EQUATORIAL S.A.

Companhia Aberta

CNPJ/ME nº 03.220.438/0001-73

COMUNICADO AO MERCADO

Release Operacional 3T26

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 3T26 (terceiro trimestre de 2026):

Dados Operacionais - Distribuição:

Dados Operacionais		3T25								3T26							
	Medida	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA*	PA*	PI	AL*	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.628	3.884	1.472	1.135	2.312	480	4.560	16.471	2.755	4.224	1.526	1.259	2.334	507	5.211	17.817
Sistema isolado	GWh	0	77	0	0	0	16	0	93	1	64	1	0	0	19	0	84
Energia injetada pela Geração Distribuída	GWh	275	413	300	180	111	43	811	2.134	336	511	357	234	124	54	998	2.615
Energia Injetada Bruta Total	**GWh**	**2.903**	**4.374**	**1.773**	**1.316**	**2.423**	**539**	**5.371**	**18.699**	**3.093**	**4.799**	**1.884**	**1.493**	**2.459**	**579**	**6.209**	**20.516**
Variação Injetada Bruta Total (%)	%									*6,5%*	*9,7%*	*6,3%*	*13,5%*	*1,5%*	*7,5%*	*15,6%*	*9,7%*
Residencial - convencional	GWh	766	787	327	265	796	107	1.260	4.308	789	836	322	291	762	127	1.304	4.431
Residencial - baixa renda	GWh	465	479	217	166	142	89	259	1.816	496	530	230	184	117	89	283	1.928
Industrial	GWh	25	50	15	16	35	7	63	211	22	39	13	13	27	14	52	181
Comercial	GWh	138	273	112	98	293	53	333	1.300	131	262	106	95	267	52	309	1.223
Outros	GWh	435	408	251	146	198	43	788	2.269	433	412	243	161	179	44	786	2.258
Consumidores Cativos	**GWh**	**1.828**	**1.997**	**922**	**692**	**1.463**	**299**	**2.703**	**9.904**	**1.871**	**2.080**	**914**	**744**	**1.352**	**326**	**2.734**	**10.021**
Industrial	GWh	130	420	43	186	311	5	982	2.076	133	426	48	197	327	6	1.035	2.173
Comercial	GWh	162	289	84	90	220	22	232	1.100	174	325	95	102	246	23	271	1.236
Outros	GWh	15	41	24	40	68	4	80	272	22	58	31	51	77	5	88	331
Consumidores livres	**GWh**	**307**	**750**	**152**	**316**	**599**	**31**	**1.295**	**3.448**	**329**	**809**	**174**	**351**	**650**	**34**	**1.393**	**3.740**
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	GWh	6	8	50	4	16	-	1	85	3	6	53	4	17	-	1	83
Energia Faturada	**GWh**	**2.142**	**2.756**	**1.123**	**1.011**	**2.078**	**330**	**3.999**	**13.438**	**2.203**	**2.894**	**1.141**	**1.098**	**2.019**	**360**	**4.128**	**13.843**
Variação Faturada (%)	%									*2,8%*	*5,0%*	*1,6%*	*8,6%*	*-2,8%*	*9,3%*	*3,2%*	*3,0%*
SCEE - GDII + GD III	GWh	80	151	83	43	27	23	217	625	123	219	115	72	47	33	295	904
Mercado Fio B	**GWh**	**2.222**	**2.907**	**1.206**	**1.054**	**2.104**	**353**	**4.216**	**14.063**	**2.326**	**3.113**	**1.256**	**1.170**	**2.066**	**394**	**4.422**	**14.747**
Variação Fio B (%)	%									*4,7%*	*7,1%*	*4,2%*	*11,0%*	*-1,8%*	*11,4%*	*4,9%*	*4,9%*
Mercado Distribuído (Fio B + Comp. GD I)	**GWh**	**2.349**	**3.073**	**1.338**	**1.124**	**2.199**	**363**	**4.565**	**15.010**	**2.469**	**3.304**	**1.404**	**1.263**	**2.141**	**403**	**4.932**	**15.916**
Variação Mercado Distribuído (%)	%									*5,1%*	*7,5%*	*5,0%*	*12,4%*	*-2,7%*	*11,1%*	*8,0%*	*6,0%*
Energia Medida Total + Fluxo Passante	**GWh**	**2.330**	**3.036**	**1.463**	**1.116**	**2.204**	**365**	**4.736**	**15.250**	**2.463**	**3.284**	**1.543**	**1.262**	**2.145**	**408**	**5.461**	**16.566**
Variação Energia Medida Total + Fluxo Passante (%)	%									*5,7%*	*8,2%*	*5,5%*	*13,0%*	*-2,7%*	*11,7%*	*15,3%*	*8,6%*
Número de Consumidores	**MIL**	**2.838**	**3.089**	**1.574**	**1.411**	**1.990**	**268**	**3.501**	**14.670**	**2.903**	**3.119**	**1.604**	**1.446**	**2.034**	**279**	**3.690**	**15.075**
Variação Número de Consumidores (%)	%									*2,3%*	*1,0%*	*1,9%*	*2,5%*	*2,2%*	*4,1%*	*5,4%*	*2,8%*

