

**EQUATORIAL ENERGIA S.A.**  
*Companhia Aberta*  
 CNPJ/ME nº 03.220.438/0001-73

**COMUNICADO AO MERCADO**  
*Release Operacional 1T24*

**A EQUATORIAL ENERGIA S.A.** (“Companhia”) (B3: EQTL3; USOTC: EQUQY) apresenta aos seus acionistas e ao mercado em geral as informações operacionais prévias e não auditadas dos segmentos de distribuição, geração e saneamento referentes ao 1T24 (primeiro trimestre de 2024):

**Dados Operacionais - Distribuição:**

Dados Operacionais	Medida	1T23								1T24							
		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.054	3.106	1.090	1.347	2.859	433	4.125	15.013	2.316	3.471	1.211	1.463	2.834	468	4.476	16.239
Sistema isolado	GWh	0	74	0	0	0	11	0	86	0	62	0	0	0	13	0	75
Energia injetada pela Geração Distribuída	GWh	99	124	96	67	111	5	247	749	140	197	146	112	121	13	383	1.111
<b>Energia Injetada Total</b>	<b>GWh</b>	<b>2.153</b>	<b>3.304</b>	<b>1.186</b>	<b>1.413</b>	<b>2.971</b>	<b>450</b>	<b>4.372</b>	<b>15.848</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>
<i>Variação Injetada Total (%)</i>	%									14,1%	12,9%	14,4%	11,4%	-0,5%	9,8%	11,1%	10,0%
Residencial - convencional	GWh	608	672	264	308	899	86	1.213	4.050	693	753	306	327	889	99	1.385	4.452
Residencial - baixa renda	GWh	370	389	184	150	111	45	171	1.419	422	447	205	179	127	86	248	1.714
Industrial	GWh	41	84	21	28	59	13	91	337	31	74	17	23	49	7	86	288
Comercial	GWh	150	316	132	161	445	58	424	1.686	146	314	125	135	418	61	432	1.630
Outros	GWh	340	356	189	228	428	42	661	2.245	360	376	201	240	393	40	726	2.337
<b>Consumidores Cativos</b>	<b>GWh</b>	<b>1.508</b>	<b>1.817</b>	<b>791</b>	<b>875</b>	<b>1.942</b>	<b>244</b>	<b>2.560</b>	<b>9.737</b>	<b>1.652</b>	<b>1.964</b>	<b>854</b>	<b>906</b>	<b>1.875</b>	<b>293</b>	<b>2.877</b>	<b>10.420</b>
Industrial	GWh	95	298	26	152	267	1	856	1.695	111	354	32	170	271	2	908	1.848
Comercial	GWh	104	188	43	53	211	3	142	745	127	210	62	85	250	13	188	935
Outros	GWh	4	29	16	0	16	0	15	79	7	32	18	5	32	4	36	133
<b>Consumidores livres</b>	<b>GWh</b>	<b>203</b>	<b>515</b>	<b>85</b>	<b>205</b>	<b>494</b>	<b>3</b>	<b>1.012</b>	<b>2.518</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>
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	GWh	2	0	36	5	20	0	3	65	2	4	43	5	17	0	6	77
<b>Energia Faturada</b>	<b>GWh</b>	<b>1.714</b>	<b>2.332</b>	<b>912</b>	<b>1.085</b>	<b>2.456</b>	<b>247</b>	<b>3.575</b>	<b>12.321</b>	<b>1.899</b>	<b>2.563</b>	<b>1.009</b>	<b>1.171</b>	<b>2.445</b>	<b>312</b>	<b>4.014</b>	<b>13.413</b>
<i>Variação Faturada (%)</i>	%									10,8%	9,9%	10,7%	7,9%	-0,5%	26,1%	12,3%	8,9%
Energia de Compensação da Geração Distribuída	GWh	82	95	73	52	77	4	198	581	121	168	121	88	112	11	320	940
<b>Energia Distribuída</b>	<b>GWh</b>	<b>1.796</b>	<b>2.428</b>	<b>985</b>	<b>1.136</b>	<b>2.533</b>	<b>252</b>	<b>3.772</b>	<b>12.902</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>
<i>Variação Distribuída (%)</i>	%									12,4%	12,5%	14,7%	10,8%	0,9%	28,1%	14,9%	11,2%
<b>Número de Consumidores</b>	<b>MIL</b>	<b>2.692</b>	<b>2.943</b>	<b>1.449</b>	<b>1.330</b>	<b>1.884</b>	<b>203</b>	<b>3.308</b>	<b>13.808</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>
<i>Variação Número de Consumidores (%)</i>	%									2,0%	2,0%	4,3%	2,3%	2,6%	10,4%	1,9%	2,5%
Perdas totais	GWh	357	876	201	277	438	198	600	2.946	437	999	227	316	398	171	525	3.072
<b>Perdas Totais / Injetada Total - 12 meses</b>	<b>%</b>	<b>17,5%</b>	<b>27,3%</b>	<b>18,2%</b>	<b>19,2%</b>	<b>15,7%</b>	<b>44,5%</b>	<b>12,2%</b>	<b>19,0%</b>	<b>18,2%</b>	<b>27,2%</b>	<b>18,1%</b>	<b>18,6%</b>	<b>12,4%</b>	<b>39,2%</b>	<b>11,7%</b>	<b>18,2%</b>
<i>Perdas regulatórias - 12 meses</i>	%	16,9%	27,1%	20,4%	21,0%	11,0%	34,6%	11,8%	18,0%	17,1%	27,8%	20,1%	21,3%	11,1%	33,5%	12,0%	18,2%

