

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

COMUNICADO AO MERCADO
Release Operacional 3T23

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 3T23 (terceiro trimestre de 2023):

Dados Operacionais - Distribuição:

Dados Operacionais	Medida	3T22								3T23							
		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.256	3.501	1.249	1.099	2.148	533	4.386	15.172	2.458	3.700	1.323	1.171	2.135	522	4.568	15.877
Sistema isolado	GWh	-	76	-	-	-	13	-	89	-	64	-	-	-	14	-	78
Energia injetada pela Geração Distribuída	GWh	90	101	91	40	55	5	180	563	139	187	143	73	71	10	314	938
Energia Injetada Total	GWh	2.346	3.678	1.340	1.139	2.204	551	4.566	15.823	2.597	3.951	1.466	1.244	2.206	546	4.882	16.893
<i>Variação Injetada Total (%)</i>	%									10,7%	7,4%	9,4%	9,2%	0,1%	-0,8%	6,9%	6,8%
Residencial - convencional	GWh	663	775	298	259	689	120	1.213	4.017	718	801	316	260	698	85	1.252	4.130
Residencial - baixa renda	GWh	368	390	181	116	70	25	145	1.295	415	452	211	134	99	88	187	1.586
Industrial	GWh	45	111	29	32	65	22	118	422	40	93	24	28	56	7	98	347
Comercial	GWh	170	367	151	147	330	67	458	1.691	164	357	142	128	324	72	413	1.600
Outros	GWh	395	398	229	179	258	44	860	2.363	411	401	233	186	228	56	829	2.344
Consumidores Cativos	GWh	1.641	2.041	888	733	1.411	278	2.795	9.788	1.748	2.104	925	736	1.406	310	2.779	10.008
Industrial	GWh	102	314	29	141	274	1	890	1.753	109	339	33	164	282	2	923	1.852
Comercial	GWh	102	179	43	42	150	3	120	638	121	206	55	56	172	6	159	774
Outros	GWh	3	32	17	-	12	-	8	73	4	32	18	1	22	4	35	115
Consumidores livres	GWh	207	525	89	183	437	4	1.018	2.464	234	577	107	221	475	11	1.116	2.741
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	GWh	2	-	40	4	13	-	3	62	5	11	43	4	13	-	3	79
Energia Faturada	GWh	1.851	2.567	1.017	920	1.861	283	3.816	12.314	1.987	2.691	1.075	961	1.894	321	3.898	12.828
<i>Variação Faturada (%)</i>	%									7,4%	4,9%	5,7%	4,4%	1,8%	13,6%	2,2%	4,2%
Energia de Compensação da Geração Distribuída	GWh	71	80	67	27	39	4	144	432	119	153	119	55	66	8	260	781
Energia Distribuída	GWh	1.922	2.647	1.083	947	1.900	287	3.960	12.747	2.106	2.845	1.194	1.016	1.960	329	4.159	13.609
<i>Variação Distribuída (%)</i>	%									9,6%	7,5%	10,2%	7,3%	3,2%	14,7%	5,0%	6,8%
Número de Consumidores	Mil	2.666	2.915	1.397	1.266	1.837	182	3.279	13.542	2.720	2.973	1.497	1.343	1.909	214	3.333	13.990
<i>Variação Número de Consumidores (%)</i>	%									2,0%	2,0%	7,2%	6,1%	3,9%	17,4%	1,6%	3,3%
Perdas totais	GWh	424	1.031	257	192	303	264	606	3.076	491	1.106	273	228	245	218	723	3.284
Perdas Totais / Injetada Total - 12 meses	%	17,5%	27,7%	18,5%	20,7%	17,0%	48,4%	11,8%	19,5%	17,7%	27,6%	18,0%	18,6%	13,4%	41,5%	12,3%	18,6%
<i>Perdas regulatórias - 12 meses</i>	%	16,9%	27,3%	20,4%	20,9%	11,0%	35,1%	11,9%	18,1%	17,3%	28,2%	20,3%	21,3%	11,0%	33,5%	11,7%	18,4%

