

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

COMUNICADO AO MERCADO
Release Operacional 4T23

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 4T23 (quarto trimestre de 2023):

Dados Operacionais - Distribuição:

Dados Operacionais	Medida	4T22								4T23							
		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.302	3.453	1.284	1.289	2.347	540	4.253	15.469	2.581	3.805	1.431	1.344	2.332	538	4.898	16.928
Sistema isolado	GWh	0	75	0	0	0	13	0	89	0	68	0	0	0	14	0	83
Energia injetada pela Geração Distribuída	GWh	98	110	95	58	89	5	225	680	145	205	151	105	99	12	379	1.098
Energia Injetada Total	GWh	2.401	3.638	1.379	1.347	2.436	559	4.478	16.237	2.727	4.078	1.582	1.450	2.431	565	5.277	18.109
Varição Injetada Total (%)	%									13,6%	12,1%	14,7%	7,6%	-0,2%	1,0%	17,9%	11,5%
Residencial - convencional	GWh	690	768	321	293	694	102	1.332	4.200	771	862	351	294	703	105	1.579	4.665
Residencial - baixa renda	GWh	392	402	193	134	83	42	171	1.416	451	486	224	161	104	101	262	1.788
Industrial	GWh	40	97	25	29	61	24	116	392	39	92	21	24	53	8	99	337
Comercial	GWh	167	362	152	160	359	69	473	1.742	171	365	145	135	340	71	493	1.720
Outros	GWh	406	391	221	229	274	90	795	2.406	433	443	244	245	234	32	869	2.499
Consumidores Cativos	GWh	1.695	2.022	912	846	1.470	326	2.886	10.156	1.866	2.248	984	859	1.434	316	3.303	11.009
Industrial	GWh	100	315	30	141	263	1	845	1.695	113	337	34	161	271	2	890	1.807
Comercial	GWh	107	176	45	51	180	3	127	688	125	217	62	72	213	9	179	877
Outros	GWh	4	33	17	0	14	0	9	76	5	32	18	2	26	4	37	124
Consumidores livres	GWh	211	523	91	192	457	4	982	2.459	244	587	115	234	509	15	1.105	2.808
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	GWh	1	0	41	5	14	0	3	64	2	4	46	5	12	0	3	72
Energia Faturada	GWh	1.907	2.545	1.044	1.042	1.941	330	3.870	12.679	2.112	2.838	1.145	1.098	1.955	331	4.411	13.890
Varição Faturada (%)	%									10,7%	11,5%	9,7%	5,3%	0,7%	0,2%	14,0%	9,5%
Energia de Compensação da Geração Distribuída	GWh	85	93	78	41	41	5	188	530	131	178	135	77	76	10	336	942
Energia Distribuída	GWh	1.992	2.638	1.122	1.083	1.982	335	4.058	13.209	2.243	3.016	1.280	1.174	2.031	341	4.747	14.832
Varição Distribuída (%)	%									12,6%	14,4%	14,1%	8,4%	2,5%	1,7%	17,0%	12,3%
Número de Consumidores	MIL	2.677	2.913	1.422	1.325	1.865	199	3.293	13.695	2.739	2.990	1.502	1.350	1.923	217	3.355	14.077
Varição Número de Consumidores (%)	%									2,3%	2,6%	5,7%	1,9%	3,1%	9,3%	1,9%	2,8%
Perdas totais	GWh	409	1.000	257	264	455	224	420	3.029	484	1.062	302	275	400	223	531	3.277
Perdas Totais / Injetada Total - 12 meses	%	17,6%	27,5%	18,2%	20,0%	15,9%	46,0%	12,1%	19,2%	17,9%	27,2%	18,2%	18,5%	12,8%	41,4%	12,4%	18,4%
Perdas regulatórias - 12 meses	%	16,9%	27,0%	20,3%	21,1%	11,0%	33,5%	11,7%	17,9%	17,3%	28,2%	19,6%	21,3%	11,3%	33,5%	12,3%	18,4%

Região Norte – Pará e Amapá

Ao longo do 4T23, tanto o estado do Pará como o Amapá foram impactados pelos efeitos do El Niño e pelas ondas de calor presentes no final do ano. Enquanto o Pará apresentou um crescimento de 12,1% na energia injetada, o Amapá cresceu 1,0%, 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 14,4% e 1,7% para o Pará e para o Amapá, mostrando um forte trabalho de combate a perdas mesmo com os altos volumes de consumo registrados ao longo do trimestre. Neste trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 5,0% no Pará e 2,2% no Amapá.

