhia e suas controladas, em contrapartida ao patrimônio líquido, no período findo em 31 de março de 2025 foi de R\$ 884 e refere-se ao valor justo reconhecido durante o *vesting period* que é avaliado em cada data base.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 19.2.3 Plano de outorga de “Phantom Shares” – Contrato 2019

#### a. Forma de cálculo da despesa do programa

O valor da ação foi calculado pelo preço dos 60 pregões anteriores ao término do período de 31 de março de 2025, ponderado pelo volume negociado.

Com base na apuração parcial das métricas de performance definidas, a Companhia, fez jus ao referido programa. Abaixo, encontra-se a quantidade de ações para Equatorial S.A., caso as métricas de performance fossem atingidas:

<b>Consolidado:</b> <i>Em ações</i>	Média ponderada		Média ponderada	
	Número de ações 31/03/2025	do preço de exercício 31/03/2025	Número de ações 31/12/2024	do preço de exercício 31/12/2024
Existentes em 1º de janeiro	1.290.000	31,15	1.440.000	33,35
Canceladas durante o período/exercício	-	-	(150.000)	-
<b>Existentes ao fim do período/exercício</b>	<b>1.290.000</b>	<b>30,23</b>	1.290.000	31,15

A reversão de provisão reconhecida, em contrapartida a outras contas a pagar, para o período findo em 31 de março de 2025 foi R\$ 1.824 e refere-se ao valor justo reconhecido durante o *vesting period* que é avaliado em cada data base.

Este plano de opção é classificado como instrumento financeiro passivo liquidável em caixa.

### 19.2.4 Plano de outorga de “Phantom Shares” – Contrato 2023

#### a. Forma de cálculo da despesa do programa

O valor da ação foi calculado pelo preço dos 60 pregões anteriores ao término do período de 31 de março de 2025, ponderado pelo volume negociado.

Com base na apuração parcial das métricas de *performance* definidas, a Companhia, fez jus ao referido programa. Abaixo, encontra-se a quantidade de ações para Equatorial S.A., caso as métricas de *performance* fossem atingidas:

<i>Em ações</i>	Número de ações	Média ponderada do preço de exercício	Número de ações	Média ponderada do preço de exercício
	31/03/2025	31/03/2025	31/12/2024	31/12/2024
Existentes em 1º de janeiro	933.391	32,19	959.399	33,28
Canceladas durante o período/exercício	(59.559)	-	(26.008)	-
<b>Existentes ao fim do período/exercício</b>	<b>873.832</b>	<b>36,51</b>	933.391	32,19

A despesa reconhecida, em contrapartida a outras contas a pagar, no período findo em 31 de março de 2025 foi de R\$ 2.499 e refere-se ao valor justo reconhecido durante o *vesting period* que é avaliado em cada data base.

Ressalta-se que este plano de opção é classificado como instrumento financeiro passivo liquidável em caixa.

As quantidades acima podem variar conforme a performance e serem multiplicadas por um percentual entre 0% (zero por cento) e 150% (cento e cinquenta por cento) da Quantidade Alvo.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 19.2.5 Plano de outorga de “*Phantom Shares*” – Contrato 2025

#### a. Forma de cálculo da despesa do programa

A Companhia realizou a estimativa de valor justo do referido plano por meio da técnica de avaliação *Monte Carlo* para precificação, incorporando fatores e premissas de mercado, de acordo com o item 17 do CPC 10 (R1). As quantidades de ações podem variar conforme a *performance* do plano e serem multiplicadas por um percentual entre 0% (zero por cento) e 150% (cento e cinquenta por cento) da quantidade-alvo.

	<u>Número de ações</u>	<u>Média ponderada do preço de exercício</u>
<i>Em ações</i>	<u>31/03/2025</u>	<u>31/03/2025</u>
Existentes em 1º de janeiro	-	-
Outorgadas durante o período	<u>1.379.968</u>	-
<b>Existentes ao fim do período</b>	<u>1.379.968</u>	<u>28,32</u>

A provisão reconhecida, em contrapartida a outras contas a pagar, para o período findo em 31 de março de 2025 foi R\$ 3.918 e refere-se ao valor justo reconhecido durante o *vesting period* que é avaliado em cada data base.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 20 Receita operacional líquida (Consolidado)

A conciliação da receita operacional líquida está a seguir demonstrada:

	<u>31/03/2025</u>	<u>31/03/2024</u>
Receita de distribuição	4.353.619	4.385.055
Remuneração financeira WACC	3.280	314.055
Valores a receber/devolver de parcela A e outros itens financeiros (a)	116.119	(82.505)
Subvenção CDE – Outros	<u>303.643</u>	<u>187.804</u>
Fornecimento de energia elétrica	<u>4.776.661</u>	<u>4.804.409</u>
Suprimento de energia elétrica (b)	38.255	5.763
Receita pela disponibilidade – uso da rede	236.374	216.880
Receita de construção (c)	1.216.896	872.912
Atualização do ativo financeiro	258.399	164.120
Outras receitas	<u>138.291</u>	<u>154.809</u>
	<u>1.888.215</u>	<u>1.414.484</u>
<b>Receita operacional bruta</b>	<u><b>6.664.876</b></u>	<u>6.218.893</u>
Deduções da receita		
ICMS sobre venda de energia elétrica	(913.272)	(920.107)
PIS e COFINS	(307.823)	(375.913)
Encargos do consumidor	(42.031)	(38.927)
ISS	(1.051)	(947)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (d)	(267.564)	(320.868)
Penalidades DIC/FIC e outras	<u>(32.171)</u>	<u>(24.316)</u>
<b>Deduções da receita operacional</b>	<u><b>(1.563.912)</b></u>	<u>(1.681.078)</u>
<b>Receita operacional líquida</b>	<u><b>5.100.964</b></u>	<u>4.537.815</u>

- a) A variação dos ativos e passivos regulatórios deve-se, principalmente, por: (i) reconhecimento na tarifa dos recursos recebidos a título de repasse da Conta-Covid a maior que o período anterior; (ii) em relação a constituição houve alteração de posição entre anos, de passiva passou a ser ativa, principalmente em função do comportamento dos custos com energia e encargos setoriais frente às coberturas tarifárias homologadas pela ANEEL; (iii) variações dos financeiros amortizados; (iv) variação entre os valores da receita de ultrapassagem da demanda e reativo excedente pertencente às distribuidoras; (v) variação do efeito da CVA da Bandeira Faturada;
- b) A receita de suprimento de energia elétrica foi maior em comparação com o período anterior, devido a distribuidora ter disponibilizado mais energia para venda no Mercado de Curto Prazo no período de 2025 em comparação ao ano anterior. Assim, houve um aumento da disponibilidade de suprimento para a venda no mercado de curto prazo;
- c) A variação desta linha foi impulsionada principalmente por um aumento de 42,50% nos custos decorrentes de movimentações no estoque e um aumento de 32,62% nas adições na controlada direta Equatorial Pará. Esses aumentos refletem investimentos estratégicos em ativos essenciais para a continuidade e expansão das operações; e
- d) Refere-se aos valores registrados na conta de CDE, a redução é devido a quitação dos empréstimos da Conta CDE COVID e CDE ESCASSEZ conforme Despacho Aneel nº 3.056/24 em outubro de 2024, o que representou uma redução de R\$ 121.635 em relação ao trimestre de 2024, embora tenha havido um aumento nos pagamentos das quotas CDE USO e CDE GD conforme resolução ANEEL nº 3.056/2024 para pagamentos em 2025 em R\$ 68.331, totalizando uma redução na conta CDE de R\$ 53.304.

# Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 21 Custos do serviço e despesas operacionais (Consolidado)

	31/03/2025				Total
	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	PECLD	
Pessoal	(39.852)	(26.169)	(65.709)	-	(131.730)
Material	(11.008)	(4.424)	(1.740)	-	(17.172)
Serviços de terceiros	(149.496)	(101.884)	(38.309)	-	(289.689)
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(1.912.460)	-	-	-	(1.912.460)
Custo de construção (b)	(1.216.896)	-	-	-	(1.216.896)
PECLD do contas a receber de clientes	-	-	-	(95.738)	(95.738)
Provisão para riscos judiciais	-	-	(9.944)	-	(9.944)
Amortização	(227.607)	-	(47.236)	-	(274.843)
Subvenção CCC	(9.593)	-	-	-	(9.593)
Outros	(515)	(1.987)	(5.819)	(101)	(8.422)
<b>Total</b>	<b>(3.567.427)</b>	<b>(134.464)</b>	<b>(168.757)</b>	<b>(95.839)</b>	<b>(3.966.487)</b>

- (a) Ver a abertura dos custos da energia elétrica comprada para revenda, conforme nota explicativa nº 21.1 – Energia elétrica comprada para revenda; e
- (b) As controladas da Companhia, reconhecem o custo de construção referente aos serviços de construções e melhorias previstos no contrato de concessão, com base no estágio de conclusão das obras realizadas. O valor é avaliado pela referência do levantamento dos trabalhos realizados, ou, quando não puder ser medido de maneira confiável, até o limite dos custos reconhecidos na condição em que os custos incorridos possam ser recuperados. Nesse trimestre, o saldo foi impactado principalmente, por um aumento de 42,50% nos custos decorrentes de movimentações no estoque na controlada direta Equatorial Pará. Aumento que reflete investimentos estratégicos em ativos essenciais para a continuidade e expansão das operações.

	31/03/2024				Total
	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	PECLD	
Pessoal	(29.391)	(22.699)	(57.051)	-	(109.141)
Material	(6.450)	(8.000)	2.780	-	(11.670)
Serviços de terceiros	(182.165)	(107.715)	(30.766)	-	(320.646)
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(1.773.162)	-	-	-	(1.773.162)
Custo de construção	(872.912)	-	-	-	(872.912)
PECLD do contas a receber de clientes	-	-	-	(91.867)	(91.867)
Provisão para riscos judiciais	-	-	(9.306)	-	(9.306)
Amortização	(200.303)	-	(40.713)	-	(241.016)
Subvenção CCC	5.932	-	-	-	5.932
Outros	(120)	(1.120)	(3.997)	(5.360)	(10.597)
<b>Total</b>	<b>(3.058.571)</b>	<b>(139.534)</b>	<b>(139.053)</b>	<b>(97.227)</b>	<b>(3.434.385)</b>

## 21.1 Energia elétrica comprada para revenda (Consolidado)

	31/03/2025		31/03/2024	
	GWh (*)	R\$	GWh (*)	R\$
Energia de leilão (a)	5.349	(1.115.060)	4.890	(986.655)
Contratos eletrônuclear	177	(58.563)	181	(59.359)
Contratos cotas de garantias	678	(146.508)	799	(151.065)
ESS/ Energia reserva (b)	-	(128.323)	-	(143.265)
Energia bilateral	56	(25.755)	56	(23.620)
Energia de curto prazo – CCEE (c)	-	(93.182)	-	(77.319)
PROINFA	-	(59.454)	-	(46.810)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	76	189.853	96	182.439
Geração distribuída	-	(38.037)	-	(14.474)
<b>Subtotal</b>	<b>6.336</b>	<b>(1.475.029)</b>	<b>6.022</b>	<b>(1.320.128)</b>
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (d)	-	(437.431)	-	(453.034)
<b>Total</b>	<b>6.336</b>	<b>(1.912.460)</b>	<b>6.022</b>	<b>(1.773.162)</b>

(\*) não auditado.

