

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

COMUNICADO AO MERCADO
Release Operacional 3T25

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 3T25 (terceiro trimestre de 2025):

Dados Operacionais - Distribuição:

Dados Operacionais	Medida	3T24								3T25							
		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.523	3.857	1.270	1.157	2.262	519	4.654	16.243	2.623	3.876	1.331	1.130	2.275	474	4.352	16.062
Sistema isolado	GWh	0	70	-	-	-	16	-	86	0	78	0	0	-	16	-	94
Energia injetada pela GD	GWh	214	311	221	130	73	24	474	1.448	275	413	300	180	111	43	849	2.172
Energia Injetada Total	GWh	2.737	4.238	1.491	1.287	2.336	558	5.129	17.777	2.898	4.367	1.632	1.310	2.386	533	5.202	18.328
<i>Variação Injetada Total (%)</i>	%									5,9%	3,1%	9,4%	1,8%	2,2%	-4,5%	1,4%	3,1%
Residencial - convencional	GWh	742	818	306	258	803	113	1.292	4.333	766	787	327	265	796	107	1.260	4.308
Residencial - baixa renda	GWh	441	478	203	166	122	96	255	1.761	465	479	217	166	142	89	259	1.816
Industrial	GWh	34	73	18	21	43	11	87	287	25	50	15	16	35	7	63	211
Comercial	GWh	150	324	123	111	326	60	402	1.497	138	273	112	98	293	53	333	1.300
Outros	GWh	427	422	240	176	209	47	856	2.377	435	408	251	146	198	43	788	2.269
Consumidores Cativos	GWh	1.794	2.115	891	732	1.503	328	2.891	10.255	1.828	1.997	922	692	1.463	299	2.703	9.904
Industrial	GWh	118	350	41	162	287	3	995	1.956	129	416	44	185	312	5	1.025	2.118
Comercial	GWh	142	246	66	81	195	19	192	942	163	289	84	90	226	22	245	1.119
Outros	GWh	11	36	20	29	44	4	65	209	15	41	23	40	72	3	67	262
Consumidores livres	GWh	272	632	127	272	526	26	1.252	3.106	307	746	152	315	610	31	1.336	3.498
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	GWh	3	5	46	5	16	0	3	78	6	8	50	4	15	0	2	85
Energia Faturada	GWh	2.069	2.752	1.064	1.009	2.044	353	4.147	13.439	2.142	2.752	1.123	1.011	2.089	330	4.041	13.487
<i>Variação Faturada (%)</i>	%									3,5%	0,0%	5,6%	0,1%	2,2%	-6,7%	-2,6%	0,4%
SCEE* - GDII + GD III	GWh	54	112	42	20	4	-	83	315	80	151	83	43	27	23	217	625
Energia Faturada + Energia Compensada	GWh	2.123	2.864	1.105	1.029	2.048	353	4.230	13.753	2.222	2.903	1.206	1.054	2.116	353	4.259	14.112
<i>Δ Faturada + Compensada (%)</i>	%									4,6%	1,4%	9,1%	2,4%	3,3%	-0,1%	0,7%	2,6%
SCEE - GDI	GWh	108	132	119	63	73	18	267	780	127	166	132	70	83	10	306	895
Energia Distribuída	GWh	2.231	2.996	1.225	1.093	2.121	372	4.497	14.534	2.349	3.070	1.338	1.124	2.199	363	4.565	15.007
<i>Variação Distribuída (%)</i>	%									5,3%	2,5%	9,2%	2,9%	3,7%	-2,4%	1,5%	3,3%
Número de Consumidores*	MIL	2.780	3.030	1.535	1.382	1.947	233	3.417	14.324	2.838	3.089	1.574	1.411	1.990	268	3.501	14.670
<i>Variação Número de Consumidores (%)</i>	%									2,1%	2,0%	2,6%	2,1%	2,2%	15,0%	2,4%	2,4%

Consolidado

Observando as concessões de distribuição em uma visão consolidada, a injetada apresentou um crescimento de 3,1%, enquanto a energia faturada + compensada apresentou um crescimento de 2,6%, impulsionada principalmente pelo mercado baixa renda, pelo industrial e o comercial. A energia injetada segue apresentando crescimento, mesmo partindo de uma base de comparação mais robusta, enquanto a energia distribuída reflete a efetividade do trabalho de combate a perdas do grupo, que será comentada em uma seção específica do documento.