**Consolidado**

Durante o 1T24 as concessões de distribuição do Norte e do Nordeste tiveram seu consumo positivamente afetado pela redução do desemprego, além dos efeitos climáticos de temperaturas elevadas e do El Niño que impactaram positivamente as concessões do Centro Oeste, Norte e Nordeste e negativamente a CEEE-D, na região Sul. Esses efeitos resultaram em uma energia injetada que, em bases consolidadas, cresceu 10,0% e foi acompanhada de um forte esforço de redução de perdas, se traduzindo em um aumento da energia distribuída de 11,2%.

**Região Norte – Pará e Amapá**

No 1T24, a região norte registrou um forte consumo de energia. O Pará apresentou um crescimento de 12,9% na energia injetada e o Amapá um aumento de 9,8%. No Pará e no Amapá, a energia distribuída do trimestre atingiu 12,5% e 28,1%, respectivamente, o que demonstra um efetivo trabalho de combate à perdas no Amapá, mesmo com o registro de altos volumes de consumo ao longo do trimestre. No período, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 5,7% no Pará e 2,7% no Amapá em relação ao total da energia injetada.

**Região Nordeste – Maranhão, Piauí e Alagoas**

A região nordeste apresentou crescimento de energia injetada de 14,1%, 14,4% e 11,4%, nos estados do Maranhão, Piauí e Alagoas, respectivamente. A energia distribuída atingiu 12,4% (MA), 14,7% (PI) e 10,8%

(AL). Neste trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 6,0% no Maranhão, 12,1% no Piauí e 7,6% em Alagoas.

### Região Centro-Oeste – Goiás

No estado de Goiás a energia injetada, novamente, apresentou forte crescimento, 11,1%. A energia Distribuída registrou uma variação positiva de 14,9% entre períodos (1T24 vs 1T23), reflexo das ações de combate às perdas. No trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 8,5%.

### Região Sul – Rio Grande do Sul

No Rio Grande do Sul a energia injetada registrou uma suave redução de 0,5%, enquanto a energia Distribuída aumentou 0,9%. A redução da energia injetada no trimestre reflete a incidência de fortes chuvas, ventos e ciclones que afetaram a região nos primeiros meses do ano. No trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 4,3%.

### Perdas na Distribuição de Energia:

Distribuidoras	1T23	4T23	1T24	Regulatório 1T24 LTM	Δ 1T23	Δ 4T23	Δ Regulatório	Regulatório 1T24 Homologado
<b>Consolidado</b>	<b>19,0%</b>	<b>18,4%</b>	<b>18,2%</b>	<b>18,2%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-0,2%</b>	<b>0,0%</b>	<b>18,4%</b>
Equatorial Maranhão	17,5%	17,9%	18,2%	17,1%	0,7%	0,3%	1,0%	17,3%
Equatorial Pará	27,3%	27,2%	27,2%	27,8%	-0,1%	0,0%	-0,6%	28,2%
Equatorial Piauí	18,2%	18,2%	18,1%	20,1%	-0,1%	-0,1%	-2,0%	19,6%
Equatorial Alagoas <sup>1</sup>	19,2%	18,5%	18,6%	21,3%	-0,6%	0,2%	-2,6%	21,3%
CEEE-D	15,7%	12,8%	12,4%	11,1%	-3,2%	-0,4%	1,3%	11,3%
CEA <sup>2</sup>	44,5%	41,4%	39,2%	33,5%	-5,3%	-2,2%	5,8%	33,6%
Equatorial Goiás	12,2%	12,4%	11,7%	12,0%	-0,5%	-0,7%	-0,3%	12,3%

<sup>1</sup>As perdas da Equatorial Alagoas apresentam uma flexibilização nas perdas não técnicas, que serão redefinidas a partir da próxima Revisão Tarifária Periódica (RTP) que ocorrerá em maio de 2024.

<sup>2</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 3.313, de 26 de março de 2024, a Aneel homologou o valor de adicional R\$ 71 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 2025, e o montante de energia associado é reduzido gradativamente 25% a cada ano.

