EQUATORIAL S.A.

Companhia Aberta

CNPJ/ME nº 03.220.438/0001-73

COMUNICADO AO MERCADO

Release Operacional 1T25

A EQUATORIAL S.A. ("Companhia") (B3: EQTL3; USOTC: EQUEY) 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 1T25 (primeiro trimestre de 2025):

Dados Operacionais - Distribuição:

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
Energia Injetada Total	**GWh**	**2.456**	**3.730**	**1.357**	**1.575**	**2.954**	**494**	**4.859**	**17.425**	**2.464**	**3.735**	**1.374**	**1.555**	**3.197**	**455**	**4.921**	**17.701**
Δ Injetada Total (%)	%									*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
Consumidores Cativos	**GWh**	**1.652**	**1.964**	**854**	**906**	**1.884**	**293**	**2.877**	**10.428**	**1.616**	**1.812**	**824**	**826**	**1.925**	**275**	**2.754**	**10.033**
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
Consumidores livres	**GWh**	**245**	**596**	**112**	**260**	**552**	**19**	**1.132**	**2.916**	**257**	**633**	**130**	**325**	**665**	**27**	**1.270**	**3.307**
Energia de Conexão - outras Ds	GWh	2	4	43	5	17	0	6	77	4	8	44	3	23	0	3	85
Energia Faturada	**GWh**	**1.899**	**2.563**	**1.009**	**1.171**	**2.453**	**312**	**4.014**	**13.421**	**1.878**	**2.453**	**998**	**1.154**	**2.613**	**302**	**4.027**	**13.425**
Δ Faturada (%)	%									*-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
Energia Faturada + Energia Compensada	**GWh**	**1.918**	**2.563**	**1.031**	**1.190**	**2.458**	**312**	**4.057**	**13.528**	**1.931**	**2.557**	**1.055**	**1.197**	**2.643**	**306**	**4.157**	**13.847**
Δ Faturada + Compensada (%)	%									*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
Energia Distribuída	**GWh**	**2.019**	**2.731**	**1.130**	**1.259**	**2.557**	**323**	**4.334**	**14.353**	**2.045**	**2.689**	**1.165**	**1.282**	**2.741**	**323**	**4.454**	**14.699**
Δ Distribuída (%)	%									*1,3%*	*-1,5%*	*3,1%*	*1,8%*	*7,2%*	*-0,1%*	*2,8%*	*2,4%*
Número de Consumidores	**MIL**	**2.744**	**3.002**	**1.512**	**1.361**	**1.933**	**224**	**3.371**	**14.149**	**2.799**	**3.045**	**1.547**	**1.398**	**1.971**	**264**	**3.453**	**14.477**
Δ Número de Consumidores (%)	%									*2,0%*	*1,4%*	*2,3%*	*2,7%*	*1,9%*	*17,7%*	*2,4%*	*2,3%*
Perdas totais	**GWh**	**437**	**999**	**227**	**316**	**398**	**171**	**525**	**3.072**	**419**	**1.046**	**209**	**273**	**456**	**133**	**466**	**3.002**
Δ Perdas (%)	%									*-4,1%*	*4,6%*	*-8,0%*	*-13,6%*	*14,7%*	*-22,3%*	*-11,1%*	*-2,3%*

Consolidado

Observando as concessões de distribuição em uma visão consolidada, a injetada apresentou um crescimento de 1,6%, enquanto a energia distribuída apresentou um crescimento de 2,4%. A energia injetada segue apresentando crescimento, mesmo partindo de uma base de comparação mais robusta, enquanto a energia distribuída reflete a efetividade do trabalho de combate a perdas do grupo, que será comentada em uma seção específica do documento.

Região Norte – Pará e Amapá

No 1T25, o Pará apresentou crescimento de 0,1% na energia injetada, enquanto o Amapá registrou uma redução de -7,8%, redução explicada, principalmente, pelo maior nível de chuvas no estado. No mesmo trimestre, a energia distribuída no Pará teve redução de -1,5%, enquanto o Amapá apresentou uma redução de -0,1%. No período, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 8,0% no Pará e 5,3% no Amapá em relação ao total da energia injetada.