Região Norte – Pará e Amapá

No 3T25, o Pará apresentou crescimento de 3,1% na energia injetada, enquanto o Amapá registrou uma redução de -4,5%, redução explicada, principalmente, pelo menor consumo das classes residencial e comercial. No mesmo trimestre, a energia faturada + compensada no Pará apresentou um aumento de 1,4%, enquanto o Amapá apresentou um resultado em linha com o ano passado, o que mostra o avanço no combate a perdas no período. No período, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 9,5% no Pará e 8,1% no Amapá em relação ao total da energia injetada.

Região Nordeste – Maranhão, Piauí e Alagoas

A energia injetada na região Nordeste, os estados do Maranhão, Piauí e Alagoas apresentaram variações de 5,9%, 9,4% e 1,8%, respectivamente. A energia faturada + compensada cresceu 4,6% (MA), 9,1% (PI) e

2,4% (AL). O resultado do Piauí reflete principalmente as maiores temperaturas observadas desde julho, tipicamente concentradas de setembro a dezembro, que impactou em maior consumo médio dos consumidores residenciais no trimestre, enquanto o movimento de Alagoas, apesar do menor crescimento de injetada no trimestre, tem a energia faturada + compensada aumentando como reflexo do processo de combate a perdas, que no trimestre reduziu 1,5 p.p. entre períodos. Já no Maranhão, o aumento entre trimestres é impulsionado principalmente pelo maior consumo dos consumidores baixa renda no trimestre. Neste trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 9,5% no Maranhão, 18,4% no Piauí e 13,7% em Alagoas em relação ao total da energia injetada.

Região Centro-Oeste – Goiás

No estado de Goiás, a energia injetada apresentou crescimento de 1,4%, enquanto a energia faturada + compensada registrou variação de 0,7%, no comparativo com o 3T24. No trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 16,3% em relação ao total da energia injetada.

Região Sul – Rio Grande do Sul

No Rio Grande do Sul, a energia injetada cresceu 2,2% entre trimestres, enquanto a energia faturada + compensada da concessão apresentou crescimento de 3,3%. Vale ressaltar que o 3T24 apresentou um faturamento retroativo de 77 GWh e que, desconsiderando o faturamento retroativo, a energia faturada + compensada teria crescido 7,4% entre trimestres, resultado da recuperação econômica do estado bem como o processo de combate a perdas, que entre períodos reduziu 1,2 p.p.. A energia injetada pela mini e microgeração alcançou 4,7% neste trimestre em relação ao total da energia injetada.

Perdas na Distribuição de Energia:

Distribuidoras	3T24	2T25	3T25	Regulatório 3T25 LTM	Δ 3T24	Δ 2T25	Δ Regulatório	Regulatório 3T25 Homologado
Consolidado	17,9%	17,4%	17,4%	18,4%	-0,5%	0,0%	-1,0%	18,6%
Equatorial Maranhão	17,8%	18,3%	18,4%	17,7%	0,7%	0,1%	0,7%	18,7%
Equatorial Pará	27,8%	28,6%	28,7%	28,6%	0,9%	0,1%	0,1%	28,9%
Equatorial Piauí	17,6%	17,4%	17,4%	19,5%	-0,2%	0,0%	-2,1%	19,5%
Equatorial Alagoas ²	17,4%	16,2%	15,9%	17,7%	-1,5%	-0,2%	-1,8%	17,6%
CEEE-D	12,9%	12,1%	11,7%	11,4%	-1,2%	-0,3%	0,4%	11,4%
CEA ¹	35,6%	31,4%	30,9%	33,7%	-4,7%	-0,4%	-2,8%	33,7%
Equatorial Goiás	11,0%	9,7%	9,7%	12,5%	-1,3%	0,0%	-2,9%	12,5%

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.

