RELEASE DE RESULTADOS

3T26



RELAÇÕES COM INVESTIDORES
ri.light.com.br
ri@light.com.br

LIGT
B3 LISTED NM

DESTAQUES 3T26 – LIGHT S.A

- **Energia distribuída de 5.811 GWh no 3T26 (+4,2% A/A)**, por maiores temperaturas;
- **EBITDA Caixa Recorrente consolidado** de R$432 milhões no 3T26 (+10,5% A/A) e de R$1.452 milhões no 9M26 (+25,7% A/A);
- **Indicadores de qualidade (12m):** DEC de 6,75h e FEC de 3,74x, ambos abaixo do limite regulatório, com TMAE de 557 minutos (-14,0% A/A);
- **Estrutura de capital reforçada**: conclusão do aumento de capital privado de R$1,5 bilhão e conversão mandatória da dívida em ações de R$2,2 bilhões a valor de face;
- **Retorno ao mercado de capitais**: captação de R$1,0 bilhão na distribuidora;
- **Alavancagem de 2,24x**[4] ao final do 3T26 (-26,3% A/A), refletindo a conversão da dívida e o aumento de capital;
- **Encerramento da Recuperação Judicial** decretado em 9 de setembro de 2026, com a conclusão das obrigações previstas no Plano;
- **Upgrade Ratings**: Fitch: Light S.A.: B- (escala global) e BB (bra) (escala nacional) e S&P: Light Distribuição: brBB+ longo prazo, elevam ratings com perspectivas estáveis, refletindo a conclusão da reestruturação da dívida e a melhora da estrutura de capital do grupo.

Principais Indicadores

(R$ milhões)	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Energia Distribuída (GWh)	5.811	5.577	*4,2%*	18.727	18.828	*-0,5%*
Margem Bruta Caixa[1]	1.014	944	*7,4%*	3.086	2.768	*11,5%*
PMSO	(360)	(368)	*-2,1%*	(1.033)	(958)	*7,8%*
EBITDA Caixa Recorrente[2]	432	391	*10,5%*	1.452	1.155	*25,7%*
Lucro Líquido	(56)	33	-	2.513	400	*527,6%*
Saldo de Caixa	2.186	2.642	*-17,2%*	2.186	2.642	*-17,2%*
Dívida Líquida Ajustada[3]	5.904	5.253	*12,4%*	5.904	5.253	*12,4%*
Dív. Líq. / EBITDA 12M[4]	2,24x	3,04x	*-26,3%*	2,24x	3,04x	*-26,3%*
Capex	425	472	*-9,9%*	1.223	1.187	*3,0%*

(1) Exclui VNR e efeito da marcação a mercado (MTM) dos contratos da Light Comercialização; (2) Exclui VNR, MTM, equivalência patrimonial e itens não recorrentes; (3) Dívida ajustada desconsiderando a parcela da dívida conversível em ações da Light S.A. até o 2T26; (4) Apuração do indicador para covenant (consolidado), conforme escritura.

