

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

COMUNICADO AO MERCADO
Release Operacional 2T25

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 2T25 (segundo trimestre de 2025):

Dados Operacionais - Distribuição:

Dados Operacionais	Medida	2T24								2T25							
		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.430	3.592	1.241	1.295	2.224	482	4.607	15.870	2.491	3.673	1.278	1.288	2.322	441	4.338	15.830
Sistema isolado	GWh	1	70	-	-	-	14	-	85	0	76	0	0	-	14	-	90
Energia injetada pela GD	GWh	166	232	177	100	66	16	402	1.160	232	354	242	174	114	31	718	1.865
Energia Injetada Total	GWh	2.596	3.894	1.417	1.395	2.291	513	5.008	17.114	2.723	4.103	1.520	1.463	2.436	486	5.056	17.786
<i>Variação Injetada Total (%)</i>	%									4,9%	5,4%	7,2%	4,9%	6,4%	-5,3%	0,9%	3,9%
Residencial - convencional	GWh	740	770	306	311	684	102	1.358	4.271	718	759	309	311	716	103	1.330	4.247
Residencial - baixa renda	GWh	436	447	202	181	105	87	247	1.706	432	445	200	189	129	79	254	1.727
Industrial	GWh	31	72	18	22	47	9	90	289	25	47	14	18	43	7	67	220
Comercial	GWh	155	319	127	127	313	61	447	1.549	132	269	109	113	313	49	374	1.359
Outros	GWh	409	409	230	194	256	41	814	2.353	407	397	240	169	251	43	791	2.298
Consumidores Cativos	GWh	1.770	2.018	882	836	1.406	300	2.956	10.168	1.714	1.917	872	799	1.452	281	2.817	9.851
Industrial	GWh	100	293	39	168	276	2	947	1.826	121	389	45	181	312	6	980	2.034
Comercial	GWh	136	232	64	80	191	16	189	908	154	276	79	93	232	21	236	1.090
Outros	GWh	8	33	18	12	42	4	48	166	12	38	21	41	67	4	58	241
Consumidores livres	GWh	244	558	122	261	509	22	1.185	2.900	288	703	144	315	612	31	1.274	3.366
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	GWh	2	4	44	4	16	0	3	73	4	8	48	4	17	0	1	82
Energia Faturada	GWh	2.016	2.580	1.048	1.101	1.931	322	4.144	13.141	2.006	2.628	1.065	1.117	2.081	311	4.091	13.300
<i>Variação Faturada (%)</i>	%									-0,5%	1,9%	1,6%	1,5%	7,8%	-3,2%	-1,3%	1,2%
SCEE* - GDII + GD III	GWh	30	22	33	20	4	-	58	167	68	130	70	47	25	17	184	540
Energia Faturada + Energia Compensada	GWh	2.046	2.602	1.081	1.121	1.934	322	4.202	13.308	2.074	2.758	1.134	1.164	2.105	328	4.275	13.839
<i>Δ Faturada + Compensada (%)</i>	%									1,4%	6,0%	4,9%	3,9%	8,8%	2,0%	1,7%	4,0%
SCEE - GDI	GWh	110	172	104	64	77	14	271	811	120	152	117	81	87	8	322	887
Energia Distribuída	GWh	2.155	2.774	1.185	1.185	2.011	335	4.474	14.120	2.194	2.910	1.251	1.246	2.192	337	4.597	14.727
<i>Variação Distribuída (%)</i>	%									1,8%	4,9%	5,6%	5,1%	9,0%	0,4%	2,8%	4,3%
Número de Consumidores*	MIL	2.768	3.114	1.527	1.371	1.703	229	3.392	14.103	2.820	3.064	1.558	1.403	1.978	264	3.479	14.568
<i>Variação Número de Consumidores (%)</i>	%									1,9%	-1,6%	2,1%	2,4%	16,2%	15,4%	2,6%	3,3%

*Energia compensada (SCEE) é a energia entregue e compensada pela injeção do consumidor. Na GD I não há cobrança; na GD II e III, cobra-se o uso da rede.

*A redução do número de clientes no Pará se dá pelo faturamento periódico dos clientes do SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente), que no 2T24 foram faturados no mês de junho (63 mil clientes), e que neste ano foram faturados no mês de abril, e por isso não foram contabilizados no número de clientes reportado do trimestre.