²Os limites regulatórios homologados das distribuidoras do Maranhão, do Pará e de Alagoas, seguindo a metodologia aprovada pela CP 009/2024, são de 19,1%, 28,9% e 18,6%, respectivamente. Os valores da tabela serão atualizados com a nova metodologia após a atualização de critério para todas as distribuidoras do grupo.

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.

Neste trimestre, as **perdas consolidadas** alcançaram 17,4%, uma redução de -0,5 p.p. contra o 3T24, **1,0 p.p. abaixo do nível regulatório consolidado**.

Destacamos as reduções dos níveis de perdas contra o 3T24 da **CEA** (-4,7 p.p.), da **Equatorial Alagoas** (-1,5 p.p.), da **Equatorial Goiás** (-1,3 p.p.) e da **CEEE-D** (-1,2 p.p.).

Atualmente, quatro das distribuidoras do grupo estão abaixo do limite regulatório (Piauí, Alagoas, Goiás e Amapá). As distribuidoras do Maranhão, Pará e a CEEE-D se encontram a menos de 1,0 p.p. do

enquadramento no limite regulatório, onde destacamos a melhora da CEEE-D, que reduziu a distância para a meta regulatória pela metade desde o 2T25.

Dados Operacionais - Renováveis:

Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Vento (m/s)			
	3T24	3T25	Δ%	Δ	3T24	3T25	Δ%	Δ
Portfólio Eólico	1.082,4	1.119,9	3,5%	37,4	9,2	8,7	-5,2%	-0,5
<i>Constrained-Off</i>	533,8	351,4	-34,2%	-182,4				
Portfólio Eólico ex Constrained-Off	1.616,2	1.471,3	-9,0%	-145,0	9,2	8,7	-5,2%	-0,5

Complexos Solares	Geração (GWh)				Irradiância Média (W/m ²)			
	3T24	3T25	Δ%	Δ	3T24	3T25	Δ%	Δ
Portfólio Solar	232,8	195,3	-16,1%	-37,5	344,4	336,2	-2,4%	-8,2
<i>Constrained-Off</i>	193,9	227,4	17,3%	33,5				
Portfólio Solar ex Constrained-Off	426,7	422,6	-0,9%	-4,0	344,4	336,2	-2,4%	-8,2

Portfólio	Geração (GWh)			
	3T24	3T25	Δ%	Δ
Portfólio Consolidado	1.315,2	1.315,1	0,0%	-0,1
<i>Constrained-Off</i>	727,6	578,7	-20,5%	-148,9
Portfólio ex Constrained-Off	2.042,9	1.893,9	-7,3%	-149,0

No 3T25 a energia gerada líquida foi de 1.315,1 GWh. Excluindo os efeitos do *constrained-off*, a geração do trimestre teria sido de 1.893,9 GWh.

Dados Operacionais – Saneamento:

O 3T25 encerrou com aproximadamente 98,4 mil economias faturadas no serviço de distribuição de água, das quais 19,2 mil economias também são cobertas pelo serviço de coleta e tratamento de esgoto.

Indicadores Operacionais - Água	3T24	3T25	Δ% vs 3T24
Economias faturadas (mil)	89,796	98,447	9,6%
Volume Faturado (mil m ³)	5.364	5.451	1,6%
Índice de cobertura (%)	58,9%	70,0%	11,1 p.p.
Índice de Perda da Distribuição (%)	61,18%	62,89%	1,7 p.p.