- (a) Compreende os custos com os contratos (CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no ambiente regulado, MCS D – Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits). A variação nesta linha decorre de aumento de 9,39% no volume contratado para atendimento do mercado em relação ao período do ano anterior; acrescido de atualizações dos preços médios de pagamento que sofreram variação de 3,32%, que evoluiu de R\$ 201,77/MWh em 2024 para R\$ 208,46/MWh em 2025;
- (b) A diminuição nas despesas associadas ao ESS em comparação ao período anterior deve-se a redução do acionamento das térmicas fora da ordem de mérito, acrescido de menores despesas com o Encargo de Energia de Reserva cuja finalidade é aumentar a Segurança no Fornecimento de Energia Elétrica ao Sistema Interligado Nacional, ocasionando diminuição dos pagamentos associado a este encargo;
- (c) A energia de curto prazo apresentou variação de R\$ 15.863 no período de janeiro a março, em virtude do aumento da despesa do efeito da contratação por disponibilidade e efeito de contratação de cotas de garantia física em relação ao mesmo período de 2024; e
- (d) Contempla os custos com encargos de uso e conexão do sistema de transmissão, os quais possuem tarifas ajustadas pela resolução Receita Anual Permitida (RAP). Para o ano de 2024, as tarifas praticadas foram aprovadas na Resolução Homologatória nº 3.217 de 04 de julho de 2023 com vigência a partir de julho de 2023 até junho de 2024 e Resolução Homologatória nº 3.349 de 16 de julho de 2024 com vigência a partir de julho de 2024 até junho de 2025 as quais são relacionadas à Rede Básica e Conexão, assim como o aumento da contratação do MUST (Montante de Uso do Sistema de Transmissão).

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 21.2 Outras despesas operacionais, líquidas (Consolidado)

	<u>31/03/2025</u>	<u>31/03/2024</u>
<b>Outras receitas operacionais</b>		
Ganhos na alienação e desativação de bens e direitos	11	-
Reversão de provisão para perda de estoque	3.879	4.607
Outras receitas operacionais	<u>919</u>	<u>1.612</u>
<b>Total de outras receitas operacionais</b>	<u>4.809</u>	<u>6.219</u>
<b>Outras despesas operacionais</b>		
Perdas pela desativação de bens e direitos	(44.467)	(24.532)
Indenização por danos a terceiros	(1.913)	(1.729)
Provisão para perda de estoque	(16.338)	(25.098)
Baixa de recebíveis incobráveis (a)	(19.812)	(22.974)
Outras despesas operacionais	<u>(10.989)</u>	<u>(10.493)</u>
<b>Total de outras despesas operacionais</b>	<u>(93.519)</u>	<u>(84.826)</u>
<b>Total outras despesas operacionais, líquidas</b>	<u>(88.710)</u>	<u>(78.607)</u>

(a) Referem-se a baixas de títulos vencidos do contas a receber realizadas no período.

### 22 Resultado financeiro (Consolidado)

	<u>31/03/2025</u>	<u>31/03/2024</u>
<b>Receitas financeiras</b>		
Rendimentos de aplicação financeiras (a)	159.449	78.500
PIS/COFINS sobre receita financeira de aplicações financeiras	(12.503)	(9.329)
Valores a receber/devolver parcela A	20.263	15.461
Operações com instrumentos financeiros derivativos (b)	150.210	141.418
Acréscimo moratório de energia vendida	67.880	63.996
Variação monetária e cambial da dívida (c)	282.446	40.601
Juros de mora sobre PECLD	769	11.697
Receita financeira de AVP	6.668	284
Outras receitas financeiras	20.488	12.419
<b>Total de receitas financeiras</b>	<u>695.670</u>	<u>355.047</u>
<b>Despesas financeiras</b>		
Valores a receber/devolver parcela A	(35.891)	(30.146)
Operações com instrumentos financeiros derivativos (b)	(491.919)	(108.323)
Variação monetária e cambial da dívida (c)	(150.369)	(206.558)
Encargos da dívida (d)	(274.762)	(184.538)
Atualização de contingências	(6.135)	(9.790)
Despesa financeira de AVP	(15.296)	(10.813)
Descontos concedidos	(23.402)	(23.785)
Juros de mora sobre PCLD	(1.699)	(1.677)
Encargo de geração distribuída	265	-
Outras despesas financeiras	(42.469)	(28.474)
<b>Total de despesas financeiras</b>	<u>(1.041.677)</u>	<u>(604.104)</u>
<b>Resultado financeiro líquido</b>	<u>(346.007)</u>	<u>(249.057)</u>

- (a) O aumento nos rendimentos das aplicações financeiras deve-se, principalmente, a melhora do caixa e aplicações da Companhia em 67,9%, em comparação ao período anterior;
- (b) Refere-se à contratação de operação de swap, designada como hedge de fluxo de caixa, onde a principal variação refere-se ao câmbio sobre essas operações. No período findo de 31 de março de 2025 o principal efeito refere-se à variação cambial, que gerou despesa com a queda do dólar em 7,27%, saindo de R\$ 6,19 em 31 de dezembro de 2024, para R\$ 5,74 em 31 de março 2025. No período findo de 31 de março de 2024 o principal efeito refere-se à variação cambial, que gerou receita com a alta do dólar em 3,20%, saindo de R\$ 4,84 em 31 de dezembro de 2023, para R\$ 4,99 em 31 de março 2024;
- (c) Em 2025, a despesa foi originada principalmente pela variação cambial da dívida, devido à desvalorização do dólar em 7,27%, contribuindo para uma receita líquida no período; e
- (d) O principal fator responsável pelo aumento dos encargos foi o crescimento de 30,3% no saldo da dívida, quando comparado acumulado março de 2025 e 2024.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 23 Benefício pós emprego (Consolidado)

O saldo de benefício pós-emprego está constituído conforme a seguir demonstrado:

	Equatorial Maranhão		Equatorial Pará		Equatorial Piauí		Consolidado	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
<b>Ativo:</b>								
Equatorial CD	5.897	5.693	9.042	8.745	319	307	15.258	14.745
CELPA OP	-	-	1.160	1.127	-	-	1.160	1.127
<b>Total ativo</b>	<b>5.897</b>	<b>5.693</b>	<b>10.202</b>	<b>9.872</b>	<b>319</b>	<b>307</b>	<b>16.418</b>	<b>15.872</b>
<b>Passivo:</b>								
<b>Circulante</b>								
Resolução 10/1989	-	-	1.589	1.546	-	-	1.589	1.546
<b>Total circulante</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.589</b>	<b>1.546</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.589</b>	<b>1.546</b>
<b>Não circulante</b>								
CELPA R	-	-	5.182	5.170	-	-	5.182	5.170
Resolução 10/1989	-	-	14.031	13.855	-	-	14.031	13.855
Planos de Saúde	15.769	15.405	45.782	45.089	5.021	4.939	66.572	65.433
<b>Total não circulante</b>	<b>15.769</b>	<b>15.405</b>	<b>64.995</b>	<b>64.114</b>	<b>5.021</b>	<b>4.939</b>	<b>85.785</b>	<b>84.458</b>
<b>Total passivo</b>	<b>15.769</b>	<b>15.405</b>	<b>66.584</b>	<b>65.660</b>	<b>5.021</b>	<b>4.939</b>	<b>103.792</b>	<b>101.876</b>

As características dos planos de benefícios previdenciários patrocinados pela Companhia e suas controladas estão descritas na nota explicativa nº 27 – Benefício pós-emprego (Consolidado), das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2024, e não houve alterações de critérios adotados no período.

### 24 Instrumentos financeiros

#### 24.1 Considerações gerais

A Companhia e suas controladas efetuaram análise dos seus instrumentos financeiros, a saber: caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, contas a receber de clientes, valores a receber (devolver) parcela A e outros itens financeiros, sub-rogação da CCC, ativos financeiros da concessão, fornecedores, empréstimos e financiamentos, debêntures, valores a pagar de acordo com o plano de recuperação judicial, derivativos e passivo de arrendamento, procedendo as devidas adequações em sua contabilização, quando necessário.

A administração desses instrumentos é efetuada por meio de estratégias operacionais e controles internos visando a assegurar liquidez, rentabilidade e segurança. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das condições contratadas versus condições vigentes no mercado. A Administração faz uso dos instrumentos financeiros visando remunerar ao máximo suas disponibilidades de caixa, manter a liquidez de seus ativos e proteger-se de variações de taxas de juros ou câmbio e obedecer aos índices financeiros constituídos em seus contratos de financiamento (*covenants*), conforme notas explicativas nº 15.5 – *Covenants* dos empréstimos e financiamentos e 16.5 – *Covenants* das debêntures.

## **Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado**

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### **24.2 Política de utilização de derivativos**

As controladas da Companhia utilizam operações com derivativos (*swap*), apenas para conferir proteção às oscilações de indexadores macroeconômicos e conferir proteção às oscilações de cotações de moedas estrangeiras. Estas operações não são realizadas em caráter especulativo. Em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024 as controladas da Companhia possuíam operações de instrumentos financeiros derivativos contratados.

### **24.3 Categoria e valor justo dos instrumentos financeiros**

Os valores justos estimados de ativos e passivos financeiros da Companhia e de suas controladas foram determinados por meio de informações disponíveis no mercado e metodologias apropriadas de avaliações.

Entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa do valor de realização mais adequado. Como consequência, as estimativas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente. O uso de diferentes metodologias de mercado pode ter um efeito material nos valores de realização estimados.

A Companhia e suas controladas reconhecem, quando aplicável, as transferências entre níveis da hierarquia do valor justo no final do exercício das informações intermediárias individuais e consolidadas em que ocorreram as mudanças. Para período findo em 31 de março de 2025 não ocorreram mudanças nas hierarquias e nas técnicas de avaliação do valor justo, em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, conforme descrito no item a seguir.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### (i) Mensuração do valor justo

Uma série de políticas e divulgações contábeis da Companhia e de suas controladas requer a mensuração de valor justo para ativos e passivos financeiros e não financeiros. Ao mensurar o valor justo de um ativo ou um passivo, a Companhia e suas controladas usam dados observáveis de mercado, tanto quanto possível. As divulgações quantitativas da hierarquia do valor justo para ativos e passivos em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024 estão identificados conforme a seguir:

Controladora			31/03/2025		31/12/2024	
Ativo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Caixa e depósito bancário à vista	-	Custo amortizado	3	3	5	5
Equivalentes de caixa	1	Valor justo por meio do resultado	143	143	139	139
Aplicações financeiras	2	Valor justo por meio do resultado	5.854	5.854	6.358	6.358
<b>Total ativo</b>			<b>6.000</b>	<b>6.000</b>	<b>6.502</b>	<b>6.502</b>
Passivo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Fornecedores	-	Custo amortizado	6	6	3	3
<b>Total do passivo</b>			<b>6</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>3</b>
Consolidado			31/03/2025		31/12/2024	
Ativo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Caixa e depósito bancário à vista	-	Custo amortizado	81.949	81.949	99.084	99.084
Equivalentes de caixa	1	Valor justo por meio do resultado	480.049	480.049	1.569.015	1.569.015
Aplicações financeiras	2	Valor justo por meio do resultado	4.041.652	4.041.652	4.614.605	4.614.605
Contas a receber de clientes	-	Custo amortizado	4.121.746	4.121.746	4.478.015	4.478.015
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	-	Custo amortizado	-	-	2.325	2.325
Sub-rogação da CCC - valores aplicados	3	Custo amortizado	349.930	349.930	349.930	349.930
Instrumentos financeiros derivativos	2	Valor justo por meio do resultado	76.298	76.298	342.940	342.940
Ativo financeiro de concessão	3	Valor justo por meio do resultado	13.770.262	13.770.262	12.879.525	12.879.525
<b>Total ativo</b>			<b>23.201.882</b>	<b>23.201.882</b>	<b>24.335.439</b>	<b>24.335.439</b>
Passivo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Fornecedores	-	Custo amortizado	1.798.641	1.798.641	2.084.727	2.084.727
Fornecedores – risco sacado	-	Custo amortizado	228.128	228.128	216.341	216.341
Empréstimos e financiamentos	2	Custo amortizado	9.862.285	10.416.929	10.257.306	10.791.626
Debêntures	2	Custo amortizado	5.269.738	5.319.314	6.192.911	6.245.799
Valores a pagar de acordo com o plano de recuperação judicial	-	Custo amortizado	1.149.788	1.329.178	1.136.600	1.321.193
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	2	Custo amortizado	654.386	654.386	754.218	754.218
Instrumentos financeiros derivativos	2	Valor justo por meio do resultado	78.814	78.814	24.205	24.205
Passivo de arrendamento	-	Custo amortizado	19.814	19.438	20.530	20.010
AICs Ressarcíveis	3	Valor justo por meio do resultado	9.406	9.406	9.406	9.406
<b>Total do passivo</b>			<b>19.071.000</b>	<b>19.854.234</b>	<b>20.696.244</b>	<b>21.467.525</b>

- **Caixa e equivalente de caixa** - são classificados como custo amortizado e estão registrados pelos seus valores originais.
- **Aplicações financeiras (equivalentes de caixa)** - são classificados como de valor justo por meio do resultado. Nível 1 na hierarquia de valor justo;

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

- **Aplicações financeiras** - são classificados como de valor justo por meio do resultado. Em sua maioria, são aplicados em fundos. Os fatores relevantes para avaliação ao valor justo são publicamente observáveis, tais como CDI. Nível 2 na hierarquia de valor justo;
- **Contas a receber de clientes** - decorrem diretamente das operações da Companhia e de suas controladas, são classificados como custo amortizado, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos à provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável;
- **Valores a receber (devolver) da parcela A e outros itens financeiros** - são decorrentes de custos não gerenciáveis a serem repassados integralmente ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente. Classificados como custo amortizado;
- **Sub-rogação da CCC** - valores aplicados: são classificados como custo amortizado e estão contabilizados pelos seus valores amortizados, possuem o propósito de financiar o subsídio da interligação de municípios isolados ao Sistema Interligado Nacional – SIN;
- **Ativo financeiro de concessão** - são classificados como valor justo por meio do resultado, são ativos financeiros que representam o direito incondicional de receber uma determinada quantia ao final do prazo de concessão. Os fatores relevantes para avaliação ao valor justo são publicamente observáveis, como IPCA existentes em mercado ativo e a taxa de depreciação que é definida pela resolução da ANEEL, sendo sua classificação nível 3 na hierarquia do valor justo;
- **Fornecedores** - decorrem diretamente da operação da Companhia e de suas controladas e são classificados como passivo ao custo amortizado;
- **Fornecedores risco sacado** - decorrem de transações entre as controladas da Companhia e seus fornecedores de materiais e serviços e são classificados como passivo ao custo amortizado;
- **Empréstimos e financiamentos** - têm o propósito de gerar recursos para financiar os programas de investimento da Companhia e de suas controladas e, eventualmente, gerenciar necessidades de curto prazo. São classificados como passivo ao custo amortizado e estão contabilizados pelos seus valores amortizados. Nível 2 na hierarquia de valor justo.
- **Debêntures** - são classificadas como passivo ao custo amortizado e estão contabilizados pelo seu valor amortizado. Para fins de divulgação, as debêntures tiveram seus valores de mercado calculados com base em taxas de mercado, divulgadas pela B3 e ANBIMA. Nível 2 na hierarquia de valor justo;
- **Valores a pagar de acordo com o plano de recuperação judicial** - decorrente do plano de recuperação judicial da controlada indireta Equatorial Pará que são classificados como passivo ao custo amortizado;
- **Passivo de arrendamento** - composto pelas obrigações decorrentes de contratos de locações e leasing que se enquadram no escopo do CPC 06 (R2). Os saldos são trazidos a valor presente por meio de fluxo de caixa descontado para o período de vigência de cada contrato e são classificados como passivo ao custo amortizado;

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

- **Instrumentos financeiros derivativos** - são classificados pelo valor justo através do resultado e de outros resultados abrangentes, tendo como objetivo a proteção às oscilações de taxa de juros e moeda estrangeira. Para as operações de swaps, a determinação do valor de mercado foi realizada utilizando as informações de mercado disponíveis. Nível 2 na hierarquia de valor justo; e
- **AICs Ressarcíveis** - são classificados como nível 2 na hierarquia de valor justo através de outros resultados abrangentes, tendo em vista que a sensibilidade do valor justo está nos ativos em curso na base de remuneração líquida, dependendo de avaliação de especialista e homologação total ou parcial pela Eletrobrás. O montante do ressarcimento devido à Eletrobrás, a título de pagamento pelos AICs Ressarcíveis (ativo imobilizado em curso ressarcíveis) correspondente a 50% (cinquenta por cento) da contribuição de cada um dos ativos na base de remuneração líquida, conforme definição vigente nos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET da ANEEL, desconsideradas eventuais contabilizações, posteriores à data-base do laudo de avaliação, de investimentos necessários à imobilização desses ativos em curso. Nível 3 na hierarquia do valor justo.

### 24.4 Instrumentos financeiros derivativos

Em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024, as controladas da Companhia possuem os seguintes instrumentos financeiros derivativos:

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação

Período findo em 31 de março de 2025

(Valores expressos em milhares de reais)

Controladas	Instituição financeira	Ingresso	Vencimento	Valor contratado (USD)	Valor contratado (BRL)	Amortização	Tipo	Juros	Indexadores	Valor justo	
										31/03/2025	31/12/2024
Equatorial Maranhão	Scotiabank	19/02/2021	19/02/2025	US\$ 66.500	R\$350.000	Anual	Câmbio	Semestral	USD + 1,48% a.a./ CDI + 1,65% a.a.	-	18.797
Equatorial Maranhão	Citibank	17/11/2023	09/05/2025	US\$ 80.000	R\$389.600	Bullet	Câmbio	Semestral	USD + Sofr + 0,79% a.a./CDI + 1,29% a.a.	58.479	101.781
Equatorial Maranhão	XP	04/10/2024	15/09/2036	-	R\$550.000	Anual	Juros	Semestral	IPCA + 6,6493% a.a./ CDI + 0,285% a.a.	(44.090)	(47.240)
Equatorial Maranhão	Scotiabank	13/11/2024	12/11/2027	US\$ 73.684	R\$420.000	Bullet	Câmbio	Semestral	USD + 5,8035% a.a./ CDI + 1,15% a.a.	(9.836)	22.552
Equatorial Maranhão	Scotiabank	30/01/2025	28/01/2028	US\$ 18.000	R\$106.920	Bullet	Câmbio	Semestral	USD + 5,2780% a.a./ CDI + 1,05% a.a.	(6.708)	-
Equatorial Maranhão	Scotiabank	19/02/2025	18/02/2028	US\$ 32.683	R\$186.223	Bullet	Câmbio	Semestral	USD + 5,2710% a.a./ CDI + 1,05% a.a.	(3.076)	-
Equatorial Pará	Scotiabank	25/11/2022	25/11/2025	US\$ 186.237	R\$1.000.000	Bullet	Câmbio	Semestral	USD + 5,67% a.a./CDI + 1,35% a.a.	32.412	130.711
Equatorial Pará	Scotiabank	25/11/2022	25/11/2025	US\$ 13.763	R\$73.900	Bullet	Câmbio	Semestral	USD + 5,67% a.a./CDI + 1,35% a.a.	2.395	9.659
Equatorial Pará	Bank of America	10/12/2024	10/12/2027	US\$ 50.000	R\$300.000	Bullet	Câmbio	Anual	USD + 6,0118% a.a./ CDI + 1,09% a.a.	(20.314)	1.611
Equatorial Pará	BTG	20/12/2024	15/12/2036	-	R\$1.475.000	Anual	Juros	Semestral	IPCA + 7,7477% a.a./ CDI + 0,38% a.a.	(21.685)	(31.906)
Equatorial Piauí	Scotiabank	26/04/2021	26/04/2026	US\$ 53.571	R\$300.000	Anual	Câmbio	Semestral	USD + 2,27% a.a./ CDI + 1,77%	(15.910)	12.316
Equatorial Piauí	Santander	07/12/2022	16/11/2026	US\$ 28.184	R\$146.000	Bullet	Câmbio	Trimestral	USD + 6,24% a.a./CDI + 1,62% a.a.	14.065	24.870
Equatorial Piauí	Bank of America	27/12/2023	27/01/2025	US\$ 70.000	R\$342.300	Bullet	Câmbio	Bullet	USD + 7,0235% a.a./CDI + 1,38% a.a.	-	78.946
Equatorial Piauí	XP	04/10/2024	15/09/2036	-	R\$300.000	Anual	Juros	Semestral	IPCA + 6,8091% a.a./ CDI + 0,41% a.a.	27.477	(25.354)
Equatorial Piauí	Bank of America	23/10/2024	25/10/2027	US\$ 31.000	R\$177.630	Anual	Câmbio	Bullet	USD + 5,7294% a.a./ CDI + 1,15% a.a.	(6.787)	6.957
Equatorial Piauí	Itaú	28/03/2025	15/08/2043	-	R\$70.000	Mensal	Juros	Mensal	IPCA + 7,52% a.a./ CDI + 0,05% a.a.	(2.380)	-
Equatorial Piauí	Scotiabank	13/11/2024	12/11/2027	49123	R\$280.000	Bullet	Câmbio	Semestral	USD + 5,8035% a.a./ CDI + 1,15% a.a.	(6.558)	15.035
<b>Total</b>										<b>(2.516)</b>	<b>318.735</b>
Ativo circulante										58.076	205.125
Ativo não circulante										18.222	137.815
Passivo circulante										(9.111)	(51)
Passivo não circulante										(69.703)	(24.154)
Efeito líquido total										<b>(2.516)</b>	<b>318.735</b>

Os valores relativos aos itens designados como instrumentos de *hedge*, nas controladas da Companhia, foram os seguintes:

Controlada	Risco cambial	Rubrica no balanço patrimonial em que instrumento de <i>hedge</i> está incluído	31/03/2025		31/12/2024		31/03/2025	31/03/2024
			Valor Nominal	Ativo (Passivo)	Valor Nominal	Ativo (Passivo)	Alterações no valor do instrumento de <i>hedge</i> reconhecidas em ORA	
Equatorial Maranhão	Contrato de <i>swap Hedge</i> para empréstimos em moeda estrangeira	Instrumentos financeiros derivativos	1.652.743	(5.231)	1.709.600	95.890	169	4.816
Equatorial Pará	Contrato de <i>swap Hedge</i> para empréstimos em moeda estrangeira	Instrumentos financeiros derivativos	2.848.900	(7.192)	2.848.900	110.075	5.123	(4.149)
Equatorial Piauí	Contrato de <i>swap Hedge</i> para empréstimos em moeda estrangeira	Instrumentos financeiros derivativos	1.273.630	9.907	1.995.930	112.770	73.657	(1.680)
<b>Total</b>			<b>5.775.273</b>	<b>(2.516)</b>	<b>6.554.430</b>	<b>318.735</b>	<b>78.949</b>	<b>(1.013)</b>

Para o período findo em 31 de março de 2025, não houve mudança nas políticas de instrumentos financeiros em relação àquelas divulgadas na nota explicativa nº 28.4 – Instrumentos financeiros derivativos das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2024.

## **Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado**

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### **24.5 Gerenciamento dos riscos financeiros**

A Administração da Companhia, bem como de suas controladas, tem a responsabilidade global sobre o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de riscos. Os riscos descritos a seguir são uma compilação dos riscos apontados pelas diversas áreas em suas áreas de especialidades. A Administração define a forma de tratamento e os responsáveis por acompanhar cada um dos riscos levantados, para sua prevenção e controle.

As políticas de gerenciamento de risco da Companhia e de suas controladas são estabelecidas para identificar e analisar os riscos aos quais estão expostas, para definir limites de riscos e controles apropriados, e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos. As políticas de gerenciamento de riscos e os sistemas são revisados regularmente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas suas atividades. A Companhia e suas controladas através de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, busca manter um ambiente de disciplina e controle no qual todos os funcionários tenham consciência de suas atribuições e obrigações.

O Comitê de Auditoria Estatutário da Controladora Equatorial S.A., supervisiona a forma como a Administração da Companhia e de suas controladas monitoram a aderência aos procedimentos de gerenciamento de risco, e revisa a adequação da estrutura de gerenciamento de risco em relação aos riscos aos quais está exposta. O Comitê de Auditoria Estatutário é auxiliado pelo time de auditoria interna na execução de suas atribuições. A auditoria interna realiza revisões regulares e esporádicas nos procedimentos de gerenciamento de risco, e o resultado é reportado para o Comitê de Auditoria Estatutário.

