

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

COMUNICADO AO MERCADO
Release Operacional 2T24

A EQUATORIAL ENERGIA 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 2T24 (segundo trimestre de 2024):

Dados Operacionais - Distribuição:

Dados Operacionais		2T23								2T24							
	Medida	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.254	3.381	1.176	1.252	2.171	475	4.240	14.949	2.430	3.594	1.241	1.295	2.224	482	4.607	15.872
Sistema isolado	GWh	0	63	0	0	0	12	0	75	1	70	0	0	0	13	0	84
Energia injetada - GD	GWh	119	151	117	65	82	8	295	837	166	232	177	100	66	16	402	1.159
Energia Injetada Total	GWh	2.373	3.595	1.293	1.317	2.253	495	4.535	15.862	2.596	3.896	1.417	1.395	2.291	512	5.008	17.116
<i>Variação Injetada Total (%)</i>	<i>%</i>									<i>9,4%</i>	<i>8,4%</i>	<i>9,6%</i>	<i>5,9%</i>	<i>1,6%</i>	<i>3,4%</i>	<i>10,4%</i>	<i>7,9%</i>
Residencial - convencional	GWh	646	709	276	298	691	87	1.237	3.943	740	770	306	311	681	102	1.358	4.268
Residencial - baixa renda	GWh	394	417	193	153	104	73	189	1.523	436	447	202	181	105	87	247	1.706
Industrial	GWh	39	85	23	28	64	8	104	350	31	72	18	22	46	9	90	288
Comercial	GWh	156	334	135	149	356	67	443	1.640	155	319	127	127	310	61	447	1.546
Outros	GWh	384	383	210	206	290	38	790	2.301	409	409	230	194	255	41	814	2.352
Consumidores Cativos	GWh	1.620	1.927	837	833	1.504	273	2.763	9.757	1.770	2.018	882	836	1.398	300	2.956	10.159
Industrial	GWh	103	310	31	150	290	1	865	1.751	100	293	39	168	276	2	947	1.826
Comercial	GWh	114	198	49	53	172	3	138	726	136	232	64	80	191	16	189	908
Outros	GWh	2	31	17	0	19	0	31	100	8	33	18	12	42	4	48	166
Consumidores livres	GWh	219	539	97	202	480	4	1.034	2.576	244	558	122	261	509	22	1.185	2.900
Energia de Conexão	GWh	2	0	38	4	16	0	3	63	2	4	44	4	16	0	3	73
Energia Faturada	GWh	1.841	2.466	972	1.040	2.000	277	3.800	12.397	2.016	2.580	1.048	1.101	1.922	322	4.144	13.133
<i>Variação Faturada (%)</i>	<i>%</i>									<i>9,5%</i>	<i>4,6%</i>	<i>7,8%</i>	<i>5,9%</i>	<i>-3,9%</i>	<i>16,2%</i>	<i>9,1%</i>	<i>5,9%</i>
Energia de Compensação - GD	GWh	100	118	91	55	70	6	233	674	139	194	137	84	89	14	330	987
Energia Distribuída	GWh	1.941	2.584	1.063	1.095	2.071	283	4.033	13.071	2.155	2.774	1.185	1.185	2.011	335	4.474	14.120
<i>Variação Distribuída (%)</i>	<i>%</i>									<i>11,1%</i>	<i>7,3%</i>	<i>11,5%</i>	<i>8,2%</i>	<i>-2,9%</i>	<i>18,4%</i>	<i>10,9%</i>	<i>8,0%</i>
Número de Consumidores	MIL	2.706	2.962	1.490	1.336	1.899	211	3.315	13.919	2.768	3.114	1.527	1.371	1.703	229	3.392	14.103
<i>Variação Número de Consumidores (%)</i>	<i>%</i>									<i>2,3%</i>	<i>5,1%</i>	<i>2,5%</i>	<i>2,6%</i>	<i>-10,3%</i>	<i>8,4%</i>	<i>2,3%</i>	<i>1,3%</i>
Perdas totais	GWh	432	1.011	230	222	183	212	501	2.791	441	1.122	233	209	279	177	535	2.996
Perdas Totais / Injetada Total - 12m	%	17,5%	27,6%	18,2%	18,3%	14,0%	43,7%	11,9%	18,6%	17,9%	27,4%	17,8%	18,2%	13,4%	37,3%	11,5%	18,2%
<i>Perdas regulatórias - 12m</i>	<i>%</i>	<i>16,9%</i>	<i>27,0%</i>	<i>20,4%</i>	<i>21,1%</i>	<i>11,0%</i>	<i>34,2%</i>	<i>11,8%</i>	<i>17,9%</i>	<i>17,2%</i>	<i>28,1%</i>	<i>19,9%</i>	<i>20,7%</i>	<i>11,2%</i>	<i>33,5%</i>	<i>12,2%</i>	<i>18,3%</i>