Indicadores Operacionais - Esgoto	3T24	3T25	Δ% vs 3T24
Economias faturadas (mil)	18,148	19,235	6,0%
Volume Faturado (mil m ³)	982	1.061	8,1%
Índice de cobertura (%)	13,8%	15,3%	1,5 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 entre trimestres.

São Luís, 27 de outubro de 2025.

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 3Q25

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 3Q25 (third quarter of 2025):

Operational Data	Measurement	3Q24								3Q25							
		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
SIN Injected Energy	GWh	2,523	3,857	1,270	1,157	2,262	519	4,654	16,243	2,623	3,876	1,331	1,130	2,275	474	4,352	16,062
Isolated Systems	GWh	0	70	-	-	-	16	-	86	0	78	0	0	-	16	-	94
Distributed Generation Injected Energy	GWh	214	311	221	130	73	24	474	1,448	275	413	300	180	111	43	849	2,172
Total Injected Energy	GWh	2,737	4,238	1,491	1,287	2,336	558	5,129	17,777	2,898	4,367	1,632	1,310	2,386	533	5,202	18,328
Total Var. %	%									5.9%	3.1%	9.4%	1.8%	2.2%	-4.5%	1.4%	3.1%
Residential - conventional	GWh	742	818	306	258	803	113	1,292	4,333	766	787	327	265	796	107	1,260	4,308
Residential - low income	GWh	441	478	203	166	122	96	255	1,761	465	479	217	166	142	89	259	1,816
Industrial	GWh	34	73	18	21	43	11	87	287	25	50	15	16	35	7	63	211
Commercial	GWh	150	324	123	111	326	60	402	1,497	138	273	112	98	293	53	333	1,300
Others	GWh	427	422	240	176	209	47	856	2,377	435	408	251	146	198	43	788	2,269
Captive Consumers	GWh	1,794	2,115	891	732	1,503	328	2,891	10,255	1,828	1,997	922	692	1,463	299	2,703	9,904
Industrial	GWh	118	350	41	162	287	3	995	1,956	129	416	44	185	312	5	1,025	2,118
Commercial	GWh	142	246	66	81	195	19	192	942	163	289	84	90	226	22	245	1,119
Others	GWh	11	36	20	29	44	4	65	209	15	41	23	40	72	3	67	262
Free Consumers	GWh	272	632	127	272	526	26	1,252	3,106	307	746	152	315	610	31	1,336	3,498
Connection - Other DisCos	GWh	3	5	46	5	16	0	3	78	6	8	50	4	15	0	2	85
Billed Energy	GWh	2,069	2,752	1,064	1,009	2,044	353	4,147	13,439	2,142	2,752	1,123	1,011	2,089	330	4,041	13,487
Billed Var. %	%									3.5%	0.0%	5.6%	0.1%	2.2%	-6.7%	-2.6%	0.4%
SCEE* - GDII + GD III	GWh	54	112	42	20	4	-	83	315	80	151	83	43	27	23	217	625
Billed Energy + Compensated Energy	GWh	2,123	2,864	1,105	1,029	2,048	353	4,230	13,753	2,222	2,903	1,206	1,054	2,116	353	4,258	14,112
Δ Billed + Compensated (%)	%									4.6%	1.4%	9.1%	2.4%	3.3%	-0.1%	0.7%	2.6%
SCEE - GDI	GWh	108	132	119	63	73	18	267	780	127	166	132	70	83	10	307	895
Distributed Energy	GWh	2,231	2,996	1,225	1,093	2,121	372	4,497	14,534	2,349	3,070	1,338	1,124	2,199	363	4,565	15,007
Distributed Var. (%)	%									5.3%	2.5%	9.2%	2.9%	3.7%	-2.4%	1.5%	3.3%
# of Consumers	thousand	2,780	3,030	1,535	1,382	1,947	233	3,417	14,324	2,838	3,089	1,574	1,411	1,990	268	3,501	14,670
# of Consumers Var. (%)	%									2.1%	2.0%	2.6%	2.1%	2.2%	15.0%	2.4%	2.4%