Para o período findo em 31 de março de 2025, não houve mudança nas políticas de gerenciamento de risco em relação àquelas divulgadas na nota explicativa nº 28.5 – Gerenciamento dos riscos financeiros das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2024.

# Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 25 Demonstração dos fluxos de caixa

### 25.1 Transações que não afetam caixa

O CPC 03 (R2) – Demonstrações de Fluxo de Caixa, em sua revisão, trouxe que as transações de investimento e financiamento que não envolvem o uso de caixa ou equivalente de caixa devem ser excluídas das demonstrações de fluxo de caixa e apresentadas separadamente em nota explicativa.

As transações que não envolveram o uso de caixa ou equivalente de caixa, ou seja, que não estão demonstradas nas demonstrações de fluxo de caixa, estão demonstradas na tabela abaixo:

Consolidado	Efeito não caixa
<b>Atividades de investimento</b>	
Transferências entre ativo financeiro e ativo contratual (a)	636.525
Transferências entre ativo contratual e intangível (a)	303.971
Adição de ativo contratual em contrapartida de fornecedores (b)	27.978
Adição de ativo contratual em contrapartida de obrigações e encargos sobre folha de pagamento (b)	54.244
<b>Total atividades de investimentos</b>	<b>1.022.718</b>
<b>Atividades de financiamento</b>	
Capitalização de juros de empréstimos (c)	17.007
Reconhecimento de ativo e passivo de arrendamento	804
Hedge accounting de fluxo de caixa (d)	80.902
<b>Total atividades de financiamento</b>	<b>98.713</b>
<b>Total</b>	<b>1.121.431</b>

- (a) Correspondem às transferências (bifurcação) de ativos de contrato para o intangível em serviço e ativo financeiro da concessão;
- (b) Referem-se as adições de ativos de contrato em contrapartida de fornecedores e obrigações e encargos sobre a folha de pagamento, mais detalhes na nota explicativa nº 12 – Ativos de contrato;
- (c) Capitalização de juros de empréstimos ligados à aquisição ou construção de ativos qualificáveis registrados no ativo contratual de acordo com as regras do CPC 20 (R1) – Custos de Empréstimos; e
- (d) Proteção contra exposições a variações de fluxos de caixa que sejam atribuíveis a riscos específicos associados com ativos ou passivos ou que possa afetar o resultado.

### 25.2 Mudanças nos passivos de atividades de financiamento

	31/12/2024	Fluxo de caixa	Pagamento de Juros (*)	Novos arrendamentos	Mudança no valor justo	Outros (**)	31/03/2025
Empréstimos e financiamentos	10.257.306	(210.823)	(114.120)	-	-	(70.078)	9.862.285
Debêntures	6.192.911	(1.022.327)	(116.201)	-	-	215.355	5.269.738
Instrumentos financeiros derivativos	(318.735)	60.782	(2.291)	-	(78.949)	341.709	2.516
Valores a pagar de acordos com plano de recuperação judicial	1.136.600	(6.863)	(5.815)	-	-	25.866	1.149.788
Passivos de arrendamento	20.530	(1.520)	(461)	804	-	461	19.814
Dividendos a pagar	552.351	(53)	-	-	-	-	552.298
<b>Total</b>	<b>17.840.963</b>	<b>(1.180.804)</b>	<b>(238.888)</b>	<b>804</b>	<b>(78.949)</b>	<b>513.313</b>	<b>16.856.439</b>

(\*) A Companhia e suas controladas classificam juros pagos como fluxos de caixa das atividades operacionais.

(\*\*) As movimentações incluídas na coluna de "Outros" incluem os efeitos das apropriações de encargos de dívidas, juros, variações monetárias e cambiais líquidas, capitalização de juros e o reconhecimento de dividendos a pagar no fim do exercício. A Companhia e suas controladas classificam juros pagos como fluxos de caixa das atividades operacionais.

## Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 26 Compromissos futuros (Consolidado)

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo são os seguintes:

	<u>Vigência</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>2027</u>	<u>Após 2027 (*)</u>
Energia contratada	2025 a 2036	4.629.429	7.195.073	7.316.198	92.681.867
Energia contratada (em MhW)	2025 a 2036	20.660.618	27.844.965	28.512.206	300.738.223

(\*) estimado em 9 anos após 2027.

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência varia de 6 a 30 anos, representam o volume total contratado pelo preço atualizado de acordo com a cláusula do Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, e foram homologados pela ANEEL.

	<u>Vigência</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>2027</u>	<u>Após 2027(*)</u>
Arrendamentos e aluguéis	2024 a 2028	4.397	5.692	5.666	4.059
Sistema isolado	2024 a 2027	535.984	58.995	20.333	229.669
Sistema isolado (MhW)	2024 a 2027	262.249	67.215	25.140	257.407

(\*) estimado até a data de interligação ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

### 27 Eventos subsequentes

#### Equatorial Energia Distribuição S.A.

##### Distribuição de dividendos

Em 26 de abril de 2025, conforme a ata de Reunião de Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, houve a aprovação da distribuição de dividendos adicionais de R\$ 1.353.938, oriundos do lucro líquido do exercício findo em 31 de dezembro de 2024, os quais deverão ser pagos aos respectivos acionistas até 31 de dezembro de 2025, conforme será definido pela administração.

#### Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.

##### Desembolso do financiamento junto ao BNDES

Em 25 de abril de 2025, foi liquidada a operação contratada junto ao BNDES via financiamento, no montante de R\$ 420.000, com prazo de 18 anos e 4 meses, amortização e juros mensais, com custo de IPCA+7,52% a.a., com *swap* de taxa de juros para CDI+0,12% a.a.

##### Distribuição de dividendos

Em 29 de abril de 2025, conforme a ata de Reunião de Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, houve a aprovação da distribuição de dividendos adicionais de R\$ 318.887, oriundos do lucro líquido do exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

## **Equatorial Energia Distribuição S.A. e Consolidado**

Notas explicativas às informações intermediárias individuais e consolidadas--Continuação  
Período findo em 31 de março de 2025  
(Valores expressos em milhares de reais)

### **Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.**

#### **Distribuição de dividendos**

Em 29 de abril de 2025, conforme a ata de Reunião de Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, houve a aprovação da distribuição de dividendos adicionais de R\$ 1.093.583, oriundos do lucro líquido do exercício findo em 31 de dezembro de 2024 e R\$ 9.005 proveniente de realização de reservas de reavaliação.

### **Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.**

#### **Distribuição de dividendos**

Em 28 de abril de 2025, conforme a ata de Reunião de Assembleia Geral Ordinária, houve a aprovação da distribuição de dividendos adicionais de R\$ 30.070, oriundos do lucro líquido do exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

\* \* \*

## **Diretoria Executiva**

Augusto Miranda da Paz Júnior  
Diretor-Presidente

Humberto Luís Queiroz Nogueira  
Diretor

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima  
Diretor

Cristiano de Lima Logrado  
Diretor

Marcos Antônio Souza de Almeida  
Diretor


José Silva Sobral Neto  
Diretor

Geovane Ximenes de Lira  
Superintendente Corporativo de Gestão Tributária, Normas e Relatórios Contábeis  
Contador  
CRC-PE 012996-O-3-S-MA

GRUPO

**equatorial**

ENERGIA



Release de  
Resultados  
1T25

**EQTL**

B3 LISTED NM



**Brasília, 14 de maio de 2025** – A Equatorial S.A., *holding multi-utilities*, com atuação nos segmentos de Distribuição, Transmissão, Geração, Comercialização, Serviços, Saneamento e Telecom (B3: EQTL3; USOTC: EQUYE), anuncia os resultados do primeiro trimestre de 2025 (1T25).

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

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

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

### PRINCIPAIS MACROINDICADORES <sup>1</sup>

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

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

## **Sumário**

Sumário .....	3
DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO .....	5
MARGEM BRUTA AJUSTADA.....	6
CUSTOS E DESPESAS.....	7
EBITDA.....	8
RESULTADO FINANCEIRO .....	9
LUCRO LÍQUIDO.....	10
ENDIVIDAMENTO .....	11
INVESTIMENTOS.....	12
ESG (Environmental, Social and Governance) .....	13
DISTRIBUIÇÃO.....	14
DESEMPENHO COMERCIAL .....	14
DESEMPENHO OPERACIONAL .....	16
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	17
MARGEM BRUTA .....	17
DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR .....	18
EBITDA.....	20
EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA .....	21
RESULTADO FINANCEIRO .....	22
LUCRO LÍQUIDO.....	22
INVESTIMENTOS.....	22
TRANSMISSÃO .....	23
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	23
RENOVÁVEIS.....	25
DESEMPENHO OPERACIONAL .....	25
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	28
SANEAMENTO .....	31
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL.....	31
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	31
EQUATORIAL SERVIÇOS .....	33
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	33
SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE .....	34

## AVISO

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

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

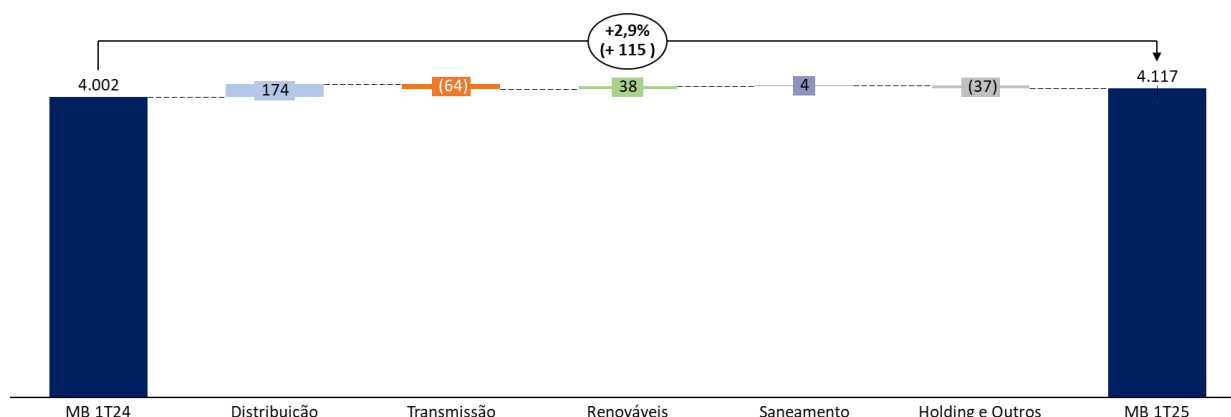
Critérios contábeis adotados:

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

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

**DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO**

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

**MARGEM BRUTA AJUSTADA**

De forma consolidada, a Margem Bruta ajustada do grupo Equatorial no 1T25 apresentou um crescimento de 2,9% em comparação ao 1T24, totalizando R\$ 4,1 bilhões, já excluindo os efeitos da receita de construção e os efeitos IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM).

O resultado é explicado principalmente pelo aumento da margem bruta do segmento de Distribuição (R\$ 174 milhões), onde se destacam o crescimento da margem bruta Equatorial Goiás (R\$ 108 milhões). Vale ressaltar que a redução da margem no segmento de Transmissão (- R\$ 64 milhões) se dá, principalmente, pela venda da INTESA e da SPE 7, que tiveram suas alienações concluídas em março e dezembro de 2024, respectivamente.

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

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

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

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

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes do período:

*Custo do Serviço de Energia Elétrica:*

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

**CUSTOS E DESPESAS**

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

\*Inclui PPAs e Eliminações

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

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

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

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

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

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes:

*Custos e Despesas Operacionais:*

*Pessoal*

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

*Material*

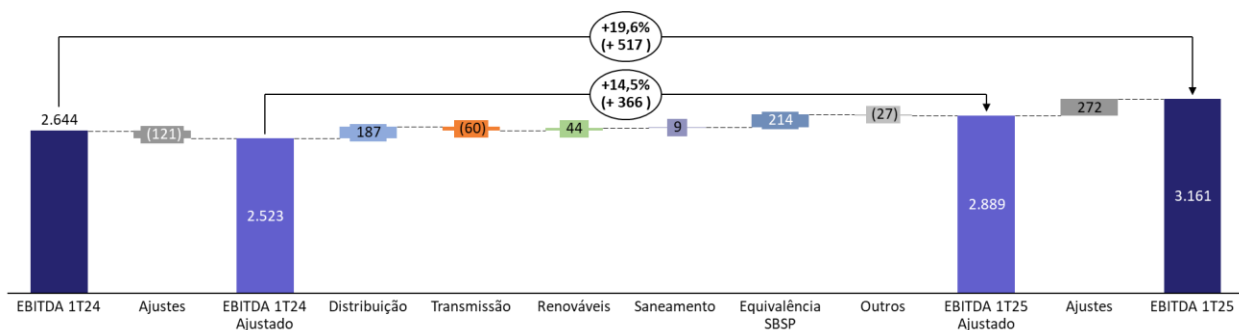
- (ii) Aquisição de materiais de EPI e EPC voltados para primarização (PA).