Consolidado

Durante o 2T24 as concessões de distribuição do Norte, Nordeste e Centro-Oeste tiveram o consumo afetado, positivamente, pela redução do desemprego, temperaturas elevadas e pelo maior consumo médio, com destaque para o consumo de clientes residenciais.

Os efeitos que afetaram o Rio Grande do Sul serão detalhados posteriormente.

Região Norte – Pará e Amapá

No 2T24, a região norte registrou um forte consumo de energia. O Pará apresentou um crescimento de 8,4% na energia injetada e o Amapá um aumento de 3,4%. No Pará e no Amapá, a energia distribuída do trimestre cresceu 7,3% e 18,4%, respectivamente, o que demonstra um efetivo trabalho de combate à perdas, principalmente, no Amapá. No período, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 6,0% no Pará e 3,2% no Amapá em relação ao total da energia injetada.

Região Nordeste – Maranhão, Piauí e Alagoas

A região nordeste apresentou crescimento de energia injetada de 9,4%, 9,6% e 5,9%, nos estados do Maranhão, Piauí e Alagoas, respectivamente. A energia distribuída cresceu 11,1% (MA), 11,5% (PI) e 8,2% (AL). Neste trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 6,4% no Maranhão, 12,5% no Piauí e 7,2% em Alagoas.

Região Centro-Oeste – Goiás

No estado de Goiás a energia injetada, novamente, apresentou forte crescimento, 10,4%. A energia Distribuída registrou uma variação positiva de 10,9% entre períodos, refletindo a efetividade do trabalho de combate a perdas, mesmo com o expressivo crescimento de volume. No trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 8,0%.

Região Sul – Rio Grande do Sul

No Rio Grande do Sul, mesmo com o trimestre impactado pelos eventos climáticos extremos que afetaram a região, a energia injetada do período apresentou um aumento de 1,6% quando comparada com o 2T23. Este efeito é explicado, principalmente, por 3 fatores: (i) registro de altas temperaturas até o mês de abril (período pré-evento climático), (ii) pelo trabalho da Equatorial em reestabelecer rapidamente a energia em áreas afetadas pelas fortes chuvas e (iii) o registro de temperaturas muito baixas no mês de junho, que elevaram o consumo médio da concessão durante o período.

A energia distribuída do período apresentou uma leve redução de 2,9%, efeito já esperado das proporções do evento e que tem impacto do déficit de faturamento que existe atualmente na concessão (com efeito médio aproximado de 60GWh por mês a partir de maio), e que deve ser regularizado até o 3T24. Ajustando a energia distribuída pelo déficit de 60 GWh que afetou os meses de maio e junho, o mercado de energia distribuída teria crescido 2,9%.

Perdas na Distribuição de Energia:

Distribuidoras	2T23	1T24	2T24	Regulatório 2T24 LTM	Δ 2T23	Δ 1T24	Δ Regulatório	Regulatório 2T24 Homologado
Consolidado	18,6%	18,2%	18,2%	18,3%	-0,4%	0,0%	-0,2%	18,1%
Equatorial Maranhão	17,5%	18,2%	17,9%	17,2%	0,4%	-0,3%	0,6%	17,3%
Equatorial Pará	27,6%	27,2%	27,4%	28,1%	-0,2%	0,2%	-0,7%	28,2%
Equatorial Piauí	18,2%	18,1%	17,8%	19,9%	-0,4%	-0,3%	-2,1%	19,6%
Equatorial Alagoas	18,3%	18,6%	18,2%	20,7%	-0,1%	-0,5%	-2,5%	17,8%
CEEE-D	14,0%	12,4%	13,4%	11,2%	-0,6%	0,9%	2,2%	11,3%
CEA ¹	43,7%	39,2%	37,3%	33,5%	-6,4%	-2,0%	3,8%	33,6%
Equatorial Goiás	11,9%	11,7%	11,5%	12,2%	-0,3%	-0,1%	-0,6%	12,3%

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 3.313, 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 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 e a situação de calamidade do Rio Grande do Sul, as **perdas consolidadas** do grupo se mantiveram estáveis quando comparadas ao 1T24 e apresentaram uma redução de 0,4 p.p. em relação ao 2T23, demonstrando mais uma vez um resultado positivo no trabalho de combate às perdas.

