

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: 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 4T25 (quarto trimestre de 2025):

Dados Operacionais - Distribuição:

Dados Operacionais	Medida	4T24								4T25							
		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.662	3.946	1.578	1.371	2.418	516	4.637	17.128	2.718	4.055	1.608	1.331	2.459	500	4.718	17.390
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	2.880	4.338	1.815	1.551	2.552	560	5.176	18.873	3.006	4.558	1.917	1.580	2.669	567	5.655	19.952
<i>Varição Injetada Bruta Total (%)</i>	%									4,4%	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
<i>Varição Faturada (%)</i>	%									2,9%	1,9%	2,8%	-1,2%	-2,7%	-3,7%	2,2%	1,1%
SCEE - GDII + GD III	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
<i>Varição Mercado Fio B (%)</i>	%									4,8%	4,2%	6,1%	1,4%	-1,7%	-0,4%	6,7%	4,0%
Energia Medida Total + Fluxo Passante	GWh	2.337	3.095	1.484	1.281	2.173	379	4.816	15.564	2.458	3.230	1.590	1.314	2.171	395	5.178	16.336
<i>Varição Energia Medida Total + Fluxo Passante (%)</i>	%									5,2%	4,4%	7,1%	2,6%	-0,1%	4,3%	7,5%	5,0%
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
<i>Varição Número de Consumidores (%)</i>	%									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 4,4%, 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%	18,9%	-0,2%	0,2%	-0,8%
Equatorial Maranhão	18,8%	19,4%	19,2%	19,1%	0,4%	-0,2%	0,1%
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	17,9%	16,7%	16,5%	18,6%	-1,3%	-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%

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 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 **0,8 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** (-1,3 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
<i>Constrained-Off</i>	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/m ²)			
	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
<i>Constrained-Off</i>	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
<i>Constrained-Off</i>	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
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.	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
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 m ³ .	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.

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, 25 de Março 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: EQUQY) 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	Unit	4Q24								4Q25							
		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 III	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%
Pass-through energy	GWh	0	27	161	15	34	0	160	397	0	20	173	22	31	11	177	434
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 resulting from RN ANEEL 1.114/2025, following the contributions from CP 009/2024, which alter the methodology for calculating losses based on Measured Energy and Gross Injected Energy.

The new indicators are listed below:

- Gross injected energy:** Total energy injected into the distributor's system, encompassing: boundaries with the Basic Grid, other distributors, energy injected from generating plants, and distributed micro and minigeneration participating in the Compensation System;
- Billed Energy:** total electric energy effectively invoiced by the distributor, considering the balance of the electric energy compensation system and the minimum phase cost;
- Wire B Market:** every market that generates revenue for the distributor, including the captive and free invoiced market, the compensated energy from GD 2 and GD 3, and the energy invoiced with other distributors and licensees;
- Total Measured Energy + Pass-through:** total electric energy recorded in the measurement systems, plus the energy that leaves the distributor's system through the boundaries and is exported to the basic transmission grid.

Consolidated

In a consolidated view, the gross injected energy showed a growth of 5.7%, driven by increased consumption in the rural, residential, and industrial classes, and also a scenario of precipitation below the historical average for six of the seven concessions. The Wire B Market advanced 4.0% in the period, with highlights for Goiás (+6.7%), Piauí (+6.1%), Maranhão (+4.8%), and Pará (+4.2%).

Northern Region – Pará and Amapá

In 4Q25, Pará, with a positive performance throughout all months of the quarter, showed a 5.1% increase in gross injected energy, while Amapá recorded a growth of 1.2%. In the same period, Pará's Wire B Market presented an increase of 4.2%, driven mainly by the strong advance of the Industrial class (+9.8%), while Amapá showed a slight retraction of 0.4% due to the reduction in wasteful consumption. In this quarter, the energy injected by mini and microgeneration reached 9.4% in Pará and 8.8% in Amapá relative to the total gross injected energy.

Northeast Region – Maranhão, Piauí and Alagoas

In the Northeast region, the gross injected energy in the states of Maranhão, Piauí, and Alagoas showed growth of 4.0%, 5.6%, and 1.9%, respectively. The Wire B Market advanced 4.8% (MA), 6.1% (PI), and 1.4% (AL). Maranhão's performance mainly reflects temperatures above the historical average and a more intense drought through November, which resulted in higher average consumption in the residential class throughout the quarter. In Piauí, the quarterly growth of the Wire B Market was driven primarily by increased consumption in the residential (+7.3%), industrial (+4.7%), and commercial (+4.7%) classes. In Alagoas, the expansion was sustained mainly by higher consumption in the residential (+7.4%), industrial (+1.8%), and commercial (+1.1%) classes. In this quarter, energy injected by mini and microgeneration represented 9.6% in Maranhão, 16.1% in Piauí, and 15.8% in Alagoas, relative to the total gross injected energy.