Região Nordeste – Maranhão, Piauí e Alagoas

Na região Nordeste, os estados do Maranhão, Piauí e Alagoas apresentaram variações de 0,3%, 1,2% e -1,3%, respectivamente. A redução da energia injetada no estado de Alagoas reflete a maior pluviometria

registrada no trimestre. A energia distribuída cresceu 1,3% (MA), 3,1% (PI) e 1,8% (AL). Neste trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 8,3% no Maranhão, 15,8% no Piauí e 11,6% em Alagoas em relação ao total da energia injetada.

Região Centro-Oeste – Goiás

No estado de Goiás, a energia injetada apresentou crescimento de 1,3%, enquanto a energia distribuída registrou variação de 2,8%, no comparativo com o 1T24. No trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 11,2% em relação ao total da energia injetada.

Região Sul – Rio Grande do Sul

No Rio Grande do Sul, a energia injetada cresceu 8,2% no trimestre, refletindo principalmente o aumento das temperaturas médias nos primeiros meses do ano. A energia distribuída da concessão apresentou crescimento de 7,2%. A energia injetada pela mini e microgeração alcançou 5,0% neste trimestre em relação ao total da energia injetada.

Perdas na Distribuição de Energia:

Distribuidoras	1T24	4T24	1T25	Regulatório 1T25 LTM	Δ 1T24	Δ 4T24	Δ Regulatório	Regulatório 1T25 Homologado
Consolidado	**18,2%**	**17,5%**	**17,4%**	**18,3%**	**-0,8%**	**-0,2%**	**-0,9%**	**18,4%**
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[1]	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%

1Em 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 Aneel 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.

É importante mencionar que 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.

Neste trimestre, as **perdas consolidadas** alcançaram 17,4%, uma redução de -0,8 p.p. contra o 1T24, **0,9 p.p. abaixo do nível regulatório consolidado.**

Destacamos as reduções dos níveis de perdas contra o 1T24 da **CEA** (-6,9 p.p.), da **Equatorial Alagoas** (-2,4 p.p.), da **Equatorial Goiás** (-2,1 p.p.), da **Equatorial Piauí** (-1,0 p.p.) e da **Equatorial Maranhão** (-0,5 p.p.). Também é importante ressaltar que a partir de maio, as perdas homologadas da **Equatorial Alagoas** terão o novo patamar de 18,59%, 0,82 p.p. acima do valor atualmente homologado, já incluindo a cobertura de perdas não técnicas sobre a GD e com o cálculo realizado sobre o mercado medido.

O desempenho da **Equatorial Pará** no trimestre é impactado pelo processo primarização na regional sul da concessão, processo que ainda está em estágio de *ramp-up* no primeiro semestre de 2025.

Atualmente, quatro das distribuidoras do grupo estão abaixo do limite regulatório (Piauí, Alagoas, Goiás e Amapá).

Dados Operacionais - Renováveis:

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[1] (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.*

No 1T25 a energia gerada líquida foi de 1.169,0 GWh (+42,8% vs 1T24), sendo 921,3 GWh provenientes dos parques eólicos e 247,7 GWh provenientes dos parques solares. O constrained-off do 1T25 foi de 169,6 GWh (12,7% do potencial da geração).

Dados Operacionais – Saneamento:

O 1T25 encerrou com aproximadamente 99 mil economias ativas no serviço de distribuição de água, das quais 18,7 mil economias também são cobertas pelo serviço de coleta e tratamento de esgoto.

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^3)	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^3)	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.

Os destaques do trimestre são: (i) os aumentos de economias faturadas, tanto de água como de esgoto e (ii) o aumento do volume faturado de água e esgoto frente ao 1T24. A redução do volume faturado no comparativo com o 4T24 é reflexo do avanço da hidrometração, que apesar de reduzir o volume faturado, aumenta a tarifa média arrecadada.

São Luís, 29 de abril de 2025.

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima

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