Região Norte – Amapá e Pará

Ao longo do 3T23, tanto o estado do Pará como o Amapá apresentaram chuvas abaixo da média e uma temperatura acima do registrado no mesmo período do ano anterior, influenciados principalmente pelos efeitos do El Niño. Enquanto o Pará apresentou um crescimento de 7,4% na energia injetada, o Amapá teve uma redução de 0,8%, ainda impactado pelo efeito de descontinuidade da operação de um cliente da classe industrial no primeiro trimestre de 2023. A energia distribuída do trimestre alcançou 7,5% e 14,7% para o Pará e para o Amapá, respectivamente, com grande destaque para o processo de combate a perdas na concessão do Amapá. Ressaltamos que parte do movimento de consumo no Amapá é reflexo do crescimento da classe residencial – Baixa renda. Neste trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 4,7% no Pará e 1,8% no Amapá.

Região Nordeste – Alagoas, Maranhão e Piauí

A região nordeste também teve fortes impactos do El Niño e da onda de calor no terceiro trimestre, que trouxeram temperaturas acima da média na região, além de chuvas abaixo do esperado. Os efeitos climáticos contribuíram para um crescimento de energia injetada de 10,7%, 9,4% e 9,2% nos estados do Maranhão, Piauí e Alagoas, respectivamente, enquanto a energia distribuída das concessões alcançou 9,6%, 10,2% e 7,3%, respectivamente. Neste trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 5,4% no Maranhão, 9,8% no Piauí e 5,9% em Alagoas.

Região Centro-Oeste – Goiás

No estado de Goiás a energia injetada apresentou um crescimento de 6,9%, influenciada pela onda de calor que afetou o estado e boa parte do país no terceiro trimestre. A energia Distribuída apresentou um crescimento de 5,0% entre trimestres. Neste trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 6,4% em Goiás.

Região Sul – Rio Grande do Sul

No Rio Grande do Sul, apesar das condições climáticas adversas e atípicas do trimestre, com a ocorrência de ciclones extratropicais, a energia injetada permaneceu em linha com o 3T22. A energia Distribuída do trimestre apresentou um aumento de 3,2%, refletindo o avanço nos processos de regularização de clientes e combate a perdas. Neste trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 3,2% na CEEE-D.

Perdas na Distribuição de Energia*:

Perdas Totais / Injetada	3T22	2T23	3T23	Regulatório	Δ 3T22	Δ 2T23	Δ Reg.
Consolidado ex GO	22,5%	21,2%	21,1%	20,9%	-1,4%	-0,1%	0,1%
Consolidado	19,5%	18,6%	18,6%	18,4%	-0,9%	0,0%	0,2%
Equatorial Maranhão	17,5%	17,5%	17,7%	17,3%	0,2%	0,2%	0,5%
Equatorial Pará	27,7%	27,6%	27,6%	28,2%	-0,1%	0,0%	-0,7%
Equatorial Piauí	18,5%	18,2%	18,0%	20,3%	-0,4%	-0,1%	-2,3%
Equatorial Alagoas	20,7%	18,3%	18,6%	21,3%	-2,1%	0,3%	-2,7%
CEEE-D	17,0%	14,0%	13,4%	11,0%	-3,6%	-0,6%	2,4%
CEA	48,4%	43,7%	41,5%	33,5%	-6,9%	-2,2%	8,1%
Equatorial Goiás	11,8%	11,9%	12,3%	11,7%	0,5%	0,4%	0,6%

*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 3.006, de 16 de dezembro de 2021, a Aneel homologou o valor de adicional R\$ 76 milhões, a ser recebido em 12 parcelas no período jan/22 a dez/23, 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 será reduzido gradativamente 25% a cada ano, partindo do processo de 2022.

Mesmo com o crescimento expressivo da energia injetada, as **perdas consolidadas** do grupo se mantiveram em linha quando comparadas ao último trimestre e apresentaram uma redução de 0,9 p.p. quando comparadas com o 3T22, enquanto o nível de **perdas totais consolidadas ex-Equatorial Goiás** apresentou uma redução 1,4 p.p. quando comparadas ao mesmo período do ano anterior. Vale ressaltar que, em comparação ao 2T23, o gap entre as perdas consolidadas e o limite regulatório consolidado do grupo caiu para um terço do que era antes (0,6 p.p.), resultado dos ajustes dos níveis de perdas regulatórias dos processos tarifários recentes, de forma que hoje estamos a apenas 0,2 p.p. do limite regulatório.