*Valores ajustados para desconsiderar os efeitos da alteração na contabilização do faturamento dos clientes livres nas empresas Maranhão, Pará e Alagoas

Consolidado

Observando as concessões de distribuição em uma visão consolidada, a energia injetada bruta apresentou crescimento de 9,7%, impulsionada principalmente pelas classes residencial, comercial, rural e poder público, e pelo crescimento da MMGD. O trimestre foi marcado por condições climáticas mais intensas associadas ao fenômeno El Niño, contribuindo para o aumento do consumo no período. O Mercado Fio B apresentou crescimento de 4,9%, com destaque para Amapá (11,4%), Alagoas (11%), Pará (7,1%), Goiás (4,9%), Maranhão (4,7%) e Piauí (4,2%).

Os dados de Mercado Fio B apresentados na tabela desconsideram os efeitos decorrentes da alteração na contabilização do faturamento dos clientes livres no Maranhão e no Pará. Em Alagoas, a mudança implementada no 2T26 também afeta a comparação entre os trimestres, pois os três meses faturados no 3T26 correspondem a períodos de consumo distintos dos considerados no 3T25. Considerando os valores reportados, no Maranhão, o Mercado Fio B apresentou uma queda de -0,2%, e -2,2% no Pará, e 9,9% em Alagoas, resultando em um crescimento consolidado de 2,1%, conforme tabela abaixo. Os efeitos sobre a comparação anual permanecerão até o 2T27 para Maranhão e Pará e até o 1T27 para Alagoas, quando a base de comparação passará a refletir o novo critério.

	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Mercado Fio B Reportado (GWh)	**2.218**	**2.842**	**1.256**	**1.158**	**2.066**	**394**	**4.422**	**14.356**
Variação vs. 3T25	*-0,2%*	*-2,2%*	*4,2%*	*9,9%*	*-1,8%*	*11,4%*	*4,9%*	*2,1%*

Região Norte – Pará e Amapá

No 3T26, o Pará apresentou crescimento de 9,7% na energia injetada bruta, enquanto o Amapá registrou aumento de 7,5%, influenciado pela expansão da micro e minigeração distribuída (MMGD), que cresceu 23,5% no Pará e 24,4% no Amapá na comparação anual. No mesmo período, o Mercado Fio B do Amapá apresentou crescimento de 11,4%, impulsionado principalmente pelas classes residencial, industrial, com destaque para o setor de mineração, e poder público.

No Pará, o Mercado Fio B apresentou crescimento de 7,1%, considerando os valores ajustados para desconsiderar os efeitos da alteração na contabilização do faturamento dos clientes livres, implementada a partir de julho de 2026, que passou a reconhecer o consumo no mês subsequente ao da medição. Considerando os valores reportados, o Mercado Fio B da concessão caiu em -2,2%, refletindo o diferimento de aproximadamente um mês de receita dentro do trimestre.