Região Nordeste – Maranhão, Piauí e Alagoas

A região nordeste também teve fortes impactos do El Niño e da onda de calor, além do crescimento econômico que os estados apresentaram no trimestre. Os efeitos climáticos contribuíram para um crescimento de energia injetada de 13,6%, 14,7% e 7,6% nos estados do Maranhão, Piauí e Alagoas, respectivamente, enquanto a energia distribuída das concessões alcançou 12,6%, 14,1% e 8,4%, respectivamente, fruto do trabalho de combate a perdas, que tem mostrado forte resultado mesmo com o crescimento expressivo da energia injetada. Neste trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 5,3% no Maranhão, 9,5% no Piauí e 7,3% em Alagoas.

Região Centro-Oeste – Goiás

No estado de Goiás a energia injetada apresentou forte crescimento de 17,9%, influenciada pela onda de calor que afetou o estado e boa parte do país, em conjunto com o crescimento da atividade econômica. A energia Distribuída acompanhou o crescimento da injetada, com uma variação positiva de 17,0% entre trimestres. Neste trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 7,2% em Goiás.

Região Sul – Rio Grande do Sul

No Rio Grande do Sul a energia injetada permaneceu em linha com o 4T22. A energia Distribuída do trimestre apresentou um aumento de 2,5%, refletindo o avanço nos processos de regularização de clientes e combate a perdas. Neste trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 4,1% na CEEE-D.

Perdas na Distribuição de Energia*:

Perdas Totais / Injetada	4T22	3T23	4T23	Regulatório	Δ 4T22	Δ 3T23	Δ Reg.
Consolidado ex GO	22,0%	21,1%	20,9%	20,8%	-1,1%	-0,2%	0,0%
Consolidado	19,2%	18,6%	18,4%	18,4%	-0,7%	-0,1%	0,0%
Equatorial Maranhão	17,6%	17,7%	17,9%	17,3%	0,3%	0,2%	0,7%
Equatorial Pará	27,5%	27,6%	27,2%	28,2%	-0,3%	-0,4%	-1,1%
Equatorial Piauí	18,2%	18,0%	18,2%	19,6%	0,0%	0,1%	-1,4%
Equatorial Alagoas	20,0%	18,6%	18,5%	21,3%	-1,6%	-0,1%	-2,8%
CEEE-D	15,9%	13,4%	12,8%	11,3%	-3,1%	-0,5%	1,6%
CEA	46,0%	41,5%	41,4%	33,5%	-4,6%	-0,1%	7,9%
Equatorial Goiás	12,1%	12,3%	12,4%	12,3%	0,3%	0,1%	0,1%

*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/23 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.

*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.

Mesmo com o crescimento expressivo da energia injetada, as **perdas consolidadas** do grupo reduziram 0,1 p.p. quando comparadas ao último trimestre e apresentaram uma redução de 0,7 p.p. quando comparadas com o 4T22.

Com o resultado do trimestre, observando o índice de perdas consolidado, a companhia se enquadrou pela primeira vez no limite regulatório. Considerando a cobertura adicional de perdas do Amapá via CCC (que se traduz em um limite para a CEA de 46,1%), e que adiciona 0,6% ao limite regulatório consolidado, resultando em 19,1%, **as perdas do grupo ficam 0,6% abaixo da cobertura**, promovendo uma geração de valor em perdas. O resultado reflete a expertise do grupo no trabalho de combate às perdas, e reforça o comprometimento com a melhora da performance operacional.

Hoje temos 4 distribuidoras abaixo do limite regulatório (Equatorial Pará, Equatorial Piauí e Equatorial Alagoas, além da CEA se considerada a cobertura adicional de CCC), duas empresas com menos de 1,0 p.p. cada do limite regulatório (Equatorial Maranhão e Equatorial Goiás), e a CEEE-D, em turnaround, que tem como foco o trabalho de redução de perdas e tem apresentado resultados expressivos ao longo do último ano.

É importante ressaltar que, a partir deste trimestre, mesmo desconsiderando a flexibilização de perdas da Equatorial Alagoas, que tem validade até maio de 2024, a companhia estaria enquadrada no limite regulatório.

Os destaques do período ficam com a **CEA** e **CEEE-D**, que quando comparados com o 4T22, apresentaram reduções nos níveis de perdas de **-4,6 p.p.** e **-3,1 p.p.**, respectivamente, refletindo o avanço no processo de combate às perdas nas concessões em processo de *turnaround*.