ÍNDICE

1.0 Light Consolidado

1.1 Desempenho Financeiro

1.2 Investimentos

1.3 Endividamento

2.0 Distribuição

2.1 Número de Consumidores

2.2 Mercado de Energia Medido

2.3 Perdas

2.4 Arrecadação

2.5 Qualidade

2.6 Margem Bruta

2.7 EBITDA

2.8 Resultado Financeiro

2.9 IR/CS e Resultado Líquido

2.10 Endividamento

3.0 Geração e Comercialização

3.1 Contexto Operacional

3.2 Desempenho Financeiro

3.3 Resultado Financeiro

3.4 Resultado Líquido

3.5 Endividamento

4.0 Anexos

4.1 I – Conciliação do EBITDA

4.2 II – DRE Distribuidora

4.3 III – DRE Geradora + Comercializadora

4.4 IV – Balanço Patrimonial Consolidado

4.5 V – Endividamento por Instrumento

4.6 VI – Balanço Energético Medido

1.0 Light Consolidado

1.1 Desempenho Financeiro

(R$ milhões)	3T26	3T25	*Δ%*	9M26	9M25	*Δ%*
Receita Líquida[1]	**3.426**	**3.344**	*2,4%*	**10.939**	**9.941**	*10,0%*
Energia Comprada	(2.408)	(2.339)	*2,9%*	(7.566)	(6.825)	*10,9%*
Efeito Marcação a Mercado	117	(17)	-	54	121	*-55,3%*
Margem Bruta	**1.136**	**988**	*14,9%*	**3.427**	**3.236**	*5,9%*
(-) VNR	4	61	*-92,7%*	287	348	*-17,6%*
Margem Bruta Caixa[2]	**1.014**	**944**	*7,4%*	**3.086**	**2.768**	*11,5%*
PMSO	(360)	(368)	*-2,1%*	(1.033)	(958)	*7,8%*
PECLD	(134)	(70)	*89,8%*	(386)	(242)	*59,6%*
Contingências	(88)	3	-	(215)	(152)	*41,3%*
Equivalência Patrimonial	(7)	(30)	*-75,5%*	(22)	(51)	*-57,0%*
Outras Rec./Desp. Oper.	(271)	(28)	*857,9%*	(890)	(141)	*531,2%*
EBITDA	**276**	**494**	*-44,2%*	**880**	**1.692**	*-48,0%*
Não recorrentes	(271)	89	-	(890)	120	-
EBITDA Caixa Recorrente[3]	**432**	**391**	*10,5%*	**1.452**	**1.155**	*25,7%*
Depreciação e Amortização	(279)	(233)	*19,9%*	(761)	(681)	*11,8%*
Resultado Financeiro	(76)	(178)	*-57,1%*	(556)	(270)	*106,0%*
IR/CS	24	(51)	-	2.950	(341)	-
Lucro Líquido	**(56)**	**33**	-	**2.513**	**400**	*527,6%*

No 3T26, a margem bruta caixa totalizou R$1,0 bilhão no consolidado, crescimento de +7,4% A/A, explicado pela expansão nas duas verticais, Distribuição e Geração & Comercialização.

Na Distribuição, a margem caixa cresceu +5,6% A/A, impulsionada (i) pelo melhor mercado (+4,2%), favorecido pelas temperaturas mais elevadas, (ii) pelo reajuste de +1,28% da Parcela B em março de 2026; e (iii) pela maior demanda contratada por clientes do Grupo A (data centers). No segmento de Geração & Comercialização, a margem caixa cresceu +14% A/A, impulsionada pela melhor margem da geração, dado (i) o maior volume de energia gerada (+2,2% A/A), (ii) a elevação do GSF; e (iii) o menor PLD.

(1) Exclui receita de construção; (2) Exclui VNR e efeito da marcação a mercado (MTM) dos contratos da Light Comercialização; (3) Exclui VNR, MTM, equivalência patrimonial e itens não recorrentes (despesas com a RJ, PECLD do Refis, reversões pontuais de PECLD e baixa de ativos).

No 9M26, a margem bruta caixa totalizou R$3,1 bilhões, aumento de +11,5% A/A, também explicado pelo crescimento das duas verticais. Na Distribuição, a margem caixa apresentou expansão de +7,1% A/A, impulsionada pelo reajuste de +1,28% da Parcela B em março de 2026 e pela maior demanda contratada por clientes do grupo A. No segmento de Geração & Comercialização, a margem caixa cresceu +33,9% A/A, impulsionada pelos mesmos drivers do trimestre, maior volume de energia gerada (+4,6% A/A), maior GSF e dinâmica de PLD.

A margem bruta foi de R$1,1 bilhão no 3T26 (+14,9% A/A) e de R$3,4 bilhões no 9M26 (+5,9% A/A), impactada pelos efeitos descritos anteriormente e pelo impacto positivo da marcação a mercado. Esse impacto foi atenuado pela queda do VNR, dada a renovação do contrato de concessão em maio de 2026.

O PMSO foi de R$360 milhões no 3T26 (-2,1% A/A) e de R$1,0 bilhão no 9M26 (+7,8% A/A), influenciado principalmente pela dinâmica da distribuidora. No trimestre, a redução reflete a queda de serviços de terceiros de distribuição, que compensou o avanço de pessoal dada a primarização e o maior *headcount*. No acumulado, o aumento decorre do maior gasto com pessoal, por reajuste salarial a partir do 3T26 e recomposição do *headcount* e primarização.

A PECLD foi de R$134 milhões no 3T26 (+89,8% A/A) e de R$386 milhões no 9M26 (+59,6% A/A), impactada por reversões não recorrentes em 2025 (R$50 milhões no 3T25 e R$194 milhões no 9M25). Excluindo-se esses efeitos, detalhados na seção de EBITDA da Distribuidora, a PECLD do trimestre teria apresentado aumento de +11,0% A/A (R$134 milhões no 3T26 vs. R$120 milhões no 3T25) e a do acumulado recuo -11,4% A/A (R$386 milhões no 9M26 vs. R$436 milhões 9M25).