É importante mencionar que, a partir deste trimestre, estamos apresentando a perda regulatória efetiva dos últimos 12 meses na coluna central para realização das comparações de variações. As perdas homologadas nos últimos processos tarifários e que devem ser consideradas no ciclo tarifário atual das empresas está presente na última coluna a direita.

Mesmo com o crescimento expressivo da energia injetada, as **perdas consolidadas** do grupo, mais uma vez, reduziram 0,2 p.p. quando comparadas ao 4T23 e apresentaram uma redução de 0,8 p.p. em relação ao 1T23, demonstrando mais uma vez um resultado positivo no trabalho de combate às perdas. A Companhia tem apresentado uma trajetória de redução nas distribuidoras, reforçando o comprometimento com a melhora da performance operacional, com destaque ao enquadramento das perdas regulatórias da Equatorial Goiás neste trimestre.

Atualmente, há cinco distribuidoras abaixo do limite regulatório (Equatorial Pará, Equatorial Piauí, Equatorial Alagoas e Equatorial Goiás, além da CEA se considerada a cobertura adicional de CCC) e a CEEE-D, que vem focando no trabalho de redução de perdas, apresentando bons resultados ao longo dos últimos períodos.

As distribuidoras que se destacaram em relação a redução de perdas no período foram a **CEA** e **CEEE-D**, em comparação com o mesmo período do ano anterior, reduções nos níveis de perdas de **-5,3 p.p.** e **-3,2 p.p.**, respectivamente, reflexo do avanço no processo de combate às perdas nas concessões em processo de *turnaround*.

### Dados Operacionais - Renováveis:

Dados Operacionais	1T23	1T24	Var.
Velocidade do Vento (m/s)	7,34	6,45	-12,1%
Energia Gerada Líquida (GWh)*	1.079,9	817,1	-24,3%
Energia Gerada Líquida (GWh) - 12 meses*	4.718,3	4.128,2	-12,5%
Disponibilidade Técnica Ajustada (12 meses)**	96,1%	96,1%	0,0%

\* Valores medidos no centro de gravidade

\*\* Aplica-se o ajuste no indicador pois os períodos de indisponibilidade que estão sobre efeitos de penalidades de contratos de O&M são considerados como períodos disponíveis.

No 1T24, os complexos Eólicos da Echoenergia apresentaram uma redução de 24,3% na geração quando comparado com o 1T23. A geração do trimestre foi impactada pela redução da velocidade dos ventos, que foi afetada por diversos efeitos climáticos, dentre eles as chuvas fortes nas regiões dos parques eólicos, que tem forte correlação com a redução do recurso eólico no período.

O 1T24 apresentou, ainda que em menor grau, impactos do *constrained-off* no período (22,4 GWh no 1T24 vs 3,3 GWh no 1T23), e desconsiderando este efeito, a geração do período seria 23,5% menor comparado ao 1T23.

### Dados Operacionais – Saneamento:

O 1T24 encerrou com aproximadamente 81 mil economias ativas no serviço de distribuição de água, das quais 10,9 mil economias também são cobertas pelo serviço de coleta e tratamento de esgoto.

Indicadores Operacionais - Água	1T23	4T23	1T24	Δ% vs 1T23	Δ% vs 4T23
Economias faturadas (mil)	85,7	81,5	80,7	-5,7%	-0,9%
Volume Faturado (mil m <sup>3</sup> )	5.787,7	5.450,4	4.964,7	-14,2%	-8,9%
Índice de cobertura (%)	40,6%	42,0%	42,0%	3,5%	0,0%
Índice de Perda da Distribuição (%)	64,0%	58,5%	60,2%	-5,9%	3,0%
Indicadores Operacionais - Esgoto	1T23	4T23	1T24	Δ% vs 1T23	Δ% vs 4T23
Economias faturadas (mil)	11,8	9,7	10,9	-7,6%	12,3%
Volume Faturado (mil m <sup>3</sup> )	745,9	638,7	589,2	-21,0%	-7,8%
Índice de cobertura (%)	7,0%	8,0%	8,0%	14,3%	0,0%

A redução de economias da CSA entre trimestres se deu em função do avanço de combate às fraudes e do combate a inadimplência da Companhia, com mobilização de novas equipes e avanço na aplicação das ferramentas. Em decorrência deste processo, no 1T24 nós incrementamos novas economias em nossa base, entretanto, o incremento de clientes foi inferior ao número de cortes, o que gerou um déficit de economias entre trimestres.

A Divulgação dos Resultados do 1T24, revisados pela auditoria, está prevista para 15 de maio, após o fechamento do mercado.

São Luís, 23 de abril de 2024.

**Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima**

Vice Presidente Financeiro, de Relações com Investidores, Novos Negócios e M&A