Dados Operacionais - Renováveis:

Dados Operacionais	4T22	4T23	Var.
Velocidade do Vento (m/s)	7,99	8,42	5,4%
Energia Gerada Líquida (GWh)*	1.359,9	1.216,1	-10,6%
Energia Gerada Líquida (GWh) - 12 meses*	4.572,3	4.400,2	-3,8%
Disponibilidade Técnica Ajustada (12 meses)**	96,8%	96,6%	-0,3%

* 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 4T23, os complexos Eólicos da Echoenergia apresentaram uma redução de 10,6% na geração em comparação ao mesmo período de 2022, ainda impactados pelas restrições de geração (*constrained-off*) que impactam os parques Tianguá e Serra do Mel (Impacto no trimestre de 194,7 GWh). Desconsiderados os efeitos do *Constrained Off*, a energia gerada líquida do trimestre teria crescido 3,7% em relação ao 4T22.

Dados Operacionais – Saneamento:

O 4T23 encerrou com aproximadamente 82 mil economias ativas no serviço de distribuição de água, das quais 9,7 mil economias também são cobertas pelo serviço de coleta e tratamento de esgoto.

Indicadores Operacionais - Água	4T22	3T23	4T23	Δ% vs 4T22	Δ% vs 3T23
Economias faturadas (mil)	88,8	82,6	81,5	-8,2%	-1,3%
Volume Faturado (mil m ³)	5.264,6	5.507,5	5.450,4	3,5%	-1,0%
Índice de cobertura (%)	40,6%	42,0%	42,0%	3,5%	0,0%
Índice de Perda da Distribuição (%)	65,3%	59,4%	58,5%	-10,4%	-1,5%
Indicadores Operacionais - Esgoto	4T22	3T23	4T23	Δ% vs 4T22	Δ% vs 3T23
Economias faturadas (mil)	12,1	10,1	9,7	-19,8%	-3,5%
Volume Faturado (mil m ³)	786,1	764,1	638,7	-18,7%	-16,4%
Índice de cobertura (%)	7,0%	8,0%	8,0%	14,3%	0,0%

A redução no número de economias faturadas é resultado do trabalho de atualização de cadastro realizado nos últimos trimestres e em finalização, onde identificou-se a necessidade de ajustes em função da existência de cadastros inválidos.

O destaque do trimestre fica para a melhora do índice de perdas da concessão, que reduziu 6,8 p.p. quando comparada com o quarto trimestre de 2022.

São Luís, 25 de janeiro de 2024.

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

EQUATORIAL ENERGIA S.A.
Publicly Held Company
CNPJ/ME nº 03.220.438/0001-73

NOTICE TO THE MARKET
Operational Release 4Q23

EQUATORIAL ENERGIA S.A. (“Company”) (B3: EQTL3; USOTC: EQUQY) presents to its shareholders and the market in general the previous and unaudited operational information of the distribution, generation and sanitation segments for 4Q23 (fourth quarter of 2023):

Operational Data - Distribution:

Operational Data	Measure	4Q22								4Q23							
		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
SIN Injected Energy	GWh	2,302	3,453	1,284	1,289	2,347	540	4,253	15,469	2,581	3,805	1,431	1,344	2,332	538	4,898	16,928
Isolated Systems	GWh	0	75	0	0	0	13	0	89	0	68	0	0	0	14	0	83
Distributed Generation Injected Energy	GWh	98	110	95	58	89	5	225	680	145	205	151	105	99	12	379	1,098
Energia injetada Total	GWh	2,401	3,638	1,379	1,347	2,436	559	4,478	16,237	2,727	4,078	1,582	1,450	2,431	565	5,277	18,109
Total Var. %	%									13.6%	12.1%	14.7%	7.6%	-0.2%	1.0%	17.9%	11.5%
Residencial - conventional	GWh	690	768	321	293	694	102	1,332	4,200	771	862	351	294	703	105	1,579	4,665
Residencial - low income	GWh	392	402	193	134	83	42	171	1,416	451	486	224	161	104	101	262	1,788
Industrial	GWh	40	97	25	29	61	24	116	392	39	92	21	24	53	8	99	337
Commercial	GWh	167	362	152	160	359	69	473	1,742	171	365	145	135	340	71	493	1,720
Others	GWh	406	391	221	229	274	90	795	2,406	433	443	244	245	234	32	869	2,499
Captive Consumers	GWh	1,695	2,022	912	846	1,470	326	2,886	10,156	1,866	2,248	984	859	1,434	316	3,303	11,009
Industrial	GWh	100	315	30	141	263	1	845	1,695	113	337	34	161	271	2	890	1,807
Commercial	GWh	107	176	45	51	180	3	127	688	125	217	62	72	213	9	179	877
Others	GWh	4	33	17	0	14	0	9	76	5	32	18	2	26	4	37	124
Free Consumers	GWh	211	523	91	192	457	4	982	2,459	244	587	115	234	509	15	1,105	2,808
Connection - Others DisCos	GWh	1	0	41	5	14	0	3	64	2	4	46	5	12	0	3	72
Billed Energy	GWh	1,907	2,545	1,044	1,042	1,941	330	3,870	12,679	2,112	2,838	1,145	1,098	1,955	331	4,411	13,890
Var. %	%									10.7%	11.5%	9.7%	5.3%	0.7%	0.2%	14.0%	9.5%
Energia de Compensação da Geração Distribuída	GWh	85	93	78	41	41	5	188	530	131	178	135	77	76	10	336	942
Distributed Energy	GWh	1,992	2,638	1,122	1,083	1,982	335	4,058	13,209	2,243	3,016	1,280	1,174	2,031	341	4,747	14,832
Var. %	%									12.6%	14.4%	14.1%	8.4%	2.5%	1.7%	17.0%	12.3%
# Of Consumers	MIL	2,677	2,913	1,422	1,325	1,865	199	3,293	13,695	2,739	2,990	1,502	1,350	1,923	217	3,355	14,077
Var. %	%									2.3%	2.6%	5.7%	1.9%	3.1%	9.3%	1.9%	2.8%
Total Losses	GWh	409	1,000	257	264	455	224	420	3,029	484	1,062	302	275	400	223	531	3,277
Total Losses / Total Injected - 12 months	%	17.6%	27.5%	18.2%	20.0%	15.9%	46.0%	12.1%	19.2%	17.9%	27.2%	18.2%	18.5%	12.8%	41.4%	12.4%	18.4%
Regulatory - 12 months	%	16.9%	27.0%	20.3%	21.1%	11.0%	33.5%	11.7%	17.9%	17.3%	28.2%	19.6%	21.3%	11.3%	33.5%	12.3%	18.4%