Região Nordeste – Maranhão, Piauí e Alagoas

Na região Nordeste, a energia injetada bruta nos estados do Maranhão, Piauí e Alagoas apresentou crescimentos de 6,5%, 6,3% e 13,5%, respectivamente. No Mercado Fio B, o desempenho foi de 4,7% (MA), 4,2% (PI) e 11% (AL), sendo o resultado do Maranhão e Alagoas ajustados para neutralizar o efeito da alteração na contabilização do faturamento dos clientes livres. A mudança passou a reconhecer o consumo desses clientes no mês subsequente ao da medição, postergando em aproximadamente um mês o reconhecimento da receita. Sem esse ajuste, o Mercado Fio B do Maranhão teria apresentado variação reportada de -0,2%, refletindo o efeito de um mês de faturamento não reconhecido no período. Em Alagoas, a variação reportada seria de 9,9% em decorrência do descasamento entre os períodos.

No Piauí, o avanço decorreu, sobretudo, do maior consumo das classes residencial e comercial. No Maranhão, as classes residenciais e poder público mantiveram crescimento. Em Alagoas, o crescimento foi impulsionado principalmente pela classe residencial, refletindo as altas temperaturas e o aumento do consumo e da base de consumidores.

No trimestre, a energia injetada pela micro e minigeração distribuída representou 10,9% no Maranhão, 19% no Piauí e 15,7% em Alagoas do total da energia injetada bruta.

Região Centro-Oeste – Goiás

No estado de Goiás, a energia injetada bruta apresentou crescimento de 15,6%, decorrente principalmente do aumento da energia do fluxo passante e a expansão da MMGD, enquanto o Mercado Fio B registrou expansão de 4,9%, em relação ao 3T25. A energia injetada pela micro e minigeração distribuída representou 16,1% do total da energia injetada bruta.

Região Sul – Rio Grande do Sul

No Rio Grande do Sul, a energia injetada bruta apresentou crescimento de 1,5%, enquanto o Mercado Fio B da concessão registrou redução de -1,8%, com o trimestre marcado por temperaturas mais baixas, maior volume de chuvas e aumento das perdas. A energia injetada pela micro e minigeração distribuída representou 5,1% do total da energia injetada bruta.

Perdas na Distribuição de Energia (12 meses):

	Perdas - 12 meses (%)			Nível Regulatório (%)		Variação		
Distribuidoras	**3T25**	**2T26**	**3T26**	**Regulatório 3T26 Homologado Pós CP 09**	**Regulatório LTM Pós CP 09**	**Δ 3T25**	**Δ 2T26**	**Δ Regulatório[2]**
Equatorial Maranhão	19,4%	18,7%	18,9%	18,9%	19,1%	-0,5 p.p.	0,2 p.p.	-0,2 p.p.
Equatorial Pará	29,5%	29,5%	29,8%	28,7%	28,9%	0,3 p.p.	0,3 p.p.	0,9 p.p.
Equatorial Piauí	17,4%	16,9%	17,1%	19,3%	-	-0,3 p.p.	0,2 p.p.	-2,2 p.p.
Equatorial Alagoas	16,7%	16,1%	16,2%	18,0%	18,4%	-0,5 p.p.	0,1 p.p.	-2,2 p.p.
CEEE-D	12,7%	12,9%	13,7%	12,5%	-	1,0 p.p.	0,8 p.p.	1,2 p.p.
CEA[1]	31,3%	29,5%	28,8%	33,2%	-	-2,5 p.p.	-0,7 p.p.	-4,4 p.p.
Equatorial Goiás	10,0%	10,3%	10,4%	12,8%	-	0,4 p.p.	0,1 p.p.	-2,3 p.p.
Consolidado	**18,0%**	**17,9%**	**18,1%**	**18,9%**	**18,9%**	**0,1 p.p.**	**0,2 p.p.**	**-0,8 p.p.**

[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, a Aneel disponibilizou na SPARTA da RTA 2025 o valor adicional de R$ 55,3 milhões, homologado via REH, e é 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.

[2] O delta de perdas regulatório para Maranhão, Pará e Alagoas já considera o resultado 12 meses das Perdas Pós CP 09. As demais serão inseridas após a próxima RTA.

Neste trimestre, as **perdas consolidadas** alcançaram **18,1%,** representando um aumento de 0,1 p.p. em relação ao 3T25 e de 0,2 p.p. frente ao 2T26. A manutenção das perdas **0,8 p.p**. abaixo do nível regulatório reforça a captura de valor das iniciativas de combate a perdas e contribui positivamente para a rentabilidade do segmento de distribuição.