Os destaques do período ficam com a **CEA**, a **CEEE-D** e com a **Equatorial Alagoas**, que quando comparados com o 3T22, apresentaram reduções nos níveis de perdas de **-6,9 p.p.**, **-3,6 p.p.** e **-2,1 p.p.**, respectivamente, refletindo o impacto da mobilização de equipes de perdas nas concessões em processo de *turnaround* e o avanço do combate a perdas em Alagoas, que hoje apresenta -2,7 p.p. de distância do limite regulatório, a melhor posição das distribuidoras do grupo.

Vale ressaltar que, além das concessões do Piauí e de Alagoas que já se enquadravam dentro dos limites regulatórios, esse é o primeiro trimestre desde a aquisição da Equatorial Pará em que a concessão se enquadra dentro de seu limite regulatório de perdas. Isso reflete a expertise do grupo no trabalho de combate a perdas em conjunto com os resultados dos ajustes dos níveis de perdas regulatórias dos processos tarifários recentes e reforça o comprometimento do grupo com seus clientes e com a qualidade operacional.

Dados Operacionais - Renováveis:

Dados Operacionais	3T22	3T23	Δ%
Velocidade do Vento (m/s)	8,26	8,32	0,7%
Energia Gerada Líquida (GWh)*	1.432,4	1.185,9	-17,2%
Energia Gerada Líquida (GWh) - 12 meses*	4.517,0	4.521,8	0,1%
Disponibilidade Técnica - 12 meses	96,8%	95,8%	-1,0%

* Valores medidos no centro de gravidade.

No 3T23, os complexos Eólicos da Echoenergia apresentaram uma redução de 17,2% na geração em comparação ao mesmo período de 2022.

Após a ocorrência em 15 de agosto que resultou no desligamento parcial do SIN, o ONS implementou modificações no modo de operação do sistema que ocasionaram restrições de geração (*constrained-off*) para os agentes de geração de energia renovável no Nordeste, que afetaram o escoamento de energia dos parques Tianguá e Serra do Mel principalmente durante o mês de setembro e que após esse mês, permanecem vigentes, mas com um impacto reduzido. Entre as modificações, destaca-se a redução dos limites de exportação de energia do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste e o Norte.

Historicamente, a Echoenergia havia experimentado impactos limitados devido aos *constrained-offs*. No entanto, após o evento, os ativos Serra do Mel e Tianguá foram significativamente afetados. No 3T23, as perdas de energia totalizaram 214,8 GWh.

O nível de disponibilidade reflete o planejamento das paradas para manutenção das máquinas em Echo 2. Desconsiderando o ativo de Echo 2, a disponibilidade técnica ajustada do portfólio seria de 97,0% no 3T23 vs. 96,9% no 3T22.

Dados Operacionais – Saneamento:

Já completado o primeiro ano de operação e realizando a comparação com o mesmo período do trimestre anterior, destacamos a clara evolução do volume faturado, tanto para água, como para esgotamento sanitário, ambos com aproximadamente 46% de crescimento. O 3T23 encerrou com aproximadamente 83 mil economias ativas no serviço de distribuição de água, das quais mais de 10 mil economias também são cobertas pelo serviço de coleta e tratamento de esgoto.

Indicadores Operacionais - Água	3T22	3T23	Δ%
Economias faturadas (mil)	71,6	82,6	15,4%
Volume Faturado (mil m ³)	3.772,9	5.507,5	46,0%
Índice de cobertura (%)	35,0%	42,0%	20,0%
Índice de Perda da Distribuição (%)	70,2%	59,4%	-15,4%
Indicadores Operacionais - Esgoto	3T22	3T23	Δ%
Economias faturadas (mil)	10,5	10,1	-3,5%
Volume Faturado (mil m ³)	525,3	764,1	45,5%
Índice de cobertura (%)	7,0%	8,0%	14,3%
Extensão de rede (km)	372,0	372,0	0,0%

Além dos destaques acima, vale ressaltar também a melhora do índice de perdas da concessão, que já reduziu 10,8 p.p. desde o início da operação da CSA.

São Luís, 24 de outubro de 2023.

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores