EQUATORIAL S.A.

Companhia Aberta

CNPJ/ME nº 03.220.438/0001-73

COMUNICADO AO MERCADO

Release Operacional 4T25

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 4T25 (quarto trimestre de 2025):

Dados Operacionais - Distribuição:

Dados Operacionais		4T24								4T25							
	Medida	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.661	3.946	1.578	1.371	2.418	516	4.637	17.127	2.707	4.055	1.608	1.331	2.459	500	4.718	17.379
Sistema isolado	GWh	0	74	0	0	0	16	0	90	1	76	0	0	0	17	0	94
Energia injetada pela Geração Distribuída	GWh	218	318	237	180	134	29	539	1.654	287	427	308	249	209	50	937	2.468
Energia Injetada Bruta Total	**GWh**	**2.879**	**4.338**	**1.815**	**1.551**	**2.552**	**560**	**5.176**	**18.871**	**2.994**	**4.558**	**1.917**	**1.580**	**2.669**	**567**	**5.655**	**19.941**
Variação Injetada Bruta Total (%)	%									*4,0%*	*5,1%*	*5,6%*	*1,9%*	*4,6%*	*1,2%*	*9,2%*	*5,7%*
Residencial - convencional	GWh	790	832	348	291	735	122	1.486	4.604	822	852	362	308	725	122	1.501	4.694
Residencial - baixa renda	GWh	477	497	225	186	129	96	286	1.896	482	492	227	185	118	86	291	1.881
Industrial	GWh	33	69	15	18	40	11	74	259	25	50	13	13	30	8	60	199
Comercial	GWh	151	324	126	120	339	59	431	1.550	140	281	115	106	268	47	367	1.322
Outros	GWh	437	439	252	214	224	44	777	2.387	445	431	258	187	211	50	842	2.423
Consumidores Cativos	**GWh**	**1.888**	**2.161**	**967**	**828**	**1.467**	**333**	**3.054**	**10.696**	**1.913**	**2.106**	**974**	**800**	**1.352**	**313**	**3.061**	**10.519**
Industrial	GWh	122	373	43	174	289	3	987	1.990	134	435	47	182	306	6	1.011	2.119
Comercial	GWh	150	250	76	94	233	20	206	1.029	168	297	90	103	251	23	254	1.187
Outros	GWh	11	37	20	65	49	4	62	249	18	41	24	62	77	5	80	306
Consumidores livres	**GWh**	**283**	**660**	**139**	**333**	**571**	**27**	**1.255**	**3.268**	**319**	**772**	**161**	**347**	**634**	**33**	**1.346**	**3.612**
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	GWh	3	13	49	3	14	0	3	86	4	8	52	4	12	0	0	80
Energia Faturada	**GWh**	**2.173**	**2.833**	**1.155**	**1.164**	**2.053**	**360**	**4.313**	**14.050**	**2.237**	**2.886**	**1.187**	**1.151**	**1.997**	**346**	**4.407**	**14.210**
Variação Faturada (%)	%									*2,9%*	*1,9%*	*2,8%*	*-1,2%*	*-2,7%*	*-3,7%*	*2,2%*	*1,1%*
SCEE - GDII + GD IIII	GWh	52	106	59	32	14	17	118	399	96	177	101	62	35	29	322	822
Mercado Fio B	**GWh**	**2.226**	**2.939**	**1.214**	**1.196**	**2.067**	**376**	**4.431**	**14.449**	**2.333**	**3.063**	**1.287**	**1.213**	**2.032**	**375**	**4.729**	**15.032**
Variação Mercado Fio B (%)										*4,8%*	*4,2%*	*6,1%*	*1,4%*	*-1,7%*	*-0,4%*	*6,7%*	*4,0%*
Energia Medida Total + Fluxo Passante	**GWh**	**2.336**	**3.095**	**1.484**	**1.286**	**2.173**	**379**	**4.816**	**15.568**	**2.447**	**3.230**	**1.590**	**1.314**	**2.171**	**395**	**5.178**	**16.325**
Variação Energia Medida Total + Fluxo Passante (%)	%	-								*4,8%*	*4,4%*	*7,1%*	*2,2%*	*-0,1%*	*4,3%*	*7,5%*	*4,9%*
Número de Consumidores	**MIL**	**2.806**	**3.064**	**1.547**	**1.395**	**1.958**	**238**	**3.436**	**14.443**	**2.854**	**3.093**	**1.579**	**1.421**	**1.999**	**270**	**3.522**	**14.737**
Variação Número de Consumidores (%)	%									*1,7%*	*0,9%*	*2,1%*	*1,9%*	*2,1%*	*13,5%*	*2,5%*	*2,0%*