Destacam-se as reduções dos níveis de perdas em relação ao 3T25 na **CEA** (-2,5 p.p.), Equatorial **Maranhão** e **Alagoas** (-0,5 p.p) e Equatorial **Piauí** (-0,3 p.p).

Atualmente, **cinco** distribuidoras estão abaixo do limite regulatório de perdas: Maranhão, Piauí, Alagoas, Amapá e Goiás.

Dados Operacionais - Renováveis:

Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Ventos (m/s)			
	3T25	3T26	Δ%	Δ	3T25	3T26	Δ%	Δ
Geração Eólica Bruta	**1.465,2**	**1.455,5**	**-0,7%**	**-9,8**	**8,7**	**8,6**	**-1,4%**	**-0,1**
Constrained-Off	*342,5*	*179,5*	*-47,6%*	*-163,0*				
Geração Eólica Líquida	**1.122,7**	**1.276,0**	**13,7%**	**153,3**				

Complexos Solares	Geração (GWh)				Irradiância Média (W/m²)			
	3T25	3T26	Δ%	Δ	3T25	3T26	Δ%	Δ
Geração Solar Bruta	**396,3**	**406,5**	**2,6%**	**10,2**	**336,2**	**342,5**	**1,9%**	**6,3**
Constrained-Off	*200,2*	*174,6*	*-12,8%*	*-25,5*				
Geração Solar Líquida	**196,1**	**231,9**	**18,2%**	**35,8**				

Portfólio	Geração (GWh)			
	3T25	3T26	Δ%	Δ
Geração Consolidada Bruta	**1.861,5**	**1.862,0**	**0,0%**	**0,5**
Constrained-Off	*542,7*	*354,1*	*-34,8%*	*-188,6*
Geração Consolidada Líquida	**1.318,8**	**1.507,9**	**14,3%**	**189,1**

No 3T26, a energia gerada líquida foi de **1.507,9 GWh**, quando comparamos com o mesmo período no ano passado, houve um aumento de 14,3%. O aumento da geração líquida decorre principalmente da menor incidência de constrained-off no período (34,8% menor), uma vez que a geração potencial do portfólio permaneceu em patamar semelhante ao observado no 3T25, resultando em **1.862,0 GWh**.

Os efeitos de *constrained-off* foram menos relevantes no trimestre, representando uma redução de aproximadamente 354 GWh, sendo 19,0%, sobre o potencial de geração do portfólio, quando comparamos com o 3T25, o percentual de *constrained-off* foi de 29,2%, uma redução no trimestre atual de aproximadamente 10,2 p.p.

As condições dos recursos energéticos permaneceram relativamente estáveis no período. A velocidade média dos ventos apresentou uma leve redução, passando de 8,7 m/s no 3T25 para 8,6 m/s no 3T26, enquanto a irradiância média avançou de 336,2 W/m² para 342,5 W/m² no mesmo intervalo.

A combinação entre geração de recursos energéticos estáveis e menor incidência de constrained-off contribuiu para o aumento da geração líquida no trimestre, refletindo a melhora das condições de escoamento da energia gerada pelo portfólio.

Dados Operacionais – Saneamento:

O 3T26 encerrou com aproximadamente 92,3 mil economias faturadas no serviço de distribuição de água, das quais 19,6 mil também são atendidas pelos serviços de coleta e tratamento de esgoto.

Indicadores Operacionais - Água	3T25	3T26	Δ% vs 3T25
Economias faturadas (mil)	98,4	92,3	-6,2%
Volume Faturado (mil m^3)	5.450,5	5.031,5	-7,7%
Índice de cobertura (%)	70,0%	71,7%	1,7 p.p.
Índice de Perda da Distribuição (%)	62,9%	67,8%	4,9 p.p.

Indicadores Operacionais - Esgoto	3T25	3T26	Δ% vs 3T25
Economias faturadas (mil)	19,2	19,6	1,9%
Volume Faturado (mil m^3)	1.061,3	1.137,0	7,1%
Índice de cobertura (%)	15,3%	15,5%	0,2 p.p.