Northern Region – Pará and Amapá

Throughout 4Q23, both the states of Pará and Amapá were impacted by the effects of El Niño and the heat waves present at the end of the year. While Pará showed a 12.1% growth in injected energy, Amapá grew 1.0%, still impacted by the effect of discontinuing the operation of an industrial class customer in the first quarter of 2023. Distributed energy in the quarter reached 14.4% and 1.7% for Pará and Amapá, showing a strong effort to combat losses despite the high consumption volumes recorded throughout the quarter. This quarter, energy injected by mini and microgeneration reached 5.0% in Pará and 2.2% in Amapá

Northeast Region – Maranhão, Piauí e Alagoas

The northeast region also had strong impacts from El Niño and the heat wave, in addition to the economic growth that the states presented in the quarter. Climate effects contributed to an increase in injected energy of 13.6%, 14.7% and 7.6% in the states of Maranhão, Piauí and Alagoas, respectively, while distributed energy from concessions reached 12.6%, 14.1% and 8.4%, respectively, because of work to combat losses, which has shown strong results despite the significant growth in injected energy. This quarter, energy injected by mini and microgeneration reached 5.3% in Maranhão, 9.5% in Piauí and 7.3% in Alagoas.

Central-West Region – Goiás

In the state of Goiás, injected energy showed strong growth of 17.9%, influenced by the heat wave that affected the state and a large part of the country, together with the growth in economic activity. Distributed energy followed the growth of injected energy, with a positive variation of 17.0% between quarters. This quarter, energy injected by mini and microgeneration reached 7.2% in Goiás.

Southern Region – Rio Grande do Sul

In Rio Grande do Sul, injected energy remained in line with the 4Q23. Distributed energy in the quarter increased by 2.5%, reflecting progress in customer regularization processes and combating losses. This quarter, energy injected by mini and microgeneration reached 4.1% in CEEE-D.

Losses on Energy Distribution*:

Total Losses / Injected Energy	4Q22	3Q23	4Q23	Regulatory	Δ 4Q22	Δ 3Q23	Δ Reg.
Consolidated ex GO	22.0%	21.1%	20.9%	20.8%	-1.1%	-0.2%	0.0%
Consolidated	19.2%	18.6%	18.4%	18.4%	-0.7%	-0.1%	0.0%
Equatorial Maranhão	17.6%	17.7%	17.9%	17.3%	0.3%	0.2%	0.7%
Equatorial Pará	27.5%	27.6%	27.2%	28.2%	-0.3%	-0.4%	-1.1%
Equatorial Piauí	18.2%	18.0%	18.2%	19.6%	0.0%	0.1%	-1.4%
Equatorial Alagoas	20.0%	18.6%	18.5%	21.3%	-1.6%	-0.1%	-2.8%
CEEE-D	15.9%	13.4%	12.8%	11.3%	-3.1%	-0.5%	1.6%
CEA	46.0%	41.5%	41.4%	33.5%	-4.6%	-0.1%	7.9%
Equatorial Goiás	12.1%	12.3%	12.4%	12.3%	0.3%	0.1%	0.1%

* In relation to 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 3,006, of December 16, 2021, Aneel approved the additional value of R\$ 76 million, to be received in 12 installments from Jan/22 to Dec/23, referring to the sole paragraph of art. 4th b of law 12,111, of December 9, 2009. this complementary mechanism, provided for by law, ends in the 2025 tariff process, and the associated amount of energy will be gradually reduced by 25% each year, starting from the 2022 process.