*Serviços de Terceiros*

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

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

## EBITDA



O EBITDA reportado da Equatorial atingiu R\$ 3.161 milhões no 1T25, valor 19,6% superior ao 1T24.

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

O EBITDA ajustado já contempla os ajustes não caixa e IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM).

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

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

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

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

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

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

**RESULTADO FINANCEIRO**

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

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

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

**LUCRO LÍQUIDO**

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

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

As participações minoritárias da companhia são afetadas pela atualização das ações PN emitidas na Equatorial Distribuição, e por isso não refletem a participação econômica existente na Equatorial. O Lucro Líquido Ex Minoritários, para uma visão mais aderente, deve levar em consideração: (i) as participações minoritárias das empresas do grupo, que no trimestre atingiram R\$ 55,9 milhões, e (ii) o valor da atualização das PNs por CDI, que no trimestre registrou R\$ 113,1 milhões. Efetuando esses ajustes, o Lucro líquido ex minoritários seria de R\$ 537,2 milhões.

É importante ressaltar que o lucro líquido ajustado inclui os ajustes não caixa referentes a atualização da opção de compra das ações preferenciais na Equatorial Distribuição. O efeito está mapeado dentro do resultado financeiro e reflete a composição dos ajustes do lucro.

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

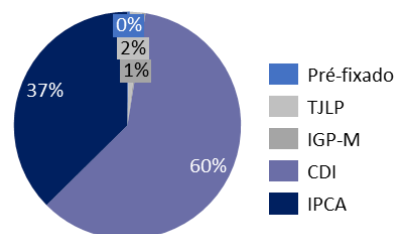
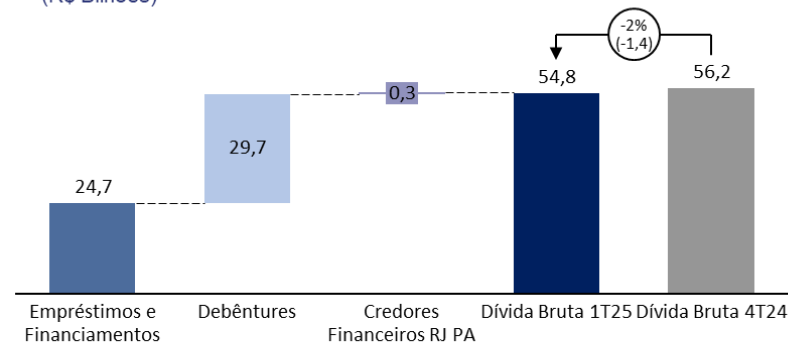
Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	1T25 Total
Ajustes EBITDA (Margem + Custos)	17	-	-	-	13	30
Impostos	49	-	-	-	-	49
PPAs	-	-	-	-	(20)	(20)
Ajuste PNs - Não caixa	-	-	-	-	(55)	(55)
<i>Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM) líquido de impostos</i>	<i>(227)</i>	<i>(53)</i>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

A linha de impostos ajusta o valor do trimestre para a incidência de impostos sobre o resultado recorrente, e a linha de Ajustes IFRS traz os efeitos não caixa já líquidos de impostos.

## ENDIVIDAMENTO

No trimestre, a dívida bruta consolidada, considerando empréstimos e financiamentos, credores financeiros da recuperação judicial (líquido de ajuste a valor presente) e debêntures, atingiu R\$ 54,8 bilhões. Para abertura mais detalhada da dívida, visite o website de RI, na seção: Informações Financeiras – Dados Operacionais e Financeiros.

### Build-up Dívida Bruta (R\$ Bilhões)



### Build-up Dívida Líquida / EBITDA\* Visão Covenants

Os covenants da Equatorial consideram o EBITDA 12m das aquisições da companhia e desconsidera parte das dívidas de RJ

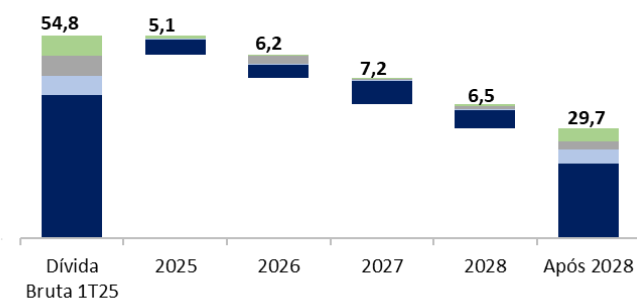
Build-up - Covenants	
Dívida Bruta	54,8
(-) Ajustes Covenants	- 0,5
(-) Disponibilidades	11,2
<b>Dívida Líquida</b>	<b>44,1</b>
<b>EBITDA Covenants</b>	<b>13,6</b>
<b>Dívida líquida / EBITDA</b>	<b>3,2</b>

### Prazo e Custo Médio

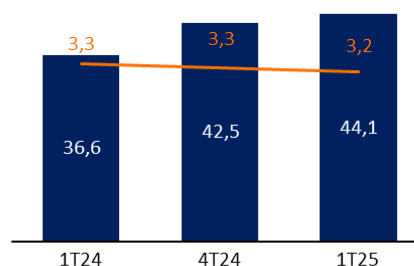
**5,6 anos / 11,69% a.a.**

Referente ao custo médio do passivo incorrido no período

### Cronograma de Amortização (R\$ Bi)



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



A dívida líquida apurada para fins de *covenants* atingiu R\$ 44,1 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA para fins de *covenants* de 3,2x. A abertura do quadro de *covenants* apresenta o EBITDA da Equatorial, além da equivalência patrimonial da participação de 15% na SABESP, ambos referentes aos últimos 12 meses e em uma visão *covenants*.

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

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

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

## INVESTIMENTOS

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

As informações relativas aos Investimentos realizados consideram 100% dos nossos ativos nos períodos reportados. Os novos ativos, são considerados a partir de suas respectivas consolidações.

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

A variação dos investimentos entre trimestres é reflexo do aumento do volume investido no segmento de distribuição, em especial na linha de ativos elétricos, resultado dos investimentos em expansão, qualidade e perdas, enquanto o aumento de obrigações especiais se dá pelo maior número de obras voltadas para universalização.

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

## ESG (Environmental, Social and Governance)

O Grupo Equatorial iniciou 2025 com avanços relevantes em sua agenda ESG. A Companhia alcançou nota B no CDP (Carbon Disclosure Project), refletindo progressos consistentes na identificação e divulgação de riscos e impactos climáticos e no fortalecimento da governança ambiental. Esse desempenho demonstra uma gestão mais estruturada e proativa frente às mudanças climáticas, com ações concretas voltadas à mitigação de riscos e à identificação de oportunidades. Como reconhecimento desse avanço, o Grupo foi listado novamente na carteira 2024/2025 do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da Bolsa de Valores brasileira, alcançando a 23ª posição de 82 empresas listadas.

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

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

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

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

<sup>1</sup> - Considera composição atual

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

## DISTRIBUIÇÃO

### DESEMPENHO COMERCIAL

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

### PERDAS (12 meses)

Distribuidoras	1T24	4T24	1T25	Regulatório 1T25 LTM	Δ 1T24	Δ 4T24	Δ Regulatório	Regulatório 1T25 Homologado
<b>Consolidado</b>	<b>18,2%</b>	<b>17,5%</b>	<b>17,4%</b>	<b>18,3%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-0,2%</b>	<b>-0,9%</b>	<b>18,4%</b>
Equatorial Maranhão	18,2%	17,9%	17,7%	17,4%	-0,5%	-0,2%	0,2%	17,5%
Equatorial Pará	27,2%	28,2%	28,5%	28,4%	1,3%	0,3%	0,1%	28,5%
Equatorial Piauí	18,1%	17,4%	17,1%	19,6%	-1,0%	-0,4%	-2,5%	19,5%
Equatorial Alagoas	18,6%	16,9%	16,2%	18,1%	-2,4%	-0,7%	-1,8%	17,8%
CEEE-D	12,4%	12,3%	12,6%	11,3%	0,1%	0,3%	1,2%	11,4%
CEA <sup>1</sup>	39,2%	33,5%	32,3%	33,6%	-6,9%	-1,2%	-1,3%	33,7%
Equatorial Goiás	11,7%	9,9%	9,6%	12,4%	-2,1%	-0,3%	-2,8%	12,5%

<sup>1</sup>Em relação à cobertura tarifária para compra de energia da CEA, cumpre destacar que além do valor usual implícito no nível de perdas regulatórias, na REH 3.430, de 10 de dezembro de 2024, a Anel homologou o valor de adicional R\$ 69,8 milhões, a ser recebido em 12 parcelas, referente ao parágrafo único do art. 4º b da lei 12.111, de 9 de dezembro de 2009. este mecanismo complementar, previsto em lei, se extingue no processo tarifário de 2026, e o montante de energia associado é reduzido gradativamente 25% a cada ano.

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

**PERCENTUAL DE CONTRATAÇÃO (12 meses)**

A seguir, apresentamos a expectativa do nível de contratação das distribuidoras para o ano de 2025 na visão com e sem ajustes decorrentes da sobrecontratação involuntária.

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

**PECLD e ARRECADAÇÃO - TRIMESTRE**

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

<sup>1</sup> Desconsidera Receita de Construção.

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

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

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

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

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

O nível da qualidade do sistema de distribuição é medido pelos índices de DEC<sup>2</sup> e FEC<sup>3</sup>, ambos no período de 12 meses.

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

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

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

Atualmente, quatro das sete concessões da Equatorial estão dentro do limite regulatório do DEC, e seis das sete concessões estão enquadradas dentro do limite regulatório do FEC.

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

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

## DESEMPENHO FINANCEIRO

## MARGEM BRUTA

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

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

## DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR

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

### MARANHÃO

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

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

### PARÁ

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

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

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

### PIAUI

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

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

### ALAGOAS

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

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

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

### **CEEE-D**

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

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

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

### **CEA**

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

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

### **GOIÁS**

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

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

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

**EBITDA**

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

**MARANHÃO**

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

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

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

**PARÁ**

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

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

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

**PIAUI**

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

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

**ALAGOAS**

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

**CEEE-D**

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

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

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

## CEA

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

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

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

## GOIÁS

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

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

## EFETOS NÃO RECORRENTES EBITDA

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

## RESULTADO FINANCEIRO

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

## LUCRO LÍQUIDO

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

## INVESTIMENTOS

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

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

**TRANSMISSÃO****DESEMPENHO FINANCEIRO \*4**

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

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

\*\* Informações regulatórias não revisadas pelos auditores independentes.

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

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

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

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

<sup>4</sup> Resultado da tabela já desconsidera a INTESA no 1T24

Na tabela abaixo, apresentamos a demonstração do resultado do segmento de transmissão, do societário para o regulatório, das SPEs consolidadas pela Equatorial Transmissão.

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

## RENOVÁVEIS

### DESEMPENHO OPERACIONAL

#### GERAÇÃO

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

\* Valores medidos no centro de gravidade / \*\* Aplica-se o ajuste no indicador pois os períodos de indisponibilidade sobre efeitos de penalidades de contratos de O&M são considerados como disponíveis.