O volume faturado de água totalizou 5.031,5 mil m³, redução de 7,7% em relação ao mesmo período do ano anterior. Além da menor quantidade de economias faturadas, fruto de ações de cobrança, o resultado foi influenciado pelo avanço da hidrometração na concessão, uma vez que consumidores anteriormente faturados com base em consumo estimado passam a ser cobrados pelo volume efetivamente medido, contribuindo para maior precisão no faturamento. Por outro lado, o volume faturado de esgoto registrou crescimento de 1,9% nas economias faturadas e de 7,1% no volume faturado, que alcançou 1.137 mil m³ no trimestre. O desempenho reflete a expansão gradual da prestação dos serviços e a evolução dos índices de cobertura, que atingiram 71,7% para abastecimento de água e 15,5% para coleta e tratamento de esgoto.

O índice de perdas na distribuição encerrou o trimestre em 67,8%, aumento de 4,9 p.p. em relação ao 3T25, refletindo os desafios operacionais ainda presentes na concessão.

São Luís, 29 de outubro 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 3Q26

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 3Q26 (third quarter of 2026):

Operational Data - Distribution:

Operational Data		3T25								3T26							
	Unit	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA*	PA*	PI	AL*	RS	AP	GO	Total
SIN Injected Energy	GWh	2,628	3,884	1,472	1,135	2,312	480	4,560	16,471	2,755	4,224	1,526	1,259	2,334	507	5,211	17,817
Isolated Systems	GWh	0	77	0	0	0	16	0	93	1	64	1	0	0	19	0	84
Distributed Generation Injected Energy	GWh	275	413	300	180	111	43	811	2,134	336	511	357	234	124	54	998	2,615
Total Gross Injected Energy	**GWh**	**2,903**	**4,374**	**1,773**	**1,316**	**2,423**	**539**	**5,371**	**18,699**	**3,093**	**4,799**	**1,884**	**1,493**	**2,459**	**579**	**6,209**	**20,516**
Total Var. %	%									*6.5%*	*9.7%*	*6.3%*	*13.5%*	*1.5%*	*7.5%*	*15.6%*	*9.7%*
Residencial - conventional	GWh	766	787	327	265	796	107	1,260	4,308	789	836	322	291	762	127	1,304	4,431
Residencial - baixa renda	GWh	465	479	217	166	142	89	259	1,816	496	530	230	184	117	89	283	1,928
Industrial	GWh	25	50	15	16	35	7	63	211	22	39	13	13	27	14	52	181
Commercial	GWh	138	273	112	98	293	53	333	1,300	131	262	106	95	267	52	309	1,223
Others	GWh	435	408	251	146	198	43	788	2,269	433	412	243	161	179	44	786	2,258
Captive Consumers	**GWh**	**1,828**	**1,997**	**922**	**692**	**1,463**	**299**	**2,703**	**9,904**	**1,871**	**2,080**	**914**	**744**	**1,352**	**326**	**2,734**	**10,021**
Industrial	GWh	130	420	43	186	311	5	982	2,076	133	426	48	197	327	6	1,035	2,173
Commercial	GWh	162	289	84	90	220	22	232	1,100	174	325	95	102	246	23	271	1,236
Others	GWh	15	41	24	40	68	4	80	272	22	58	31	51	77	5	88	331
Free Consumers	**GWh**	**307**	**750**	**152**	**316**	**599**	**31**	**1,295**	**3,448**	**329**	**809**	**174**	**351**	**650**	**34**	**1,393**	**3,740**
Connection - Others DisCos	GWh	6	8	50	4	16	-	1	85	3	6	53	4	17	-	1	83
Billed Energy	**GWh**	**2,142**	**2,756**	**1,123**	**1,011**	**2,078**	**330**	**3,999**	**13,438**	**2,203**	**2,894**	**1,141**	**1,098**	**2,019**	**360**	**4,128**	**13,843**
Var. %	%									*2.8%*	*5.0%*	*1.6%*	*8.6%*	*-2.8%*	*9.3%*	*3.2%*	*3.0%*
SCEE - GDII + GD III	GWh	80	151	83	43	27	23	217	625	123	219	115	72	47	33	295	904
Wire B Market	**GWh**	**2,222**	**2,907**	**1,206**	**1,054**	**2,104**	**353**	**4,216**	**14,063**	**2,326**	**3,113**	**1,256**	**1,170**	**2,066**	**394**	**4,422**	**14,747**
Var. %	%									*4.7%*	*7.1%*	*4.2%*	*11.0%*	*-1.8%*	*11.4%*	*4.9%*	*4.9%*
Distributed Market (Wire B + Compensated GD I)	**GWh**	**2,349**	**3,073**	**1,338**	**1,124**	**2,199**	**363**	**4,565**	**15,010**	**2,469**	**3,304**	**1,404**	**1,263**	**2,141**	**403**	**4,932**	**15,916**
Var. %	%									*5.1%*	*7.5%*	*5.0%*	*12.4%*	*-2.7%*	*11.1%*	*8.0%*	*6.0%*
Total Measured Energy + Pass-through	**GWh**	**2,330**	**3,036**	**1,463**	**1,116**	**2,204**	**365**	**4,736**	**15,250**	**2,463**	**3,284**	**1,543**	**1,262**	**2,145**	**408**	**5,461**	**16,566**
Var. %	%									*5.7%*	*8.2%*	*5.5%*	*13.0%*	*-2.7%*	*11.7%*	*15.3%*	*8.6%*
# Of Consumers	**# 000'**	**2,838**	**3,089**	**1,574**	**1,411**	**1,990**	**268**	**3,501**	**14,670**	**2,903**	**3,119**	**1,604**	**1,446**	**2,034**	**279**	**3,690**	**15,075**
Var. %	%									*2.3%*	*1.0%*	*1.9%*	*2.5%*	*2.2%*	*4.1%*	*5.4%*	*2.8%*