* Equatorial Alagoas' losses present a flexibility in non-technical losses, which will be redefined from the next Periodic Tariff Review (RTP) that will take place in May 2024.

Even with the significant growth in injected energy, the group's **consolidated losses** reduced 0.1 p.p. when compared to the last quarter and presented a reduction of 0.7 p.p. when compared to 4Q22.

With the quarter's results, looking at the consolidated loss rate, the company fell within the regulatory limit for the first time. Considering the additional coverage of Amapá's losses via CCC (which translates into a limit for CEA of 46.1%), and which adds 0.6% to the consolidated regulatory limit, resulting in 19.1%, **the group's losses are 0.6% below coverage**, promoting the generation of value in losses. The result reflects the group's expertise in combating losses and reinforces its commitment to improving operational performance.

Today we have 4 DisCos below the regulatory limit (Equatorial Pará, Equatorial Piauí and Equatorial Alagoas, in addition to CEA if additional CCC coverage is considered), two companies with less than 1.0 p.p. each of the regulatory limit (Equatorial Maranhão and Equatorial Goiás), and CEEE-D, in turnaround, which focuses on reducing losses and has presented significant results over the last year.

It is important to highlight that, from this quarter onwards, even disregarding Equatorial Alagoas losses flexibility, which is valid until May 2024, the company would be within the regulatory limit.

The highlights of the period are **CEA** and **CEEE-D**, which when compared to 4Q22, presented reductions in loss levels of **-4.6 p.p.** and **-3.1 p.p.**, respectively, reflecting the progress in the process of combating losses in concessions in the turnaround process.

Operational Data - Renewables:

Operational Data	4Q22	4Q23	Var.
Wind Speed (m/s)	7.99	8.42	5.4%
Net Generated Energy (GWh)*	1,359.9	1,216.1	-10.6%
Net Generated Energy (GWh)* - 12 months	4,572.3	4,400.2	-3.8%
Adjusted Technical Availability - 12m**	96.8%	96.6%	-0.3%

*Values measured at the connection point

** The adjustment of the indicator is applied due to periods of unavailability that are subject to the effects of penalties from O&M contracts, and are considered as available periods.

In the 4Q23, Echoenergia's wind complexes showed a 10.6% reduction in generation compared to the same period in 2022, still impacted by constrained off impact that affects the Tianguá and Serra do Mel parks (Impact in the quarter of 194.7 GWh). Disregarding the effects of the Constrained Off, net energy generated in the quarter would have grown 3.7% compared to 4Q22.

Operational Data – Sanitation:

The 4Q23 ended with approximately 82 thousand active savings in the water distribution service, of which 9.7 thousand savings are also covered by the sewage collection and treatment service.

Operational Indicators - Water	4Q22	3Q23	4Q23	Δ% vs 4Q22	Δ% vs 3Q23
Active Economies (thousand)	88.8	82.6	81.5	-8.2%	-1.3%
Billed Volume (thousand m3)	5,264.6	5,507.5	5,450.4	3.5%	-1.0%
Coverage Index (%)	40.6%	42.0%	42.0%	3.5%	0.0%
Losses (%)	65.3%	59.4%	58.5%	-10.4%	-1.5%
Operational Indicators - Sewage	4Q22	3Q23	4Q23	Δ% vs 4Q22	Δ% vs 3Q23
Active Economies (thousand)	12.1	10.1	9.7	-19.8%	-3.5%
Billed Volume (thousand m3)	786.1	764.1	638.7	-18.7%	-16.4%
Coverage Index (%)	7.0%	8.0%	8.0%	14.3%	0.0%

The reduction in the number of active economies is due to the registration update work carried out in recent quarters and on its last stage, where the need for adjustments was identified due to the existence of invalid registrations.

The highlight of the quarter is the improvement in the concession's loss rate, which reduced 6.8 p.p. when compared to the fourth quarter of 2022.

São Luís, January 25, 2024.

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima
CFO and IRO