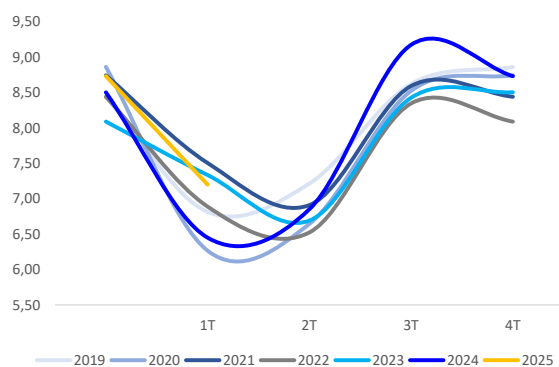
As informações operacionais foram divulgadas no release operacional da companhia. Para acessar o documento, [clique aqui](#).

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

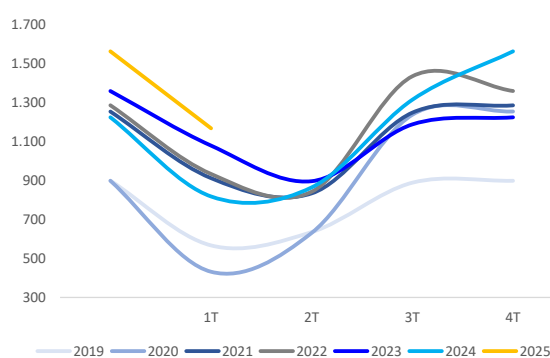
Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Vento (m/s)			
	1T24	1T25	Δ%	Δ	1T24	1T25	Δ%	Δ
Ventos de Tianguá	117,4	101,4	-13,6%	-16,0	6,8	7,3	7,5%	0,5
Serra do Mel 1 e 2	299,9	384,8	28,3%	84,9	6,2	7,0	12,5%	0,8
Echo 1, 2, 4 e 5	207,6	256,0	23,3%	48,4	6,4	7,5	16,2%	1,0
Ventos de São Clemente	193,6	179,1	-7,5%	-14,5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

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

#### MÉDIA DOS VENTOS - PORTFÓLIO EÓLICO (m/s)

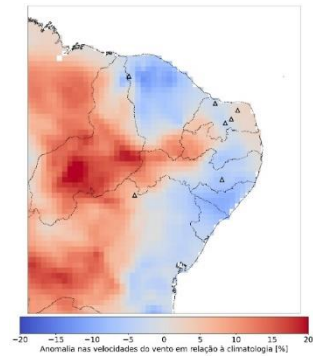


#### GERAÇÃO TOTAL - PORTFÓLIO EÓLICO (GWh)



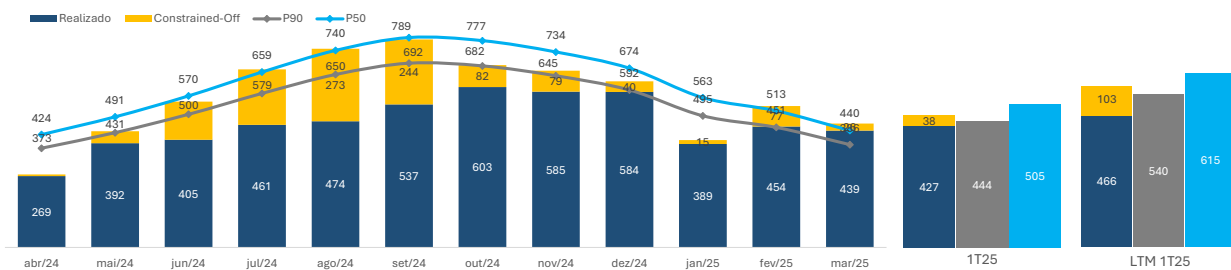
O 1T25 foi marcado por velocidades de vento dentro da média climatológica na maior parte do Nordeste, sendo que em algumas áreas dos estados do Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Pernambuco e Bahia que registraram anomalias positivas. Em comparação com o 1T24, a velocidade média dos ventos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

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

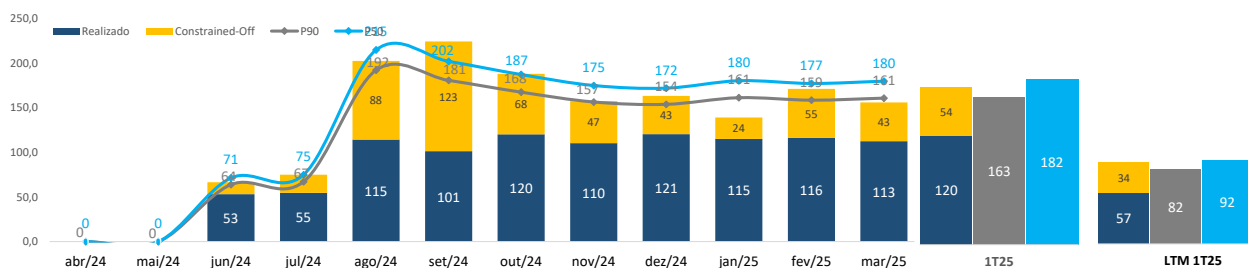


Os gráficos a seguir apresentam a geração de energia eólica e solar da Echoenergia nos últimos meses e a visão para o 1T25, comparando-a com os valores de P50 e P90 anual revisados pela empresa no início de 2024. Vale destacar que essas estimativas de produção de energia são consideradas robustas, pois os estudos foram elaborados utilizando metodologias consolidadas no mercado e tem como base dados operacionais para todos os complexos.

Ativos Eólicos Echoenergia - Geração realizada e variabilidade do recurso para P50 e P90 de 1 ano (MWm)



Ativos Solares Echoenergia - Geração realizada e variabilidade do recurso para P50 e P90 de 1 ano (MWm)



<sup>1</sup> Os valores apresentados consideram apenas meses de operação plena, ou seja, do mês subsequente ao COD de cada usina em diante.

**CONSTRAINED-OFF**

Após a ocorrência, em 15 de agosto de 2023, que resultou no desligamento parcial do Sistema Interligado Nacional (SIN), o Operador Nacional do Sistema (ONS) implementou modificações no modo de operação do sistema que ocasionaram restrições significativas de geração (conhecidas como "*constrained-off*") para os agentes de geração de energia renovável no Nordeste. Entre as modificações, destaca-se a redução dos limites de exportação de energia do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste e o Norte. Historicamente, até a data da ocorrência, a Echoenergia havia experimentado impactos limitados e, portanto, desprezíveis, devido ao *constrained-off*. No entanto, após a data da ocorrência, a empresa foi afetada principalmente em seus projetos eólicos de Serra do Mel e Tianguá e solares de Ribeiro Gonçalves e Barreiras.

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

## DESEMPENHO FINANCEIRO

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

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

## LUCRO BRUTO DE ENERGIA - ECHOENERGIA

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

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - ECHOENERGIA

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

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

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

## RESULTADO FINANCEIRO - ECHOENERGIA

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

## PROFORMA – ECHOENERGIA + EQUATORIAL RENOVÁVEIS

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

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

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

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

**SANEAMENTO****DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL**

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

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

**DESEMPENHO FINANCEIRO**

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

**RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA**

No 4T24, a receita operacional líquida da CSA atingiu R\$ 59,5 milhões, um aumento de 46% em relação ao 1T24. Desconsiderando a receita de construção, o crescimento foi de R\$ 3,7 milhões ou 17,8%. O aumento da receita reflete o avanço da hidrometração entre períodos, que aumenta a tarifa média e, por consequência, o faturamento, além do aumento de clientes tanto de água (+18 mil) como de esgoto (+8 mil).

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

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

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

## RESULTADO FINANCEIRO

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

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

**EQUATORIAL SERVIÇOS**

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

**DESEMPENHO FINANCEIRO**

As variações da receita e dos custos da Equatorial Serviços vem, principalmente, da comercializadora do grupo, que negocia os contratos de energia dos projetos solares de Ribeiro Gonçalves e Barreiras I, e por isso possuem uma maior receita de vendas e um maior custo de compra de energia no período.

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

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

## **SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE**

Por fim, a Companhia não contratou da Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., seu auditor externo, para outros serviços além da auditoria independente e serviços por exigência da ANEEL. A política de contratação adotada pela Companhia atende aos princípios que preservam a independência do auditor, de acordo com as normas vigentes, que principalmente determinam que o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais no seu cliente ou promover os seus interesses.

As seguintes informações não foram revisadas pelos auditores independentes: i) dados operacionais; ii) informações financeiras pro-forma, bem como a comparação destas informações com os resultados societários do período; e iii) expectativas da administração quanto ao desempenho futuro das companhias.

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

GRUPO

**equatorial**  
ENERGIA



**Earnings  
Release  
1Q25**

**EQTL**  
B3 LISTED NM



Brasília, May 14, 2025 – Equatorial S.A., A multi-utilities holding, operating in the Distribution, Transmission, Generation, Commercialization, Services, Sanitation and Telecom segments (B3: EQTL3; USOTC: EQUQY), announces the results for the first quarter of 2025 (1Q25).

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

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

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

### MAIN INDICATORS<sup>1</sup>

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

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

## **Summary**

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

## NOTICE

Forward-looking statements are subject to risks and uncertainties. Such statements are based on the beliefs and assumptions of our Management and information to which the Company currently has access. Forward-looking statements include information about our current intentions, beliefs or expectations, as well as those of the Company's Board of Directors and Officers. Disclaimers with respect to forward-looking statements and information also include information about possible or assumed operating results, as well as statements that precede, follow or include the words "believes", "may", "will", "continues", "ex-pects", "anticipates", "intends", "estimates" or similar expressions.

Forward-looking statements and information are not guarantees of performance. They involve risks, un-certainties and assumptions because they refer to future events, therefore depending on circumstances that may or may not occur. Future results and the creation of shareholder value may differ materially from those expressed or suggested by forward-looking statements. Many of the factors that will determine these results and values are beyond the Company's ability to control or predict.

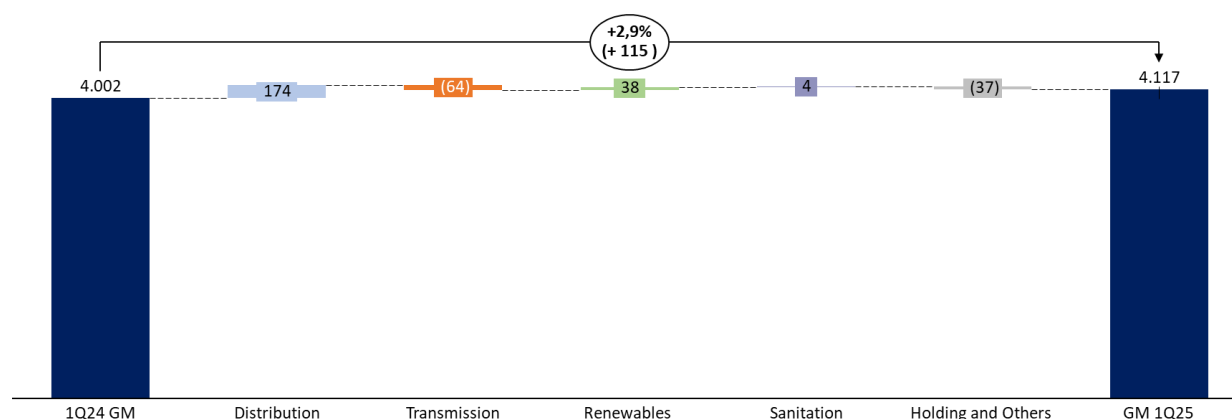
Accounting criteria adopted:

The information is presented on a consolidated basis and in accordance with Brazilian corporate law criteria, based on revised financial information. The consolidated financial information presented in this report represents 100% of the results of its direct and indirect subsidiaries and considers the result of the assets from their acquisition, unless otherwise indicated for comparability purposes.

The consolidated operating information represents 100% of the results of direct and indirect subsidiaries.

**CONSOLIDATED FINANCIAL PERFORMANCE**

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

**ADJUSTED GROSS MARGIN**

On a consolidated basis, the Equatorial group's adjusted Gross Margin in 1Q25 showed growth of 2.9% compared to 1Q24, totaling R\$ 4.1 billion, already excluding the effects of construction revenue and IFRS effects (VNR, IFRS 9 and MtM).