*Values adjusted to exclude the effects of the change in the accounting treatment of revenue from free-market customers for the Maranhão, Pará, and Alagoas companies.

Consolidated

Looking at the distribution concessions on a consolidated basis, gross injected energy grew by 9.7%, driven mainly by the residential, commercial, rural, and public authority classes, as well as MMGD growth. The quarter was marked by more severe weather conditions associated with the El Niño phenomenon, contributing to increased consumption during the period. The Wire B Market grew by 4.9%, highlighting Amapá (11.4%), Alagoas (11%), Pará (7.1%), Goiás (4.9%), Maranhão (4.7%) and Piauí (4.2%).

The Wire B Market data presented in the table excludes the effects resulting from the change in the billing accounting method for free customers in Maranhão and Pará. In Alagoas, the change implemented in 2Q26 also affects the comparison between quarters, as the three months billed in 3Q26 correspond to different consumption periods from those considered in 3Q25. Considering the reported values, the Wire B Market in Maranhão presented a decrease of -0.2%, -2.2% in Pará, and 9.9% in Alagoas, resulting in consolidated growth of 2.1%, as shown in the table below. The effects on the annual comparison will remain until 2Q27 for Maranhão and Pará, and until 1Q27 for Alagoas, when the comparison base will begin to reflect the new criteria.

	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Reported Wire B Market (GWh)	**2,218**	**2,842**	**1,256**	**1,158**	**2,066**	**394**	**4,422**	**14,356**
Var. %	*-0.2%*	*-2.2%*	*4.2%*	*9.9%*	*-1.8%*	*11.4%*	*4.9%*	*2.1%*

North Region – Pará and Amapá

In 3Q26, Pará showed a 9.7% growth in gross injected energy, while Amapá recorded a 7.5% increase, influenced by the expansion of distributed micro and minigeneration (MMGD), which grew by 23.5% in Pará and 24.4% in Amapá year-over-year. In the same period, Amapá's Wire B Market grew by 11.4%, driven mainly by the residential, industrial (with emphasis on the mining sector), and public authority classes.

In Pará, the Wire B Market grew by 7.1%, considering the adjusted values to exclude the effects of the change in the billing accounting method for free customers, implemented as of July 2026, which began recognizing consumption in the month following the measurement. Considering the reported values, the concession's Wire B Market fell by -2.2%, reflecting the deferral of approximately one month of revenue within the quarter.

Northeast Region – Maranhão, Piauí, and Alagoas

In the Northeast region, gross injected energy in the states of Maranhão, Piauí, and Alagoas grew by 6.5%, 6.3%, and 13.5%, respectively. In the Wire B Market, performance was 4.7% (MA), 4.2% (PI), and 11% (AL), with the results for Maranhão and Alagoas adjusted to neutralize the effect of the change in billing accounting for free customers. The change began recognizing the consumption of these customers in the month following the measurement, postponing revenue recognition by approximately one month. Without this adjustment, Maranhão's Wire B Market would have shown a reported variation of -0.2%, reflecting the effect of one month of unrecognized billing in the period. In Alagoas, the reported variation would be 9.9% due to the mismatch between periods.