Operational Data - Distribution:

Consolidated

Observing the discos concessions in a consolidated view, injected energy presented an increase of 3.1%, while billed + compensated energy grew 3.4%, driven primarily by the low-income residential, the industrial and the commercial sectors. Injected energy continues to grow, even starting from a stronger comparison base, while distributed energy reflects the effectiveness of the group's loss-combat efforts, which will be discussed in a specific section of this document.

Northern Region – Pará and Amapá

In 3Q25, Pará showed a 3.1% increase in injected energy, while Amapá recorded a -4.5% reduction, mainly explained by lower consumption in the residential and commercial classes. In the same quarter, billed + compensated energy in Pará increased 1.4%, while Amapá showed a result in line with last year, which shows the progress on loss-combat efforts in the period. During the period, energy injected by mini and microgeneration reached 9.5% in Pará and 8.1% in Amapá relative to total injected energy.

Northeast Region – Maranhão, Piauí and Alagoas

In the Northeast region, the states of Maranhão, Piauí, and Alagoas showed variations of 5.9%, 9.4%, and 1.8%, respectively, in injected energy. Billed + compensated energy grew 4.6% (MA), 9.1% (PI), and 2.4% (AL). The result of Piauí mainly reflects the higher temperatures observed since July, typically concentrated between September and December, which led to higher average consumption among

residential consumers during the quarter, while the movement in Alagoas, despite the lower growth in injected energy during the quarter, shows billed + compensated energy increasing as a result of the loss reduction process, which in the quarter decreased by 1.5 p.p. between periods. In the Maranhão DisCo, the increase between quarters is driven mainly by higher consumption among low-income consumers in that quarter. In this quarter, energy injected by mini and microgeneration reached 9.5% in Maranhão, 18.4% in Piauí, and 13.7% in Alagoas relative to total injected energy.

Midwest Region – Goiás

In the state of Goiás, injected energy grew 1.4%, while billed + compensated energy showed a variation of 0.7% compared to 3Q24. In the quarter, energy injected by mini and microgeneration reached 16.3% of total injected energy.

South Region – Rio Grande do Sul

In Rio Grande do Sul, injected energy increased 2.2% quarter over quarter, while billed + compensated energy for the concession grew 3.3%.

It is worth noting that 3Q24 included retroactive billing of 77 GWh and that, excluding this retroactive billing, billed + compensated energy would have grown 7.4% between quarters, as a result of the state's economic recovery as well as the loss reduction process, which decreased by 1.2 p.p. between periods. Energy injected by mini and microgeneration reached 4.7% this quarter relative to total injected energy.

Losses on energy distribution:

DisCos	3Q24	2Q25	3Q25	Regulatory 3Q25 LTM	Δ 3Q24	Δ 2Q25	Δ Regulatory	Regulatory 3Q25 Homologated
Consolidated	17.9%	17.4%	17.4%	18.4%	-0.5%	0.0%	-1.0%	18.6%
Equatorial Maranhão ²	17.8%	18.3%	18.4%	17.7%	0.7%	0.1%	0.7%	18.7%
Equatorial Pará ²	27.8%	28.6%	28.7%	28.6%	0.9%	0.1%	0.1%	28.9%
Equatorial Piauí	17.6%	17.4%	17.4%	19.5%	-0.2%	0.0%	-2.1%	19.5%
Equatorial Alagoas ²	17.4%	16.2%	15.9%	17.7%	-1.5%	-0.2%	-1.8%	17.6%
CEEE-D	12.9%	12.1%	11.7%	11.4%	-1.2%	-0.3%	0.4%	11.4%
CEA ¹	35.6%	31.4%	30.9%	33.7%	-4.7%	-0.4%	-2.8%	33.7%
Equatorial Goiás	11.0%	9.7%	9.7%	12.5%	-1.3%	0.0%	-2.9%	12.5%

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

² The approved regulatory limit for the DisCos in Maranhão, Pará and Alagoas, following the methodology approved in CP 009/2024, is 19.1%, 28.9% and 18.6%, respectively. The values in the table will be updated using the new methodology after the criteria are updated for all of the group's distributors.