The result is mainly explained by the increase in the gross margin of the Distribution segment (R\$ 174 million), where the growth in the gross margin of Equatorial Goiás (R\$ 108 million) stands out. It is worth mentioning that the reduction in the margin in the Transmission segment (- R\$ 64 million) is mainly due to the sale of INTESA and SPE 7, whose disposals were completed in March and December 2024, respectively.

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

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

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

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

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

*Electricity Service Cost*

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

## COSTS AND EXPENSES

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

\*Includes PPAs and Eliminations

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

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

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

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

In the table below we present the non-recurring effects of costs and expenses, broken down by segment:

Non-Recurring	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	1Q25 Total
<b>Operational Costs and Expenses</b>	12	-	(27)	-	13	<b>(3)</b>
Personnel	9	-	-	-	13	<b>22</b>
Materials	2	-	-	-	-	<b>2</b>
Third Party Services	-	-	(27)	-	-	<b>(27)</b>
Others	-	-	-	-	-	<b>-</b>
<b>Provisions</b>	-	-	-	-	-	<b>-</b>
<b>Costs and Expenses</b>	<b>12</b>	<b>-</b>	<b>(27)</b>	<b>-</b>	<b>13</b>	<b>(3)</b>

Below is a breakdown of non-recurring effects:

*Operating Costs and Expenses:*

*Personnel*

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

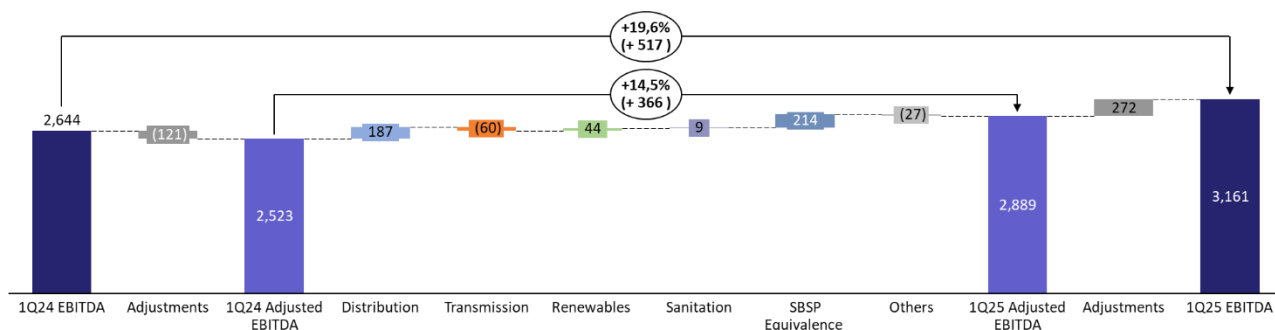
*Material*

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

*Third Party Services*

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

*The individual effects of the distributors can be viewed in the non-recurring table in the Distribution section.*

**EBITDA**

Equatorial's reported EBITDA reached R\$ 3,161 million in 1Q25, 19.6% higher than in 1Q24.

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

Adjusted EBITDA already includes non-cash and IFRS adjustments (VNR, IFRS 9 and MtM).

Below we present the EBITDA reconciliation, in accordance with CVM Instruction 156/22:

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

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

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

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

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

**FINANCIAL RESULT**

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

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

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

**NET REVENUE**

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

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

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

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

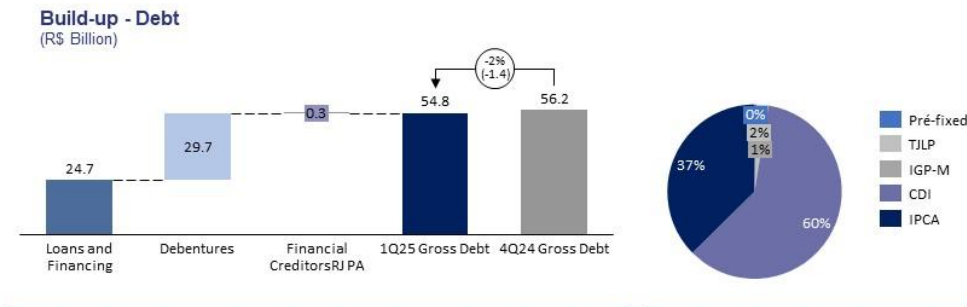
Below we present the non-recurring and non-cash effects that impacted the company's profit:

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

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

## DEBT

In the quarter, consolidated gross debt, considering loans and financing, financial creditors from the judicial recovery (net of adjustment to present value) and debentures, reached R\$54.8 billion. For a more detailed breakdown of the debt, visit the IR website, in the section: Financial Information – Operational and Financial Data.



### Build-up Net Debt / EBITDA\* Covenants View

Equatorial's covenants consider the 12m EBITDA from the company's acquisitions and disregard part of build up net debt

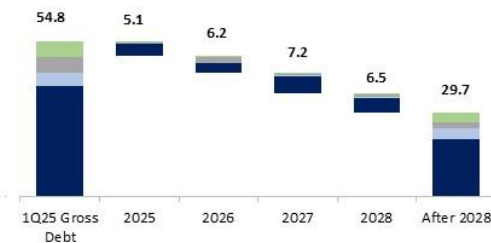
Build-up Covenants	
Gross Debt	54.8
(-) Covenants Adjustments	-0.5
(-) Availability	11.2
<b>Net Debt</b>	<b>44.1</b>
<b>EBITDA Covenants</b>	<b>13.6</b>
<b>Net Debt / EBITDA</b>	<b>3.2</b>

### Deadline and Average Cost

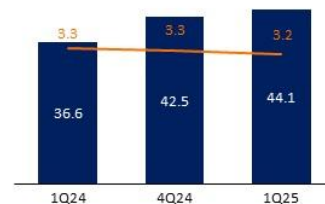
**5.6 years / 11.69% p.A.**

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

### Amortization Schedule (R\$ Bi)



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



Net debt for covenant purposes reached R\$ 44.1 billion, implying a net debt/EBITDA ratio for covenant purposes of 3.2x. The opening of the covenant table presents Equatorial's EBITDA, in addition to the equity of the 15% stake in SABESP, both referring to the last 12 months and from a covenant perspective.

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

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

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

## INVESTMENTS

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

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

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

The variation in investments between quarters reflects the increase in the volume invested in the distribution segment, especially in the electrical assets line, due to investments in expansion, quality and losses, while the increase in special obligations is due to the greater number of works aimed at universalization.

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

## ESG (Environmental, Social and Governance)

The Equatorial Group began 2025 with significant progress in its ESG agenda. The Company achieved a B rating from the CDP (Carbon Disclosure Project), reflecting consistent progress in identifying and disclosing climate risks and impacts and strengthening environmental governance. This performance demonstrates a more structured and proactive management in the face of climate change, with concrete actions aimed at mitigating risks and identifying opportunities. In recognition of this progress, the Group was listed again in the 2024/2025 portfolio of the Corporate Sustainability Index (ISE) of the Brazilian Stock Exchange, reaching 23rd position out of 82 listed companies.

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

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

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

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

1 - Considers current composition

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

**DISTRIBUTION****COMMERCIAL PERFORMANCE**

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

**LOSSES (12 months)**

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

<sup>1</sup> Regarding the tariff coverage for the purchase of energy from CEA, it is worth highlighting that in addition to the usual value implicit in the level of regulatory losses, in REH 3,430, of December 10, 2024, Aneel approved the additional amount of R\$ 69.8 million, to be received in 12 installments, referring to the sole paragraph of art. 4º b of Law 12,111, of December 9, 2009. This complementary mechanism, provided for by law, is extinguished in the 2026 tariff process, and the associated amount of energy is gradually reduced by 25% each year.

The operational information was disclosed in the company's operational release.

To access the document, [click here](#).

**CONTRACTING PERCENTAGE (12 months)**

Below, we present the expected level of contracting by distributors for the year 2025, with and without adjustments resulting from involuntary over-contracting.

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

**PDA and COLLECTION - QUARTER**

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

<sup>1</sup> Does not consider construction revenues.

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

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

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

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

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

The quality level of the distribution system is measured by the DEC<sup>2</sup> and FEC<sup>3</sup>, both over a 12-month period.

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

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

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

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

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

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

## FINANCIAL PERFORMANCE

## GROSS MARGIN

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

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

## OPERATING EXPENSES AND OPEX/CONSUMER

Operating Expenses	1Q24								1Q25								Δ%	
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total		
R\$ million																		
Personnel	45	48	17	15	30	10	80	224	64	52	16	26	29	10	40	238	6%	
Material	5	5	2	2	2	0	17	33	5	9	3	5	3	3	17	45	34%	
Third Party Services	124	112	72	52	108	25	253	748	105	118	71	40	112	22	218	688	-8%	
Others	6	7	3	2	9	0	20	46	9	8	4	3	8	1	15	47	4%	
OPEX	178	171	93	71	149	36	350	1,049	182	188	94	75	151	36	290	1,016	-3%	
Others Adjustments	(3)	-	(2)	-	(13)	-	(6)	(25)	(4)	(6)	(1)	(1)	-	-	-	(12)	-53%	
Adjusted OPEX	175	171	91	71	136	36	344	1,024	178	182	93	74	151	36	290	1,004	-2%	
PDA	34	67	22	13	40	11	11	198	30	59	27	17	35	12	19	199	1%	
% GOR (w/o Construction Revenues)	2.0%	2.5%	2.2%	1.3%	2.3%	3.4%	0.4%	1.7%	1.7%	2.2%	2.7%	1.8%	1.9%	2.0%	0.0%	1.7%		
Provision for Contingencies	4	5	1	3	21	1	13	48	3	5	2	3	15	0	17	46	-4%	
FUNAC Provisions	-	-	-	-	-	-	34	34	-	-	-	-	-	-	31	31	-8%	
Provisions	38	72	23	16	61	12	59	280	33	64	28	21	50	12	68	277	-1%	
CCC Subvention	-	13	-	-	-	1	-	14	(13)	22	-	-	-	3	-	13	-7%	
Other Operating Expenses (Revenues)	17	14	14	6	19	(3)	1	68	31	17	8	6	(14)	1	78	128	88%	
Depreciation and Amortization	70	115	38	32	35	10	154	454	97	112	49	36	46	15	182	538	18%	
Manageable Expenses	303	385	168	125	264	56	564	1,864	330	404	179	137	234	68	618	1,970	6%	
Adjusted OPEX/Consumer (12m)	248	234	244	207	302	604	348	278	255	236	247	213	298	526	347	279		
	Δ% OPEX by consumer																	
									2.7%	0.7%	1.1%	2.8%	-1.3%	-13.0%	-0.2%	0.4%		

### MARANHÃO

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

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

### PARÁ

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

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

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

### PIAUI

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

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

### ALAGOAS

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

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

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

## CEEE-D

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

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

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

## CEA

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

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

## GOIÁS

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

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

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

**EBITDA**

EBITDA R\$ million	1Q24								1Q25								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
(+) Net Income	155	430	65	106	33	(22)	(59)	708	142	393	47	58	(3)	8	2	645	-9.0%
(+) Income Tax / Social Contribution	38	95	10	17	(49)	(0)	(19)	91	35	93	7	28	-	2	(25)	140	53.8%
(+) Net Financial Result	62	97	90	49	172	87	379	916	93	147	108	62	255	77	431	1,171	27.8%
(+) Depreciation & Amortization	70	115	38	32	35	10	154	454	97	112	49	35	46	15	182	536	18.3%
(-) EBITDA IFRS (CVM)*	325	737	203	203	191	55	456	2,169	367	746	208	182	297	102	590	2,492	15%
<b>Total Adjustments</b>	<b>(41)</b>	<b>(87)</b>	<b>13</b>	<b>3</b>	<b>22</b>	<b>9</b>	<b>20</b>	<b>(62)</b>	<b>(78)</b>	<b>(128)</b>	<b>4</b>	<b>19</b>	<b>(52)</b>	<b>(1)</b>	<b>38</b>	<b>(198)</b>	<b>221.2%</b>
(+) Other Operating Revenues / Expenses	17	14	14	6	19	(3)	1	68	31	17	8	6	(14)	1	78	128	87.5%
(+) Gross Margin Impacts	-	-	-	-	-	12	34	46	-	-	-	18	-	-	-	18	-81.6%
(+) Isolated Systems	-	-	-	-	-	-	-	-	(12)	-	-	-	-	-	-	(12)	N/A
(+) OPEX Adjustments	3	-	2	-	13	-	6	25	4	6	1	1	-	-	-	12	-53.3%
(+) Provisions Adjustments	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
(+) VNR	(61)	(101)	(3)	(4)	(10)	(0)	(22)	(201)	(101)	(152)	(6)	(5)	(38)	(3)	(39)	(344)	71.2%
<b>Adjusted IFRS EBITDA</b>	<b>284</b>	<b>650</b>	<b>216</b>	<b>205</b>	<b>212</b>	<b>64</b>	<b>476</b>	<b>2,107</b>	<b>289</b>	<b>617</b>	<b>212</b>	<b>202</b>	<b>245</b>	<b>101</b>	<b>628</b>	<b>2,294</b>	<b>9%</b>