In Piauí, progress was driven primarily by higher consumption in the residential and commercial classes. In Maranhão, the residential and public authority classes-maintained growth. In Alagoas, growth was driven mainly by the residential class, reflecting high temperatures and the increase in consumption and the customer base.

In the quarter, the energy injected by micro and mini distributed generation represented 10.9% in Maranhão, 19% in Piauí, and 15.7% in Alagoas of the total gross injected energy.

Midwest Region – Goiás

In the state of Goiás, gross injected energy grew by 15.6%, mainly due to the increase in pass-through energy and the expansion of MMGD, while the Wire B Market recorded an expansion of 4.9% compared to 3Q25. Energy injected by distributed micro and minigeneration represented 16.1% of the total gross injected energy.

South Region – Rio Grande do Sul

In Rio Grande do Sul, gross injected energy grew by 1.5%, while the concession's Wire B Market registered a reduction of -1.8%, with the quarter marked by lower temperatures, increased rainfall and higher losses. Energy injected by distributed micro and minigeneration represented 5.1% of total gross injected energy.

Energy Distribution Losses (12 months):

	Losses - 12 months (%)			Regulatory Level (%)		Variation		
DisCos	3Q25	2Q26	3Q26	Regulatory 3Q26 Homologated after CP 09	Regulatory LTM after CP 09	Δ 3Q25	Δ 2Q26	Δ Regulatory[2]
Equatorial Maranhão	19.4%	18.7%	18.9%	18.9%	19.1%	-0.5 p.p.	0.2 p.p.	-0.2 p.p.
Equatorial Pará	29.5%	29.5%	29.8%	28.7%	28.9%	0.3 p.p.	0.3 p.p.	0.9 p.p.
Equatorial Piauí	17.4%	16.9%	17.1%	19.3%	-	-0.3 p.p.	0.2 p.p.	-2.2 p.p.
Equatorial Alagoas	16.7%	16.1%	16.2%	18.0%	18.4%	-0.5 p.p.	0.1 p.p.	-2.2 p.p.
CEEE-D	12.7%	12.9%	13.7%	12.5%	-	01 p.p.	0.8 p.p.	1.2 p.p.
CEA[1]	31.3%	29.5%	28.8%	33.2%	-	-2.5 p.p.	-0.7 p.p.	-4.4 p.p.
Equatorial Goiás	10.0%	10.3%	10.4%	12.8%	-	0.4 p.p.	0.1 p.p.	-2.3 p.p.
Consolidated	**18.0%**	**17.9%**	**18.1%**	**18.9%**	**18.9%**	**0.1 p.p.**	**0.2 p.p.**	**-0.8 p.p.**

[1] Regarding the tariff coverage for energy purchase from CEA, it is worth noting that in addition to the usual value implicit in the level of regulatory losses, Aneel made available in the RTA 2025 Sparta an additional R$ 55.3 million, approved via REH, referring to the sole paragraph of art. 4b of Law 12,111 of December 9, 2009. This complementary mechanism, provided by law, will be extinguished in the 2026 tariff process.

[2] The regulatory loss delta for Maranhão, Pará, and Alagoas already considers the 12-month result of the Post CP 09 Losses. The others will be inserted after the next RTA.

In this quarter, consolidated losses reached 18.1%, representing an increase of 0.1 p.p. compared to 3Q25 and 0.2 p.p. compared to 2Q26. Maintaining losses 0.8 p.p. below the regulatory level reinforces the value capture of loss-fighting initiatives and contributes positively to the profitability of the distribution segment.

The reductions in loss levels compared to 3Q25 in **CEA** (-2.5 p.p.), Equatorial **Maranhão** and **Alagoas** (-0.5 p.p.), and Equatorial **Piauí** (-0.3 p.p.) are noteworthy.

Currently, **five** distributors are below the regulatory loss limit: Maranhão, Piauí, Alagoas, Amapá and Goiás.