Nesse trimestre, os dados do Balanço Energético foram ajustados para refletir as alterações decorrentes da RN ANEEL 1.114/2025, após as contribuições da CP 009/2024, que alteram a metodologia de apuração das perdas com base na Energia Medida e na Energia Injetada Bruta.

Abaixo listamos os novos indicadores:

Energia injetada bruta: Energia injetada total no sistema da distribuidora, englobando: fronteiras com a Rede Básica, outras distribuidoras, energia injetada de centrais geradoras, micro e minigeração distribuída participante do Sistema de Compensação;

Energia Faturada: total da energia elétrica efetivamente faturada pela distribuidora, considerando o balanço do sistema de compensação de energia elétrica e o custo mínimo da fase;

Mercado Fio B: todo mercado que gera receita para a distribuidora incluindo o mercado faturado cativo e livre, a energia compensada da GD 2 e GD 3 e a energia faturada com outras distribuidoras e permissionárias;

Energia medida total + Fluxo passante: total da energia elétrica registrada nos sistemas de medição, mais a Energia que sai do sistema da distribuidora pelas fronteiras e é exportada para rede básica de transmissão.

Consolidado

Observando as concessões de distribuição em uma visão consolidada, a energia injetada bruta apresentou um crescimento de 5,7%, impulsionada pelo aumento de consumo das classes rural, residencial e industrial, além de um cenário de precipitação abaixo da média histórica para seis das sete concessões. O Mercado Fio B avançou 4,0% no período, com destaque para Goiás (+6,7%), Piauí (+6,1%), Maranhão (+4,8%) e Pará (+4,2%).

Região Norte – Pará e Amapá

No 4T25 o Pará, com desempenho positivo ao longo de todos os meses do trimestre, apresentou avanço de 5,1% da energia injetada bruta, enquanto o Amapá registrou crescimento de 1,2%. No mesmo período, o Mercado Fio B do Pará apresentou um aumento de 4,2%, impulsionado principalmente pelo forte avanço da classe Industrial (+9,8%), enquanto o Amapá apresentou leve retração de 0,4% em função da redução do consumo perdulário. Adicionalmente, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 9,4% no Pará e 8,8% no Amapá em relação ao total da energia injetada bruta.

Região Nordeste – Maranhão, Piauí e Alagoas

Na região Nordeste, a energia injetada bruta nos estados do Maranhão, Piauí e Alagoas apresentou crescimentos de 4,0%, 5,6% e 1,9%, respectivamente. O Mercado Fio B avançou 4,8% (MA), 6,1% (PI) e 1,4% (AL). O desempenho do Maranhão reflete principalmente temperaturas acima da média histórica e uma seca mais intensa até o mês de novembro, o que resultou em maior consumo médio da classe residencial ao longo do trimestre. No Piauí, o crescimento trimestral do Mercado Fio B foi impulsionado sobretudo pelo aumento do consumo das classes residencial (+7,3%), industrial (+4,7%) e comercial (+4,7%). Já em Alagoas, a expansão foi sustentada principalmente pelo maior consumo das classes residencial (+7,4%), industrial (+1,8%) e comercial (+1,1%). Neste trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração representou 9,6% no Maranhão, 16,1% no Piauí e 15,8% em Alagoas, do total da energia injetada bruta.

Região Centro-Oeste – Goiás

No estado de Goiás, a energia injetada bruta cresceu 9,2% e o Mercado Fio B avançou 6,7%. Esse resultado é fruto de temperaturas mais elevadas no comparativo com o mesmo período do ano anterior, apresentando aumento de aproximadamente 2°C acima da média histórica, o que impulsionou o consumo da classe residencial. Adicionalmente, a seca mais intensa na região elevou a demanda por irrigação, resultando em crescimento no consumo da classe rural. No trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 16,6% do total da energia injetada bruta.