Midwest Region – Goiás

In the state of Goiás, gross injected energy grew by 9.2% and the Wire B Market advanced 6.7%. This result is due higher temperatures compared to the same period of the previous year, with an increase of almost 2°C above the historical average, that increased consumption in the residential class. Additionally, the more intense drought in the region raised the demand for irrigation, resulting in growth in rural class consumption. In this quarter, energy injected by mini and microgeneration reached 16.6% of the total gross injected energy.

South Region – Rio Grande do Sul

In Rio Grande do Sul, the gross injected energy grew by 4.6% between the quarters, impacted by the effect of high temperatures in December 2025, with 3°C above to the historical average. Despite this, the concession's Wire B Market showed a retraction of 1.7%, due to the time gap between injected energy and the billing of medium and high-voltage consumers. In the quarter, the energy injected by distributed mini and microgeneration represented 7.8% of the total gross injected energy.

Losses on energy distribution (12 months):

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 for 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 mention that, as of this quarter, we are using the loss criteria established in Aneel's CP 009/2024, which began considering the measured market as the reference for calculating losses.

In this quarter, consolidated losses reached 18.1%, a reduction of -0.2 p.p. against 4Q24, and 2.0 p.p. below the consolidated regulatory level.

We highlight the reductions in loss levels against 4Q24 for **CEA** (-2.3 p.p.), **Equatorial Alagoas** (-1.2 p.p.), and **Equatorial Piauí** (-0.8 p.p.). For **CEEE-D**, the increase in the loss level (+1.1 p.p.) is due to the usual seasonal changes in the market, which records an increase in average consumption during the vacations periods with a higher flow of people to the concession's region.

Currently, four of the distributors are below the regulatory limit (**Piauí, Alagoas, Goiás, and Amapá**).

Operational Data - Renewables:

Wind Complexes	Generation (GWh)				Wind (m/s)			
	4Q24	4Q25	Δ%	Δ	4Q24	4Q25	Δ%	Δ
Portfólio Eólico	1,304.8	1,175.0	-9.9%	-129.8	8.7	9.1	4.1%	0.4
<i>Constrained-Off</i>	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

Solar Complexes	Generation (GWh)				Average Irradiance (W/m ²)			
	4Q24	4Q25	Δ%	Δ	4Q24	4Q25	Δ%	Δ
Portfólio Solar	258.8	213.3	-17.6%	-45.5	294.0	277.0	-5.8%	-17.0
<i>Constrained-Off</i>	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	Generation (GWh)			
	4Q24	4Q25	Δ%	Δ
Portfólio Consolidado	1,563.6	1,388.3	-11.2%	-175.3
<i>Constrained-Off</i>	263.7	525.5	99.3%	261.8
Portfólio ex Constrained-Off	1,827.3	1,913.8	4.7%	86.5

In a consolidated view, the portfolio showed an 11.2% reduction in generation, which was hit by a 99.3% increase in constrained-off effects compared to the same quarter last year. This was mostly due to energy-related cuts at solar plants and reliability-related cuts at wind complexes. Without the constrained-off effects, the consolidated result would have shown a 4.7% increase, thanks to better wind resources during the period.

Operational Data – Sanitation:

	Operational Data - Water	4Q24	3Q25	4Q25	Δ% vs 4Q24
4Q25 ended with approximately 96,400 billed accounts in the water distribution service, of which 19,000 units are also covered by sewage collection and treatment services.	Billed savings (thousand)	95.431	98.447	96.415	1.0%
	Billed Volume (thousand m ³)	5,485	5,451	5,391	-1.7%
	Coverage Ratio (%)	63.5%	70.0%	71.6%	8.1 p.p.
	Distribution Losses Index (%)	63.21%	62.89%	64.51%	1.3 p.p.
	Operational Data - Sewage	4Q24	3Q25	4Q25	Δ% vs 4Q24
The reduction in billed volume reflects the progress of water meter installation in the concession. This is because the unmetered market is billed using a fixed rate, and after meters are installed, billing is based on actual consumption with a 10 m ³ minimum.	Billed savings (thousand)	18.872	19.235	19.017	0.8%
	Billed Volume (thousand m ³)	1,014	1,061	1,069	5.4%
	Coverage Ratio (%)	14.7%	15.3%	15.6%	0.9 p.p.

The highlights of the quarter are: (i) the increase in billed accounts for both water and sewage, and (ii) the increase in the water and sewage coverage rates compared to the previous quarters.

São Luís, February 6, 2026.

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima

Vice President of Finance, Investor Relations, New Businesses and M&A