Operational Data - Renewables:

Wind Complexes	Generation (GWh)				Winds (m/s)			
	3Q25	3Q26	Δ%	Δ	3Q25	3Q26	Δ%	Δ
Gross Wind Generation	**1,465.2**	**1,455.5**	**-0.7%**	**-9.8**	**8.7**	**8.6**	**-1.4%**	**-0.1**
Constrained-Off	*342.5*	*179.5*	*-47.6%*	*-163.0*				
Net Wind Generation	**1,122.7**	**1,276.0**	**13.7%**	**153.3**				

Solar Complexes	Generation (GWh)				Avg. Irradiance (W/m^2)			
	3Q25	3Q26	Δ%	Δ	3Q25	3Q26	Δ%	Δ
Gross Solar Generation	**396.3**	**406.5**	**2.6%**	**10.2**	**336.2**	**342.5**	**1.9%**	**6.3**
Constrained-Off	*200.2*	*174.6*	*-12.8%*	*-25.5*				
Net Solar Generation	**196.1**	**231.9**	**18.2%**	**35.8**				

Portfolio	Generation (GWh)			
	3Q25	3Q26	Δ%	Δ
Gross Consolidated Generation	**1,861.5**	**1,862.0**	**0.0%**	**0.5**
Constrained-Off	*542.7*	*354.1*	*-34.8%*	*-188.6*
Net Consolidated Generation	**1,318.8**	**1,507.9**	**14.3%**	**189.1**

In 3Q26, the net generated energy was **1,507.9 GWh**, which represents a 14.3% increase compared to the same period last year. The increase in net generation is mainly due to the lower incidence of constrained-off during the period (34.8% lower), as the portfolio's potential generation remained at a similar level to that observed in 3Q25, resulting in **1,862.0 GWh**.

The effects of constrained-off were less significant in the quarter, representing a reduction of approximately 354 GWh, 19.0%, of the portfolio's generation potential. Compared to 3Q25, the constrained-off percentage was 29.2%, a reduction of approximately 10.2 p.p. in the current quarter.

The conditions of energy resources remained relatively stable during the period. The average wind speed showed a slight reduction, from 8.7 m/s in 3Q25 to 8.6 m/s in 3Q26, while the average irradiance increased from 336.2 W/m² to 342.5 W/m² in the same interval.

The combination of stable energy resource generation and lower incidence of constrained-off contributed to the increase in net generation in the quarter, reflecting the improvement in the conditions for dispatching the energy generated by the portfolio.

Operational Data – Sanitation:

3Q26 ended with approximately 92.3 thousand billed water connections in the water distribution service, of which 19.6 thousand are also served by sewage collection and treatment services.

Operational Indicators - Water	3Q25	3Q26	Δ% vs 3Q25
Billed Units (thousands)	98.4	92.3	-6.2%
Billed Volume (thousand m^3)	5,450.5	5,031.5	-7.7%
Coverage ratio (%)	70.0%	71.7%	1.7 p.p.
Distribution Loss Index (%)	62.9%	67.8%	4.9 p.p.

Operational Indicators - Sewage	3Q25	3Q26	Δ% vs 3Q25
Billed Units (thousands)	19.2	19.6	1.9%
Billed Volume (thousand m^3)	1,061.3	1,137.0	7.1%
Coverage ratio (%)	15.3%	15.5%	0.2 p.p.

The billed volume of water totaled 5,031.5 thousand m³, a reduction of 7.7% compared to the same period of the previous year. In addition to the lower number of billed connections resulting from collection actions, the result was influenced by progress in water metering in the concession, as consumers previously billed based on estimated consumption are now charged for the volume actually measured, contributing to greater billing accuracy.

On the other hand, the billed volume of sewage recorded growth of 1.9% in billed connections and 7.1% in billed volume, reaching 1,137 thousand m³ in the quarter. Performance reflects the gradual expansion of services and the evolution of coverage rates, which reached 71.7% for water supply and 15.5% for sewage collection and treatment. The distribution loss rate ended the quarter at 67.8%, an increase of 4.9 p.p. compared to 3Q25, reflecting the operational challenges still present in the concession.

São Luís, October 29, 2026.

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima
Vice President of Finance, Investor Relations, New Business, and M&A