Região Sul – Rio Grande do Sul

No Rio Grande do Sul, a energia injetada bruta cresceu 4,6% entre os trimestres, impactada pelo efeito das temperaturas elevadas no mês de dezembro de 2025, que apresentou desvio de +3°C em relação à média histórica. Apesar disso, o Mercado Fio B da concessão apresentou retração de 1,7%, em função do descolamento temporal entre a energia injetada e o faturamento dos consumidores de média e alta tensão. No trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração distribuída representou 7,8% do total da energia injetada bruta.

Perdas na Distribuição de Energia (12 meses):

Distribuidoras	4T24	3T25	4T25	Regulatório 4T25 Homologado Pós CP 09	Δ 4T24	Δ 3T25	Δ Regulatório
Consolidado	**18,3%**	**18,0%**	**18,1%**	**20,1%**	**-0,2%**	**0,2%**	**-2,0%**
Equatorial Maranhão	18,8%	19,4%	19,2%	19,1%	0,4%	-0,2%	0,2%
Equatorial Pará	29,1%	29,5%	29,6%	28,9%	0,6%	0,1%	0,7%
Equatorial Piauí	17,9%	17,4%	17,1%	19,3%	-0,8%	-0,3%	-2,2%
Equatorial Alagoas	17,8%	16,6%	16,5%	18,6%	-1,2%	-0,1%	-2,0%
CEEE-D	13,2%	12,7%	13,7%	12,5%	0,5%	1,0%	1,1%
CEA[1]	33,1%	31,3%	30,8%	33,2%	-2,3%	-0,6%	-2,4%
Equatorial Goiás	10,8%	10,0%	10,3%	12,8%	-0,4%	0,3%	-2,4%

[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 3.430, 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 a partir desse trimestre estamos utilizando os critérios de perdas conforme estabelecido na Consulta Pública 09/2024 da Aneel, que passou a considerar o mercado medido como referência para o cálculo das perdas.

Neste trimestre, as **perdas consolidadas** alcançaram 18,1%, uma redução de -0,2 p.p. contra o 4T24, e **2,0 p.p. abaixo do nível regulatório consolidado.**

Destacamos as reduções dos níveis de perdas contra o 4T24 da **CEA** (-2,3 p.p.), da **Equatorial Alagoas** (-1,2 p.p.) e da **Equatorial Piauí** (-0,8 p.p). Para a **CEEE-D**, o aumento do nível de perdas (+1,1 p.p) decorre da sazonalidade característica do mercado da concessão, que durante o período de férias registra aumento do consumo médio em função do maior fluxo de pessoas para a região.

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

Dados Operacionais - Renováveis:

Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Ventos (m/s)			
	4T24	4T25	Δ%	Δ	4T24	4T25	Δ%	Δ
Portfólio Eólico	**1.304,8**	**1.175,0**	**-9,9%**	**-129,8**	**8,7**	**9,1**	**4,1%**	**0,4**
Constrained-Off	*147,4*	*396,0*	*168,6%*	*248,6*				
Portfólio Eólico ex Constrained-Off	**1.452,2**	**1.570,9**	**8,2%**	**118,7**	**8,7**	**9,1**	**4,1%**	**0,4**

Complexos Solares	Geração (GWh)				Irradiância Média (W/m²)			
	4T24	4T25	Δ%	Δ	4T24	4T25	Δ%	Δ
Portfólio Solar	**258,8**	**213,3**	**-17,6%**	**-45,5**	**294,0**	**277,0**	**-5,8%**	**-17,0**
Constrained-Off	*116,3*	*129,5*	*11,4%*	*13,3*				
Portfólio Solar ex Constrained-Off	**375,1**	**342,8**	**-8,6%**	**-32,2**	**294,0**	**277,0**	**-5,8%**	**-17,0**