**MARANHÃO**

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

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

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

**PARÁ**

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

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

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

**PIAUI**

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

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

**ALAGOAS**

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

**CEEE-D**

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

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

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

**CEA**

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

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

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

**GOIÁS**

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

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

**NON-RECURRING EFFECTS – EBITDA**

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

**FINANCIAL RESULT**

Financial Result, net	1Q24								1Q25								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Financial Income	23	35	20	7	32	10	23	151	44	92	23	24	24	23	32	262	73.6%
(+) Fines and Interest on Overdue Bills	19	34	11	7	14	3	16	104	19	36	13	10	23	2	15	118	14.2%
(+) Swap Operations	(86)	(154)	(105)	(52)	(138)	(64)	(324)	(925)	(135)	(247)	(127)	(77)	(189)	(95)	(426)	(1,296)	40.1%
(+) Foreign Exchange on Debt	(8)	(0)	(3)	1	17	0	(21)	(14)	(7)	(4)	0	(3)	5	5	(5)	(9)	-36.8%
(+) Foreign Exchange on Debt - Jud Recovery	1	9	1	2	6	3	1	24	0	0	1	1	3	6	(2)	9	-61.3%
(+) Interest and Fees on Debt	(2)	(4)	(4)	(5)	(38)	(4)	(22)	(79)	(3)	(3)	(0)	(4)	(32)	(2)	(26)	(71)	-10.3%
(+) Monetary and Exchange Variations	(9)	(16)	(11)	(8)	(65)	(15)	(52)	(176)	(11)	(22)	(16)	(13)	(89)	(15)	(19)	(184)	4.7%
(+) CVA Charges	(62)	(97)	(90)	(49)	(172)	(67)	(379)	(916)	(93)	(147)	(106)	(62)	(255)	(77)	(431)	(1,171)	28%
(+) Interest on Debt	-	-	-	-	(72)	-	9	(62)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100.0%
(+) Present Value Adjustment on Debt	(62)	(97)	(90)	(49)	(244)	(67)	(370)	(979)	(93)	(147)	(106)	(62)	(255)	(77)	(431)	(1,171)	20%
Δ%									-49.9%	51.6%	17.7%	27.6%	4.6%	15.3%	16.3%	19.6%	

**NET INCOME**

Net Income	1Q24								1Q25								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Net Income	155	430	65	106	33	(22)	(59)	708	142	393	47	56	(3)	8	2	645	-9%
(+) EBITDA Adjustments (Net of Taxes)	3	-	2	-	13	12	41	71	(8)	6	1	18	-	-	-	17	-75.5%
(+) IR and CSLL Effect	(1)	-	(1)	-	20	(4)	(17)	(2)	16	19	(0)	14	-	-	-	49	-2127.8%
(+) Financial Results Adjustments	-	-	-	-	(72)	-	9	(62)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100.0%
(+) Net VNR from IR and CSLL	(40)	(67)	(2)	(2)	(7)	(0)	(15)	(132)	(67)	(100)	(4)	(3)	(25)	(2)	(26)	(227)	71.2%
(-) Adjusted Net Income	118	363	65	103	(13)	(14)	(41)	582	84	318	44	85	(29)	6	(24)	485	-17%
Δ%									-29.0%	-12.5%	-32.0%	-17.6%	124.7%	-141.4%	-41.8%	-16.7%	

**INVESTMENTS**

Investment on Distribution	1Q24								1Q25								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
Electrical Assets	207	350	104	90	114	57	323	1,245	275	433	161	151	287	51	448	1,806	45.0%
Special Obligations	6	160	23	1	3	28	29	192	11	253	19	2	-	24	8	318	65.4%
Non-Electrical Assets	8	10	5	8	10	3	29	73	20	34	11	7	21	7	30	129	76.6%
Total	220	521	132	99	127	88	323	1,510	307	720	190	160	308	82	486	2,252	49%
Δ%									39.3%	38.2%	44.2%	61.2%	142.7%	-6.7%	50.2%	49.1%	

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

**TRANSMISSION****FINANCIAL PERFORMANCE**<sup>\*4</sup>

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

*\*Subtracted from Construction Revenues*

*\*\*Regulatory informations not revised by independent auditors*

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

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

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

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

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

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

## RENEWABLES

### OPERATIONAL PERFORMANCE

#### GENERATION

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

\* Values measured at the center of gravity

\*\* The adjustment is applied to the indicator because the periods of unavailability that are subject to penalties from O&M contracts are considered as available periods

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

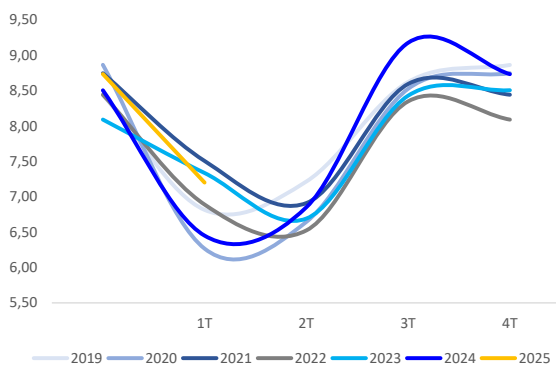
Below, we highlight the main variations between periods for wind and solar farms:

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

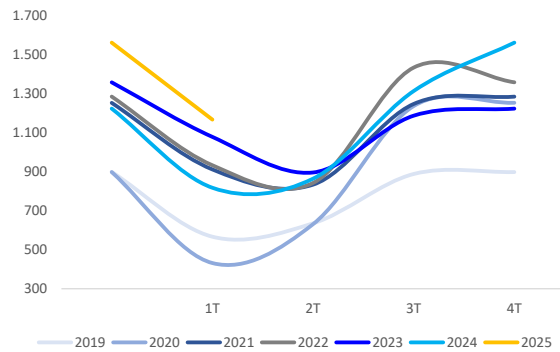
  

Solar Complexes	Generation (GWh)				Average Irradiance (W/m <sup>2</sup> )			
	1Q24	1Q25	Δ%	Δ	1Q24	1Q25	Δ%	Δ
Ribeiro Gonçalves	-	71.7	-	-	-	227.5	-	-
Barreiras	-	176.0	-	-	-	296.4	-	-
<b>Solar Portfolio</b>	<b>-</b>	<b>247.7</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>269.6</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

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

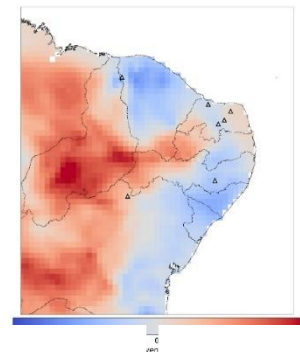


**TOTAL GENERATION - WIND PORTFOLIO**



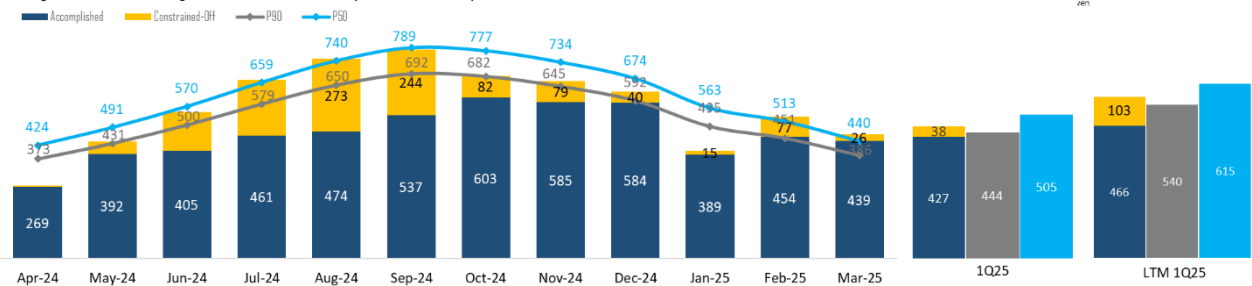
1Q25 was marked by wind speeds within the climatological average in most of the Northeast, with some areas of the states of Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Pernambuco and Bahia recording positive anomalies. Compared to 1Q24, the average wind speed in Echoenergia complexes increased by 11.7%,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

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



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

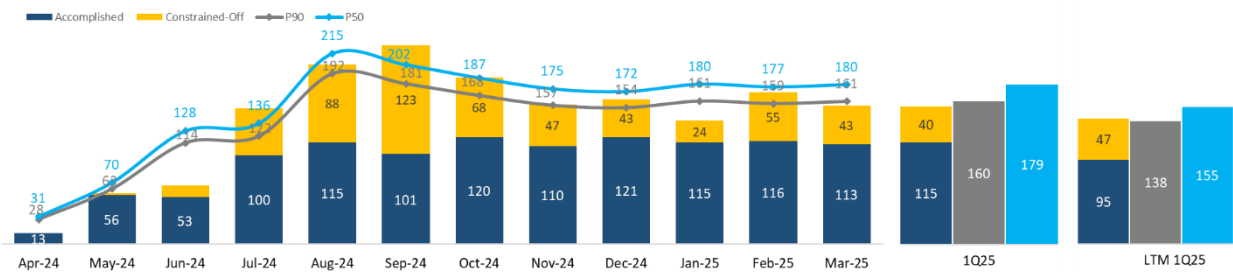
**Echoenergia Wind Assets - Realized generation and resource variability for P50 and P90 in 1 year (MWh)**



energy production estimates are considered robust, as the studies were prepared using consolidated methodologies in the market and are based on operational data for all complexes.

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

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



**CONSTRAINED-OFF**

After the event on August 15, 2023, which resulted in the partial shutdown of the National Interconnected System (SIN), the National System Operator (ONS) implemented changes to the system's operating mode that caused significant generation restrictions (known as "constrained-off") for renewable energy generation agents in the Northeast. Among the changes, the reduction of energy export limits from the Northeast to the Southeast/Central-West and the North stands out. Historically, until the date of the event, Echoenergia had experienced limited and, therefore, negligible impacts due to the constrained-off. However, after the date of the event, the company was mainly affected in its wind projects in Serra do Mel and Tianguá and solar projects in Ribeiro Gonçalves and Barreiras.

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

**FINANCIAL PERFORMANCE**

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

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

**GROSS PROFIT - ECHOENERGIA**

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

## OPERATIONAL COSTS AND EXPENSES - ECHOENERGIA

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

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

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

## FINANCIAL RESULT - ECHOENERGIA

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

## PROFORMA – ECHOENERGIA + EQUATORIAL RENOVÁVEIS

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

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

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

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

**SANITATION****OPERATIONAL AND COMERCIAL PERFORMANCE**

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

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

**FINANCIAL PERFORMANCE**

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

**NET OPERATING REVENUE**

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



## OPERATIONAL COSTS AND EXPENSES

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

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

## FINANCIAL RESULT

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

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

**EQUATORIAL SERVIÇOS**

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

**FINANCIAL PERFORMANCE**

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

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

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

## **SERVICES PROVIDED BY THE INDEPENDENT AUDITOR**

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

The following information was not reviewed by the independent auditors: i) operating data; ii) pro forma financial information, as well as the comparison of this information with the corporate results for the period; and iii) management's expectations regarding the future performance of the companies.

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