It is important to mention that we are presenting the effective regulatory loss from the last 12 months in the center column to allow for variation comparisons. The losses approved in the latest tariff processes, which should be considered in the current tariff cycle of the companies, are shown in the last column on the right.

In this quarter, **consolidated losses** reached 17.4%, a reduction of -0.5 p.p. compared to 3Q24, and **1.0 p.p. below the consolidated regulatory level**.

We highlight the reductions in loss levels compared to 3Q24 for **CEA** (-4.7 p.p.), **Equatorial Alagoas** (-1.5 p.p.), **Equatorial Goiás** (-1.3 p.p.), and **CEEE-D** (-1.2 p.p.).

Currently, four of the group's distributors are below the regulatory limit (Piauí, Alagoas, Goiás, and Amapá). The distributors in Maranhão, Pará, and CEEE-D are within less than 1.0 p.p. of reaching the

regulatory limit, where we highlight the improvement of CEEE-D, which has reduced the gap to the regulatory target by half since the 2Q25.

Operational Data - Renewables:

Wind Complexes	Generation (GWh)				Wind (m/s)			
	3Q24	3Q25	Δ%	Δ	3Q24	3Q25	Δ%	Δ
Wind Portfolio	1,082.4	1,119.9	3.5%	37.4	9.2	8.7	-5.2%	-0.5
Constrained-Off	533.8	351.4	-34.2%	-182.4				
Wind Portfolio ex Constrained-Off	1,616.2	1,471.3	-9.0%	-145.0	9.2	8.7	-5.2%	-0.5

Solar Complexes	Generation (GWh)				Average Irradiance (W/m ²)			
	3Q24	3Q25	Δ%	Δ	3Q24	3Q25	Δ%	Δ
Solar Portfolio	232.8	195.3	-16.1%	-37.5	344.4	336.2	-2.4%	-8.2
Constrained-Off	193.9	227.4	17.3%	33.5				
Solar ex Constrained-Off	426.7	422.6	-0.9%	-4.0	344.4	336.2	-2.4%	-8.2

Portfolio	Generation (GWh)							
	3Q24	3Q25	Δ%	Δ				
Consolidated Portfolio	1,315.2	1,315.1	0.0%	-0.1				
Constrained-Off	727.6	578.7	-20.5%	-148.9				
Consolidated Portfolio ex Constrained-Off	2,042.9	1,893.9	-7.3%	-149.0				

In 3Q25, net generated energy totaled 1,315.1 GWh. Excluding the effects of constrained-off, generation for the quarter would have been 1,893.9 GWh.

Operational Data – Sanitation:

Operational Data - Water	3Q24	3Q25	Δ% vs 3Q24
Billed savings (thousand)	89,796	98,447	9.6%
Billed Volume (thousand m ³)	5,364	5,451	1.6%
Coverage Ratio (%)	58.9%	70.0%	11.1 p.p.
Distribution Losses Index (%)	61.18%	62.89%	1.7 p.p.

Operational Data - Sewage	3Q24	3T25	Δ% vs 3Q24
Billed savings (thousand)	18,148	19,235	6.0%
Billed Volume (thousand m ³)	982	1,061	8.1%
Coverage Ratio (%)	13.8%	15.3%	1.5 p.p.

3Q25 ended with approximately 98.4 thousand billed accounts in the water distribution service, of which 19.2 thousand accounts are also covered by sewage collection and treatment services.

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

São Luís, October 27, 2025.

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima

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