Portfólio	Geração (GWh)			
	4T24	4T25	Δ%	Δ
Portfólio Consolidado	**1.563,6**	**1.388,3**	**-11,2%**	**-175,3**
Constrained-Off	*263,7*	*525,5*	*99,3%*	*261,8*
Portfólio ex Constrained-Off	**1.827,3**	**1.913,8**	**4,7%**	**86,5**

Em uma visão consolidada, o portfólio apresentou redução de 11,2% de sua geração que foi impactada pelo aumento dos efeitos de *constrained-off* em 99,3% no comparativo dos trimestres, concentrando-se em cortes de caráter energético nas usinas solares e de confiabilidade nos complexos eólicos. Excluindo os efeitos de *constrained-off*, o resultado consolidado apresentaria um aumento de 4,7%, em decorrência da melhora do recurso eólico no período.

Dados Operacionais – Saneamento:

Indicadores Operacionais - Água	4T24	4T25	Δ% vs 4T24
Economias faturadas (mil)	95,431	96,415	1,0%
Volume Faturado (mil m^3)	5.485	5.391	-1,7%
Índice de cobertura (%)	63,5%	71,6%	8,1 p.p.
Índice de Perda da Distribuição (%)	63,21%	64,51%	1,3 p.p.

Indicadores Operacionais - Esgoto	4T24	4T25	Δ% vs 4T24
Economias faturadas (mil)	18,872	19,017	0,8%
Volume Faturado (mil m^3)	1.014	1.069	5,4%
Índice de cobertura (%)	14,7%	15,6%	0,9 p.p.

O 4T25 encerrou com aproximadamente 96,4 mil economias faturadas no serviço de distribuição de água, das quais 19 mil economias também são cobertas pelo serviço de coleta e tratamento de esgoto.

A redução do volume faturado é reflexo do avanço da hidrometração na concessão, tendo em vista que o mercado não hidrometrado é faturado considerando uma tabela fixa, enquanto, após o processo de hidrometração é faturado pelo consumo real com o mínimo de 10 m³.

Os destaques do trimestre são: (i) os aumentos de economias faturadas, tanto de água como de esgoto e (ii) O aumento do índice de cobertura de água e esgoto entre trimestres.

São Luís, 6 de fevereiro de 2026.

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima
Vice Presidente Financeiro, de Relações com Investidores, Novos Negócios e M&A

EQUATORIAL S.A.

Publicly Held Company

Corporate Taxpayer ID (CNPJ) No 03.220.438/0001-73

NOTICE TO THE MARKET

Operational Release 4Q25

EQUATORIAL S.A. ("Company") (B3: EQTL3; USOTC: EQUEY) presents to its shareholders and the market the preliminary and unaudited operational information of the distribution, generation and sanitation segments for 4Q25 (fourth quarter of 2025):

Operational Data - Distribution:

Operational Data		4Q24								4Q25							
	Unit	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
SIN Injected Energy	GWh	2,661	3,946	1,578	1,371	2,418	516	4,637	17,127	2,707	4,055	1,608	1,331	2,459	500	4,718	17,379
Isolated Systems	GWh	0	74	0	0	0	16	0	90	1	76	0	0	-	17	-	94
Distributed Generation Injected Energy	GWh	218	318	237	180	134	29	539	1,654	287	427	308	249	209	50	937	2,468
Total Gross Energy Injected	**GWh**	**2,879**	**4,338**	**1,815**	**1,551**	**2,552**	**560**	**5,176**	**18,871**	**2,994**	**4,558**	**1,917**	**1,580**	**2,669**	**567**	**5,655**	**19,941**
Total Gross Energy Injected Var. (%)	%									*4.0%*	*5.1%*	*5.6%*	*1.9%*	*4.6%*	*1.2%*	*9.2%*	*5.7%*
Residential - conventional	GWh	790	832	348	291	735	122	1,486	4,604	822	852	362	308	725	122	1,501	4,694
Residential - low income	GWh	477	497	225	186	129	96	286	1,896	482	492	227	185	118	86	291	1,881
Industrial	GWh	33	69	15	18	40	11	74	259	25	50	13	13	30	8	60	199
Commercial	GWh	151	324	126	120	339	59	431	1,550	140	281	115	106	268	47	367	1,322
Others	GWh	437	439	252	214	224	44	777	2,387	445	431	258	187	211	50	842	2,423
Captive Consumers	**GWh**	**1,888**	**2,161**	**967**	**828**	**1,467**	**333**	**3,054**	**10,696**	**1,913**	**2,106**	**974**	**800**	**1,352**	**313**	**3,061**	**10,519**
Industrial	GWh	122	373	43	174	289	3	987	1,990	134	435	47	182	306	6	1,011	2,119
Commercial	GWh	150	250	76	94	233	20	206	1,029	168	297	90	103	251	23	254	1,187
Others	GWh	11	37	20	65	49	4	62	249	18	41	24	62	77	5	80	306
Free Consumers	**GWh**	**283**	**660**	**139**	**333**	**571**	**27**	**1,255**	**3,268**	**319**	**772**	**161**	**347**	**634**	**33**	**1,346**	**3,612**
Connection - Other DisCos	GWh	3	13	49	3	14	0	3	86	4	8	52	4	12	0	0	80
Billed Energy	**GWh**	**2,173**	**2,833**	**1,155**	**1,164**	**2,053**	**360**	**4,313**	**14,050**	**2,237**	**2,886**	**1,187**	**1,151**	**1,997**	**346**	**4,407**	**14,210**
Billed Var. (%)	%									*2.9%*	*1.9%*	*2.8%*	*-1.2%*	*-2.7%*	*-3.7%*	*2.2%*	*1.1%*
SCEE - GDII + GD IIII	GWh	52	106	59	32	14	17	118	399	96	177	101	62	35	29	322	822
Wire B Market	**GWh**	**2,226**	**2,939**	**1,214**	**1,196**	**2,067**	**376**	**4,431**	**14,449**	**2,333**	**3,063**	**1,287**	**1,213**	**2,032**	**375**	**4,729**	**15,032**
Wire B Market Var. (%)										*4.8%*	*4.2%*	*6.1%*	*1.4%*	*-1.7%*	*-0.4%*	*6.7%*	*4.0%*
Total Measured Energy + Pass-through	**GWh**	**2,336**	**3,095**	**1,484**	**1,286**	**2,173**	**379**	**4,816**	**15,568**	**2,447**	**3,230**	**1,590**	**1,314**	**2,171**	**395**	**5,178**	**16,325**
Total Measured Energy + Pass-through Var. (%)	%	-								*4.8%*	*4.4%*	*7.1%*	*2.2%*	*-0.1%*	*4.3%*	*7.5%*	*4.9%*
# of Consumers	**MIL**	**2,806**	**3,064**	**1,547**	**1,395**	**1,958**	**238**	**3,436**	**14,443**	**2,854**	**3,093**	**1,579**	**1,421**	**1,999**	**270**	**3,522**	**14,737**
# of Consumers Var. (%)	%									*1.7%*	*0.9%*	*2.1%*	*1.9%*	*2.1%*	*13.5%*	*2.5%*	*2.0%*

In this quarter, the Energy Balance data were adjusted to reflect the changes introduced by ANEEL Normative Resolution No. 1,114/2025, following the contributions received under Public Consultation No. 009/2024, which revised the loss calculation methodology based on Measured Energy and Gross Injected Energy.

Below we list the new indicators:

Gross Injected Energy: Total energy injected into the distributor's system including transmission grid interfaces, other distributors, energy injected from generation plants, and micro and mini distributed generation participating in the Energy Compensation System;

Billed Energy: Energy effectively billed by the distributor, net of energy compensation and including the minimum phase charge.

Wire B Market (Mercado Fio B): Total revenue-generating market, including regulated and free customers, compensated energy from DG II and DG III, and energy billed to other distributors and permissionaires;

Total Measured Energy + Throughput Flow: Energy registered by metering systems plus energy exported from the distributor's system to the transmission grid.

Consolidated

Looking at the distribution concessions on a consolidated basis, Gross Injected Energy increased by 5.7%, driven by higher consumption across the rural, residential and industrial customer classes, as well as below-historical-average precipitation across six of the seven concessions. Wire B Market (Mercado Fio B) grew 4.0% over the period, with strong performance in Goiás (+6.7%), Piauí (+6.1%), Maranhão (+4.8%) and Pará (+4.2%).