As Contingências contabilizaram uma provisão de R$88 milhões no 3T26 (vs. R$3 milhões positivos no 3T25) e de R$215 milhões no 9M26 (+41,3% A/A), impactada pela reversão pontual de R$67 milhões no trimestre e acumulado de 2025, em razão da adequação da metodologia de provisão dos processos recorrentes na vara Cível ao novo perfil do estoque, no qual os processos de TOI passaram a ter um volume menor de provisões. Ademais, no 3T26 houve um aumento pontual de processos decorrentes de eventos climáticos do trimestre, especialmente aquele ocorrido em julho de 2026.

A Equivalência Patrimonial foi negativa em R$7 milhões no 3T26 (vs. -R$30 milhões no 3T25) e em R$22 milhões no 9M26 (vs. -R$51 milhões no 9M25), em razão do resultado de UHE Belo Monte, cuja participação da Companhia é de 2,49%.

As Outras Receitas/Despesas Operacionais constituem despesas não recorrentes de R$271 milhões no 3T26 (vs. R$28 milhões no 3T25) e de R$890 milhões no 9M26 (vs. R$141 milhões no 9M25), relativos a provisão adicional de custos com assessores da RJ, além da otimização de baixas de ativos, incluindo a RTP de 2027. No acumulado, houve também o impacto de PECLD Refis, com a provisão de R$354 milhões no 2T26, referente à expectativa de não recebimento de valores ligados à discussão sobre a incidência de ICMS sobre subvenção econômica e descontos.

Como resultado dos efeitos descritos acima, o EBITDA Caixa Recorrente foi de R$432 milhões no 3T26 (+10,5% A/A) e de R$1.452 milhões no 9M26 (+25,7% A/A). Já o EBITDA foi de R$276 milhões no 3T26 (-44,2% A/A) e de R$880 milhões no 9M26 (-48,0% A/A). Segue a reconciliação:

(R$ milhões)	3T26	3T25	*Δ%*	9M26	9M25	*Δ%*
EBITDA	**276**	**494**	*-44,2%*	**880**	**1.692**	*-48,0%*
(-) VNR	4	61	*-92,7%*	287	348	*-17,6%*
(-) Efeito MtM Light COM.	117	(17)	-	54	121	*-55,3%*
(-) Equivalência Patrimonial	(7)	(30)	*-75,5%*	(22)	(51)	*-57,0%*
(-) Não recorrentes	(271)	89	-	(890)	120	-
(-) Despesas RJ	(152)	(31)	*397,3%*	(292)	(103)	*183,9%*
(-) PECLD Refis	(21)	-	-	(376)	-	-
(-) PECLD	-	50	-	-	194	-
(-) Reversões Contingências	-	67	-	-	67	-
(-) Baixa de Ativos/outros	(98)	2	-	(222)	(38)	*481,6%*
EBITDA Caixa Recorrente	**432**	**391**	*10,5%*	**1.452**	**1.155**	*25,7%*

O resultado financeiro foi de R$76 milhões negativos no 3T26 (vs. -R$178 milhões no 3T25), impactado por reversões não recorrentes de R$102 milhões no 3T25 relacionados a créditos de clientes institucionais detalhados na seção da Distribuição. No 9M26, o resultado financeiro foi de R$556 milhões negativos (vs. -R$270 milhões no 9M25), explicado pelo maior custo da dívida, além da adesão ao Refis e da realização dos swaps de hedge na liquidação da Notes da geradora no 2T26.

O IR/CS foi de +R$24 milhões no 3T26 (vs. -R$51 milhões no 3T25) e de R$2.950 milhões no 9M26 (vs. -R$341 milhões no 9M25), refletindo o reconhecimento pontual de R$2,9 bilhões de créditos tributários no 1T26 em razão da renovação da concessão da distribuidora.

Como resultado dos efeitos descritos acima, o lucro líquido foi de -R$56 milhões no 3T26 (vs. +R$33 milhões no 3T25) e de R$2,5 bilhões no 9M26 (vs. R$400 milhões no 9M25).

1.2 Investimentos

O Capex líquido foi de R$425 milhões no 3T26, incremento de 24,7% em relação ao mesmo período do ano anterior, refletindo o fim do ciclo de capex de obrigações especiais realizado com créditos outorgados de ICMS no 2T26. No 9M26, esse investimento somou R$979 milhões, recuo de -7,3% A/A, impactado pelo incremento nas obrigações especiais, que foi parcialmente compensado pelos investimentos na Distribuição relacionados ao plano de perdas.