Consolidado

Observando as concessões de distribuição em uma visão consolidada, a injetada apresentou um crescimento de 3,9%, enquanto a energia faturada + compensada apresentou um crescimento de 4,0%. 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 2T25, o Pará apresentou crescimento de 5,4% na energia injetada, enquanto o Amapá registrou uma redução de -5,3%, redução explicada, principalmente, pelas temperaturas mais amenas registradas no trimestre. No mesmo trimestre, a energia faturada + compensada no Pará apresentou um aumento de 6,0%, enquanto o Amapá apresentou um aumento de 2,0%. No período, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 8,6% no Pará e 6,4% 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 4,9%, 7,2% e 4,9%, respectivamente. A energia faturada + compensada cresceu 1,4% (MA), 4,9% (PI) e

3,9% (AL). Neste trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 8,5% no Maranhão, 15,9% no Piauí e 11,9% em Alagoas em relação ao total da energia injetada.

Região Centro-Oeste – Goiás

No estado de Goiás, a energia injetada apresentou crescimento de 0,9%, enquanto a energia faturada + compensada registrou variação de 1,7%, no comparativo com o 2T24. No trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 14,2% em relação ao total da energia injetada.

Região Sul – Rio Grande do Sul

No Rio Grande do Sul, a energia injetada cresceu 6,4% entre trimestres. Apesar do efeito comparativo do 2T24, que foi fortemente afetado por eventos climáticos extremos, mesmo quando comparamos a energia injetada com o 2T23, a energia injetada tem um crescimento de 8,1%. Vale destacar que as baixas temperaturas, que estimularam o uso de aquecedores, na região contribuíram para esse resultado. A energia faturada + compensada da concessão apresentou crescimento de 8,8%. 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	2T24	1T25	2T25	Regulatório 2T25 LTM	Δ 2T24	Δ 1T25	Δ Regulatório	Regulatório 2T25 Homologado
Consolidado	18,2%	17,5%	17,4%	18,3%	-0,7%	-0,1%	-0,9%	18,4%
Equatorial Maranhão	17,9%	17,7%	18,3%	17,5%	0,4%	0,6%	0,8%	17,5%
Equatorial Pará	27,4%	28,5%	28,6%	28,5%	1,2%	0,1%	0,1%	28,5%
Equatorial Piauí	17,8%	17,1%	17,4%	19,5%	-0,4%	0,3%	-2,2%	19,5%
Equatorial Alagoas ²	18,2%	16,2%	16,2%	17,7%	-2,0%	-0,1%	-1,6%	17,6%
CEEE-D	13,4%	12,6%	12,1%	11,3%	-1,3%	-0,5%	0,7%	11,4%
CEA ¹	37,3%	32,3%	31,4%	33,7%	-5,9%	-1,0%	-2,3%	33,7%
Equatorial Goiás	11,6%	10,1%	9,7%	12,5%	-1,9%	-0,4%	-2,8%	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.

²O limite regulatório homologado da Equatorial Alagoas, seguindo a metodologia aprovada pela CP 009/2024, é de 18,6%. 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 -0,7 p.p. contra o 2T24, **0,9 p.p. abaixo do nível regulatório consolidado**.

Destacamos as reduções dos níveis de perdas contra o 2T24 da **CEA** (-5,9 p.p.), da **Equatorial Alagoas** (-2,0 p.p.), da **Equatorial Goiás** (-1,9 p.p.) e da **CEEE-D** (-1,3 p.p.).

É importante ressaltar que os dados da Equatorial Goiás estão sendo reapresentados neste trimestre devido ao reconhecimento de parte da energia injetada pela GD na rede da concessão, que não foi integralmente reconhecida ao longo do 1T25.

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

Dados Operacionais - Renováveis:

Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Vento (m/s)			
	2T24	2T25	Δ%	Δ	2T24	2T25	Δ%	Δ
Portfólio Eólico	776,2	962,0	23,9%	185,8	6,9	7,4	8,0%	0,5
<i>Constrained-Off - Eólico</i>	<i>140,7</i>	<i>134,5</i>	<i>-4,4%</i>	<i>-6,2</i>				
Portfólio Eólico - Ex Constrained-Off	916,8	1.096,5	19,6%	179,6	6,9	7,4	8,0%	0,5

Complexos Solares	Geração (GWh)				Irradiância Média (W/m ²)			
	2T24	2T25	Δ%	Δ	2T24	2T25	Δ%	Δ
Portfólio Solar	89,1	224,1	151,6%	135,0	306,2	288,9	-5,7%	-17,3
<i>Constrained-Off - Solar</i>	<i>10,9</i>	<i>151,9</i>	<i>1297,2%</i>	<i>141,1</i>				
Portfólio Solar - Ex Constrained-Off	100,0	376,1	276,2%	276,1	306,2	288,9	-5,7%	-17,3

Portfólio	Geração (GWh)			
	2T24	2T25	Δ%	Δ
Portfólio Consolidado	865,3	1.186,1	37,1%	320,8
Portfólio Consolidado - Ex Constrained-Off	1.016,8	1.472,5	44,8%	455,7

No 2T25 a energia gerada líquida foi de 1.186,1 GWh (+37,1% vs 2T24). O aumento da energia gerada no período se dá pelo aumento da velocidade dos ventos no período no portfólio eólico (7,40 m/s no 2T25 vs 6,85 m/s no 2T24 / +185,8 GWh), enquanto no portfólio solar (+135,0 GWh) o aumento da energia gerada se dá pela entrada em operação dos parques solares, que passaram pelo processo de *ramp up* ao longo de 2024. Considerando o resultado do trimestre, a geração de energia do portfólio eólico foi equivalente ao P66, e excluindo os efeitos do *constrained-off*, a geração teria sido equivalente ao P44.

Dados Operacionais – Saneamento:

Dados Operacionais – Saneamento:		Indicadores Operacionais - Água		2T24	1T25	2T25	Δ% vs 2T24
O 1T25 encerrou com aproximadamente 100 mil economias faturadas no serviço de distribuição de água, das quais 18,6 mil economias também são cobertas pelo serviço de coleta e tratamento de esgoto.		Economias faturadas (mil)		82,3	99,1	99,6	21,0%
		Volume Faturado (mil m³)		5.047,4	5.405,5	5.532,5	9,6%
		Índice de cobertura (%)		56,0%	66,4%	70,0%	14 p.p.
		Índice de Perda da Distribuição (%)		61,2%	63,2%	64,5%	3,3 p.p.
		Indicadores Operacionais - Esgoto		2T24	1T25	2T25	Δ% vs 2T24
		Economias faturadas (mil)		13,7	18,7	18,6	35,7%
		Volume Faturado (mil m³)		813,7	1.008,5	1.019,0	25,2%
		Índice de cobertura (%)		14,8%	15,0%	15,0%	0,2 p.p.

Os destaques do trimestre são: (i) os aumentos de economias faturadas, tanto de água como de esgoto e (ii) o aumento do volume faturado de água e esgoto frente ao 2T24.

São Luís, 30 de julho 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 2Q25

EQUATORIAL S.A. (“Company”) (B3: EQTL3; USOTC: EQUHEY) presents to its shareholders and the market the previous and unaudited operational information of the distribution, generation and sanitation segments for 2Q25 (second quarter of 2025):

Operational Data - Distribution:

Operational Data	Measurement	2Q24								2Q25							
		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
SIN Injected Energy	GWh	2,430	3,592	1,241	1,295	2,224	482	4,607	15,870	2,491	3,673	1,278	1,288	2,322	441	4,338	15,830
Isolated Systems	GWh	1	70	-	-	-	14	-	85	0	76	0	0	-	14	-	90
Distributed Generation Injected Energy	GWh	166	232	177	100	66	16	402	1,160	232	354	242	174	114	31	718	1,865
Total Injected Energy	GWh	2,596	3,894	1,417	1,395	2,291	513	5,008	17,114	2,723	4,103	1,520	1,463	2,436	486	5,056	17,786
Total Var. %	%									4.9%	5.4%	7.2%	4.9%	6.4%	-5.3%	0.9%	3.9%
Residencial - conventional	GWh	740	770	306	311	684	102	1,358	4,271	718	759	309	311	716	103	1,330	4,247
Residencial - low income	GWh	436	447	202	181	105	87	247	1,706	432	445	200	189	129	79	254	1,727
Industrial	GWh	31	72	18	22	47	9	90	289	25	47	14	18	43	7	67	220
Commercial	GWh	155	319	127	127	313	61	447	1,549	132	269	109	113	313	49	374	1,359
Others	GWh	409	409	230	194	256	41	814	2,353	407	397	240	169	251	43	791	2,298
Captive Consumers	GWh	1,770	2,018	882	836	1,406	300	2,956	10,168	1,714	1,917	872	799	1,452	281	2,817	9,851
Industrial	GWh	100	293	39	168	276	2	947	1,826	121	389	45	181	312	6	980	2,034
Commercial	GWh	136	232	64	80	191	16	189	908	154	276	79	93	232	21	236	1,090
Others	GWh	8	33	18	12	42	4	48	166	12	38	21	41	67	4	58	241
Free Consumers	GWh	244	558	122	261	509	22	1,185	2,900	288	703	144	315	612	31	1,274	3,366
Connection - Others DisCos	GWh	2	4	44	4	16	0	3	73	4	8	48	4	17	0	1	82
Billed Energy	GWh	2,016	2,580	1,048	1,101	1,931	322	4,144	13,141	2,006	2,628	1,065	1,117	2,081	311	4,091	13,300
Var. %	%									-0.5%	1.9%	1.6%	1.5%	7.8%	-3.2%	-1.3%	1.2%
SCEE* - GDII + GD III	GWh	30	22	33	20	4	-	58	167	68	130	70	47	25	17	184	540
Billed Energy	GWh	2,046	2,602	1,081	1,121	1,934	322	4,202	13,308	2,074	2,758	1,134	1,164	2,105	328	4,275	13,839
Δ Billed + Compensated (%)										1.4%	6.0%	4.9%	3.9%	8.8%	2.0%	1.7%	4.0%
SCEE - GDI	GWh	110	172	104	64	77	14	271	811	120	152	117	81	87	8	322	887
Distributed Energy	GWh	2,155	2,774	1,185	1,185	2,011	335	4,474	14,120	2,194	2,910	1,251	1,246	2,192	337	4,597	14,727
Var. %	%	-								1.8%	4.9%	5.6%	5.1%	9.0%	0.4%	2.8%	4.3%
# Of Consumers	Thousand	2,768	3,114	1,527	1,371	1,703	229	3,392	14,103	2,820	3,064	1,558	1,403	1,978	264	3,479	14,568
Var. %	%									1.9%	-1.6%	2.1%	2.4%	16.2%	15.4%	2.6%	3.3%

*Compensated energy (SCEE) refers to the energy delivered and offset by the consumer's injection. In GD I, there is no charge; in GD II and III, a network usage fee is applied.

*The reduction in the number of customers in Pará is due to the periodic billing of customers under SIGFI (Individual System for Electricity Generation with Intermittent Source), who in 2Q24 were billed in the month of June (63 thousand customers), and this year were billed in April, and therefore were not included in the reported customer count for the quarter. Ask ChatGPT

Consolidated

Looking at the distribution concessions from a consolidated perspective, the injected energy grew by 3.9%, while billed + compensated energy grew by 4.0%. Injected energy continues to show growth, even starting from a stronger comparison base, while distributed energy reflects the effectiveness of the group's efforts to combat losses, which will be discussed in a specific section of the document.

Northern Region – Pará and Amapá

In 2Q25, Pará showed a 5.4% increase in injected energy, while Amapá recorded a -5.3% decline, a reduction mainly explained by the milder temperatures recorded during the quarter. In the same quarter, billed + compensated energy in Pará increased by 6.0%, while Amapá saw a 2.0% increase. During the period, the energy injected from mini and microgeneration accounted for 8.6% of total injected energy in Pará and 6.4% in Amapá.

Northeast Region – Maranhão, Piauí and Alagoas

Injected energy in the Northeastern region, in the states of Maranhão, Piauí, and Alagoas, showed variations of 4.9%, 7.2%, and 4.9%, respectively. Billed + compensated energy grew 1.4% (MA), 4.9% (PI),

and 3.9% (AL). In this quarter, energy injected from mini and microgeneration reached 8.5% in Maranhão, 15.9% in Piauí, and 11.9% in Alagoas, relative to total injected energy.

Midwest Region – Goiás

In the state of Goiás, injected energy grew by 0.9%, while billed + compensated energy showed a variation of 1.7% compared to 2Q24. In the quarter, energy injected from mini and microgeneration accounted for 14.2% of total injected energy.

South Region – Rio Grande do Sul

In Rio Grande do Sul, injected energy grew by 6.4% quarter over quarter. Despite the comparative effect of 2Q24, which was strongly impacted by extreme weather events, even when comparing injected energy with 2Q23, there is a growth of 8.1%. It is worth highlighting that low temperatures in the region, which stimulated the use of heaters, contributed to this result. Billed + compensated energy in the concession grew by 8.8%. Energy injected from mini and microgeneration reached 4.7% this quarter relative to total injected energy.

Losses on energy distribution:

DisCos	2Q24	1Q25	2Q25	Regulatory 2Q25 LTM	Δ 2Q24	Δ 1Q25	Δ Regulatory	Regulatory 2Q25 Homologated
Consolidated	18.2%	17.5%	17.4%	18.3%	-0.7%	-0.1%	-0.9%	18.4%
Equatorial Maranhão	17.9%	17.7%	18.3%	17.5%	0.4%	0.6%	0.8%	17.5%
Equatorial Pará	27.4%	28.5%	28.6%	28.5%	1.2%	0.1%	0.1%	28.5%
Equatorial Piauí	17.8%	17.1%	17.4%	19.5%	-0.4%	0.3%	-2.2%	19.5%
Equatorial Alagoas	18.2%	16.2%	16.2%	17.7%	-2.0%	-0.1%	-1.6%	17.6%
CEEE-D	13.4%	12.6%	12.1%	11.3%	-1.3%	-0.5%	0.7%	11.4%
CEA	37.3%	32.3%	31.4%	33.7%	-5.9%	-1.0%	-2.3%	33.7%
Equatorial Goiás	11.6%	10.1%	9.7%	12.5%	-1.9%	-0.4%	-2.8%	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 Equatorial Alagoas, following the methodology approved in CP 009/2024, is 18.6%. 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 -0.7 p.p. compared to 2Q24, and **0.9 p.p. below the consolidated regulatory level**.

We highlight the reductions in loss levels compared to 2Q24 for **CEA** (-5.9 p.p.), **Equatorial Alagoas** (-2.0 p.p.), **Equatorial Goiás** (-1.9 p.p.), and **CEEE-D** (-1.3 p.p.).

It is important to note that the data for Equatorial Goiás are being restated this quarter due to the recognition of a portion of the energy injected by DG into the concession's network, which had not been fully recognized during 1Q25.

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

Operational Data - Renewables:

Wind Complexes	Generation (GWh)				Wind (m/s)			
	2Q24	2Q25	Δ%	Δ	2Q24	2Q25	Δ%	Δ
Wind Portfolio	776.2	962.0	23.9%	185.8	6.9	7.4	8.0%	0.5
<i>Constrained-Off - Wind</i>	<i>140.7</i>	<i>134.5</i>	<i>-4.4%</i>	<i>-6.2</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
Wind Portfolio - Ex Constrained-Off	916.8	1,096.5	19.6%	179.6	6.9	7.4	8.0%	0.5

Solar Complexes	Generation (GWh)				Average Irradiance (W/m ²)			
	2Q24	2Q25	Δ%	Δ	2Q24	2Q25	Δ%	Δ
Solar Portfolio	89.1	224.1	151.6%	135.0	306.2	288.9	-5.7%	-17.3
<i>Constrained-Off - Solar</i>	<i>10.9</i>	<i>151.9</i>	<i>1297.2%</i>	<i>141.1</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
Solar Portfolio - Ex Constrained-Off	100.0	376.1	276.2%	276.1	306.2	288.9	-5.7%	-17.3

Portfolio	Generation (GWh)			
	2Q24	2Q25	Δ%	Δ
Consolidated Portfolio	865.3	1,186.1	37.1%	320.8
Consolidated Portfolio - Ex Constrained-Of	1,016.8	1,472.5	44.8%	455.7

In 2Q25, net energy generation was 1,186.1 GWh (+37.1% vs. 2Q24). The increase in energy generation during the period is due to higher wind speeds in the wind portfolio (7.40 m/s in 2Q25 vs. 6.85 m/s in 2Q24 / +185.8 GWh), while in the solar portfolio (+135.0 GWh), the increase in generated energy is due to the entry into operation of the solar parks, which went through a ramp-up process throughout 2024. Considering the quarter's result, energy generation from the wind portfolio was equivalent to P66, and excluding the effects of constrained-off, generation would have been equivalent to P44.

Operational Data – Sanitation:

1Q25 ended with approximately 100,000 billed units in the water distribution service, of which 18.6 thousand units are also covered by the sewage collection and treatment service.

Operational Data - Water	2Q24	1Q25	2Q25	Δ% vs 2Q24
Billed savings (thousand)	82.3	99.1	99.6	21.0%
Billed volume (thousand m ³)	5,047.4	5,405.5	5,532.5	9.6%
Coverage ratio (%)	56.0%	66.4%	70.0%	14 p.p.
Distribution Losses Index (%)	61.2%	63.2%	64.5%	3,3 p.p.

Operational Data - Sewage	2Q24	1Q25	2Q25	Δ% vs 2Q24
Billed savings (thousand)	13.7	18.7	18.6	35.7%
Billed volume (thousand m ³)	813.7	1,008.5	1,019.0	25.2%
Coverage ratio (%)	14.8%	15.0%	15.0%	0,2 p.p.

The highlights of the quarter are: (i) the increase in billed units, both for water and sewage, and (ii) the increase in billed volume of water and sewage compared to 2Q24.

São Luís, July 30, 2025.

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima

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