Northern Region – Pará and Amapá

In 4Q25, Pará, with positive performance across all months of the quarter, recorded a 5.1% increase in Gross Injected Energy, while Amapá posted 1.2% growth. Over the same period, Pará's Wire B Market (Mercado Fio B) increased by 4.2%, driven mainly by the strong expansion of the industrial segment (+9.8%), whereas Amapá saw a slight contraction of 0.4%, reflecting lower discretionary consumption. Additionally, energy injected by micro and mini distributed generation accounted for 9.4% of total Gross Injected Energy in Pará and 8.8% in Amapá.

Northeast Region – Maranhão, Piauí and Alagoas

In the Northeast region, Gross Injected Energy in the states of Maranhão, Piauí and Alagoas increased by 4.0%, 5.6% and 1.9%, respectively. Over the same period, the Wire B Market (Mercado Fio B) grew by 4.8% in Maranhão, 6.1% in Piauí and 1.4% in Alagoas. Maranhão's performance primarily reflects above-historical-average temperatures and a more severe drought through November, which resulted in higher average residential consumption throughout the quarter. In Piauí, quarterly growth in the Wire B Market was mainly driven by higher consumption in the residential (+7.3%), industrial (+4.7%) and commercial (+4.7%) segments. In Alagoas, growth was supported primarily by increased consumption in the residential (+7.4%), industrial (+1.8%) and commercial (+1.1%) segments. During the quarter, energy injected by micro and mini distributed generation accounted for 9.6% of total Gross Injected Energy in Maranhão, 16.1% in Piauí and 15.8% in Alagoas.

Mid-West Region – Goiás

In the state of Goiás, Gross Injected Energy increased by 9.2%, while the Wire B Market (Mercado Fio B) grew 6.7%. This performance was driven by higher temperatures compared to the same period last year, with averages approximately 2°C above historical norms, which boosted residential consumption. In addition, more severe drought conditions in the region increased irrigation demand, leading to higher consumption in the rural segment. During the quarter, energy injected by micro and mini distributed generation accounted for 16.6% of total Gross Injected Energy.

South Region – Rio Grande do Sul

In Rio Grande do Sul, Gross Injected Energy increased by 4.6% quarter over quarter, impacted by elevated temperatures in December 2025, which recorded a +3°C deviation from the historical average. Despite this, the concession's Wire B Market (Mercado Fio B) declined by 1.7%, reflecting the timing mismatch between energy injection and billing for medium- and high-voltage customers. During the quarter, energy injected by micro and mini distributed generation accounted for 7.8% of total Gross Injected Energy.

Losses on energy distribution (LTM):

DisCos	4Q24	3Q25	4Q25	Regulatory 4Q25 Homologated after CP 09	Δ 4Q24	Δ 3Q25	Δ Regulatory
Consolidated	**18.3%**	**18.0%**	**18.1%**	**20.1%**	**-0.2%**	**0.2%**	**-2.0%**
Equatorial Maranhão	18.8%	19.4%	19.2%	19.1%	0.4%	-0.2%	0.2%
Equatorial Pará	29.1%	29.5%	29.6%	28.9%	0.6%	0.1%	0.7%
Equatorial Piauí	17.9%	17.4%	17.1%	19.3%	-0.8%	-0.3%	-2.2%
Equatorial Alagoas	17.8%	16.6%	16.5%	18.6%	-1.2%	-0.1%	-2.0%
CEEE-D	13.2%	12.7%	13.7%	12.5%	0.5%	1.0%	1.1%
CEA[1]	33.1%	31.3%	30.8%	33.2%	-2.3%	-0.6%	-2.4%
Equatorial Goiás	10.8%	10.0%	10.3%	12.8%	-0.4%	0.3%	-2.4%

1 Regarding the 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 3,430, of December 10, 2024, Aneel approved the additional amount of R$ 69.8 million, to be received in 12 installments, referring to the sole paragraph of art. 4º b of Law 12,111, of December 9, 2009. This complementary mechanism, provided by law, is extinguished in the 2026 tariff process, and the associated amount of energy is gradually reduced by 25% each year

It is important to note that, as of this quarter, we are applying the loss calculation criteria established under ANEEL Public Consultation No. 09/2024, which adopts Measured Market as the reference base for calculating distribution losses.