Desconsiderando o efeito dos clientes não faturados na CEEE-D (aproximadamente 120 GWh), as perdas 12 meses da empresa no trimestre seriam de 12,2%, reduções de 1,8 p.p. e 0,2 p.p. quando comparadas com o 2T23 e o 1T24, respectivamente.

Atualmente, há cinco distribuidoras abaixo do limite regulatório (Pará, Piauí, Alagoas e Goiás, além da Amapá se considerada a cobertura adicional de CCC). As perdas da CEEE-D, no trimestre, apresentaram um aumento de 0,9% quando comparadas ao 1T24, e uma redução de 0,6% em relação ao 2T23, o que reforça a trajetória de perdas que a companhia teve até ser afetada pelos eventos climáticos extremos do 2T24.

O destaque do período fica para a redução de perdas da **CEA**, que apresentou uma variação de -6,4 p.p. quando comparada ao 2T23.

Dados Operacionais - Renováveis:

Dados Operacionais	2T23	2T24	2T24 Ex Curtailment e Geração Solar	Δ% 2T23 vs 2T24	Δ% 2T23 vs 2T24 Ex Curtailment e Geração Solar
Velocidade do Vento (m/s)	6,70	6,84	6,84	2,1%	2,1%
Energia Gerada Líquida (GWh)*	897,3	877,6	914,2	-2,2%	0,8%
Disponibilidade Técnica Ajustada ¹ (12 meses)**	96,2%	96,2%	96,2%	0,0%	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 2T24, a geração eólica líquida foi de 773,6 GWh, enquanto a geração solar do período atingiu 104,0 GWh, um total de 877,6 GWh no trimestre, redução de 2,2% que o mesmo período do ano anterior. O efeito total do constrained off no período foi de 151,5 GWh. Desconsiderando os efeitos de constrained-off das eólicas e a geração solar no período (Constrained-Off eólicas - 140,7 GWh no 2T24 vs 9,3 GWh no 2T23 e Geração Solar de 104,0 GWh), a geração seria 0,8% superior quando comparada ao 2T23.

Dados Operacionais – Saneamento:

O 2T24 encerrou com aproximadamente 82 mil economias ativas no serviço de distribuição de água, das quais 13,7 mil economias também são cobertas pelo serviço de coleta e tratamento de esgoto.

Indicadores Operacionais - Água	2T23	1T24	2T24	Δ% vs 2T23	Δ% vs 1T24
Economias faturadas (mil)	79,8	80,7	82,3	3,1%	1,9%
Volume Faturado (mil m ³)	5.515,4	4.964,7	5.047,4	-8,5%	1,7%
Índice de cobertura (%)	42,0%	42,0%	56,0%	14 p.p.	14 p.p.
Índice de Perda da Distribuição (%)	61,6%	60,2%	61,2%	-0,3 p.p.	1 p.p.
Indicadores Operacionais - Esgoto	2T23	1T24	2T24	Δ% vs 2T23	Δ% vs 1T24
Economias faturadas (mil)	10,8	10,9	13,7	26,3%	25,3%
Volume Faturado (mil m ³)	702,0	589,2	813,7	15,9%	38,1%
Índice de cobertura (%)	8,0%	8,0%	14,8%	6,8 p.p.	6,8 p.p.

Os destaques do trimestre são os aumentos de economias faturadas, tanto de água como de esgoto, além do aumento do volume faturado de água e esgoto contra o 1T24. Estes resultados são reflexo do avanço dos programas “Se Liga na Rede” e “Pontes para o Futuro” que iniciaram em 2023, e que tem foco na regularização de clientes da concessão. Além dos aumentos de economias, também destacamos o aumento do índice de cobertura de água, que partiu de 42,0% para 56,0%, enquanto o índice de cobertura de esgoto partiu de 8,0% para 14,8%.

São Luís, 05 de agosto de 2024.

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima

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