In this quarter, **consolidated losses** reached 18.1%, representing a 0.2 p.p. reduction versus 4Q24 and standing **2.0 p.p. below the consolidated regulatory limit**.

We highlight the reduction in loss levels compared to 4Q24 at **CEA** (-2.3 p.p.), **Equatorial Alagoas** (-1.2 p.p.) and **Equatorial Piauí** (-0.8 p.p.). At **CEEE-D**, the increase in losses (+1.1 p.p.) reflects the concession's typical seasonality, as the holiday period leads to higher average consumption due to increased population inflows to the region.

Currently, four distribution companies are operating below the regulatory loss threshold: Piauí, Alagoas, Goiás and Amapá.

Operational Data - Renewables:

Wind Complexes	Generation (GWh)				Wind (m/s)			
	4Q24	4Q25	Δ%	Δ	4Q24	4Q25	Δ%	Δ
Wind Portfólio	**1,305**	**1,175**	**-9.9%**	**-129,8**	**8.7**	**9.1**	**4.1%**	**0.4**
Constrained-Off	*147.4*	*396.0*	*168.6%*	*248.6*				
Wind Portfólio ex Constrained-Off	**1,452**	**1,571**	**8.2%**	**118,7**	**8.7**	**9.1**	**4.1%**	**0.4**

Solar Complexes	Generation (GWh)				Average Irradiance (W/m²)			
	4Q24	4Q25	Δ%	Δ	4Q24	4Q25	Δ%	Δ
Solar Portfólio	**258.8**	**213.3**	**-17.6%**	**-45.5**	**294.0**	**277.0**	**-5.8%**	**-17.0**
Constrained-Off	*116.3*	*129.5*	*11.4%*	*13.3*				
Solar Portfólio ex Constrained-Off	**375.1**	**342.8**	**-8.6%**	**-32.2**	**294.0**	**277.0**	**-5.8%**	**-17.0**

Portfolio	Generation (GWh)			
	4Q24	4Q25	Δ%	Δ
Consolidated Portfolio	**1,564**	**1,388**	**-11.2%**	**-175.3**
Constrained-Off	*263.7*	*525.5*	*99.3%*	*261.8*
Consolidated Portfólio ex Constrained-Off	**1,827**	**1,914**	**4.7%**	**86.5**

On a consolidated basis, the portfolio recorded an 11.2% decline in generation, impacted by a 99.3% increase in constrained-off effects on a quarter-over-quarter comparison, concentrated in energy-related curtailments at solar plants and reliability-related curtailments at wind complexes. Excluding constrained-off effects, consolidated generation would have increased by 4.7%, reflecting improved wind resource conditions during the period.

Operational Data – Sanitation:

4Q25 ended with approximately 96.4 thousand billed connections in the water distribution service, of which 19 thousand connections are also covered by sewage collection and treatment services.

Operational Data - Water	4Q24	4Q25	Δ% vs 4Q24
Billed savings (thousand)	95.431	96.415	1.0%
Billed Volume (thousand m^3)	5,485	5,391	-1.7%
Coverage Ratio (%)	63.5%	71.6%	8.1 p.p.
Distribution Losses Index (%)	63.21%	64.51%	1.3 p.p.

Operational Data - Sewage	4Q24	4Q25	Δ% vs 4Q24
Billed savings (thousand)	18.872	19.017	0.8%
Billed Volume (thousand m^3)	1,014	1,069	5.4%
Coverage Ratio (%)	14.7%	15.6%	0.9 p.p.

The reduction in billed volume reflects the continued rollout of metering across the concession, as non-metered customers are billed based on a fixed tariff table, while metered customers are billed based on actual consumption, subject to a minimum charge of 10 m^3.

Quarter highlights include: (i) an increase in the number of billed connections for both water and sewage services, and (ii) an improvement in water and sewage coverage rates on a quarter-over-quarter basis.

São Luís, February 6, 2026.

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima

Vice President – Finance, Investor Relations, New Business and M&A