(R$ milhões)	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Light Energia	**20**	**15**	*34,1%*	**49**	**44**	*12,3%*
Light SESA	**405**	**457**	*-11,4%*	**1.174**	**1.143**	*2,7%*
Ativos Elétricos	**344**	**378**	*-9,1%*	**957**	**930**	*2,9%*
Manutenção	147	150	*-2,4%*	409	408	*0,3%*
Expansão	100	128	*-22,1%*	305	305	*0,0%*
Plano de Perdas	92	94	*-2,4%*	230	202	*13,7%*
Recebíveis	5	5	*-2,6%*	13	14	*-13,4%*
Ativos não Elétricos	**61**	**79**	*-22,3%*	**217**	**213**	*1,7%*
TI	51	40	*26,2%*	180	145	*24,5%*
Comercial	2	1	*256,8%*	7	1	*417,1%*
Demais	8	38	*-79,1%*	30	67	*-56,0%*
Capex Bruto	**425**	**472**	*-9,9%*	**1.223**	**1.187**	*3,0%*
Obrigações Especiais[1]	**-**	**131**	*-*	**244**	**131**	*86,0%*
Capex Líquido	**425**	**341**	*24,7%*	**979**	**1.056**	*-7,3%*

Os investimentos na Distribuidora somaram R$405 milhões (-11,4% A/A), dos quais 85% (R$344 milhões) foram destinados aos ativos elétricos.

Os investimentos em manutenção totalizaram R$147 milhões no trimestre (-2,4% A/A). O período foi marcado pela menor execução de manutenção corretiva no período, atenuada pelo maior volume de intervenções emergenciais, em razão de um evento climático extraordinário, e pela maior concentração de obras subterrâneas, com a conclusão e energização de projetos de revitalização preventiva de cabos e de automação e monitoramento de câmaras transformadoras.

Os investimentos na linha de expansão totalizaram R$100 milhões (-22,1% A/A), refletindo a execução de obras associadas ao cronograma de 2026. A variação concentrou-se na frente de novos clientes, que recuou -35,2%, principalmente em função de um menor volume de novas ligações de rede no período.

O plano de combate às perdas recebeu R$92 milhões no trimestre (-2,4% A/A), com redirecionamento de parte dos investimentos para telemedição, refletindo a priorização de soluções estruturais de controle de perdas.

Os investimentos em ativos não elétricos totalizaram R$61 milhões (-22,3% A/A). A linha de TI somou R$51 milhões (+26,2% A/A), impulsionada pelo avanço do programa de modernização do ambiente SAP, que entrou em fase de implantação. Em contrapartida, a linha de Demais investimentos recuou para R$8 milhões (-79,1% A/A), ante a concentração de obras de adequação de bases operativas no 3T25.

A Light Geração investiu R$20 milhões no trimestre, alta de +34,1% em relação ao 3T25, com destaque para os investimentos em reforma e modernização de equipamentos e sistemas nas usinas.

(1) Considera os créditos outorgados.

1.3 Endividamento

(R$ milhões)	3T26	3T25	Δ%	2T26	Δ%
Dívida Bruta Ajustada[1]	**8.090**	**7.894**	*2,5%*	**7.425**	*9,0%*
Curto Prazo	**344**	**1.273**	*-73,0%*	**492**	*-30,0%*
Em Moeda Nacional	329	364	*-9,5%*	490	*-32,8%*
Em Moeda Estrangeira	15	909	*-98,4%*	1	*930,1%*
Longo Prazo Ajustada	**7.746**	**6.621**	*17,0%*	**6.933**	*11,7%*
Em Moeda Nacional	6.433	5.317	*21,0%*	5.633	*14,2%*
Em Moeda Estrangeira	1.312	1.304	*0,6%*	1.300	*0,9%*
Dívida Bruta	**8.090**	**9.560**	*-15,4%*	**9.121**	*-11,3%*
Dívida Bruta Ajustada[1]	**8.090**	**7.894**	*2,5%*	**7.425**	*9,0%*
Dívida Conversível	**-**	**1.666**	*-*	**1.696**	*-*
Posição de Caixa	**2.186**	**2.642**	*-17,2%*	**1.855**	*17,9%*
Dívida Líquida Ajustada[1]	**5.904**	**5.253**	*12,4%*	**5.570**	*6,0%*
Dívida Líquida	**5.904**	**6.919**	*-14,7%*	**7.266**	*-18,8%*
Dívida Líquida / EBITDA 12M[2]	**2,24x**	**3,04x**	*-26,3%*	**2,85x**	*-21,2%*
Dólar (EOP)	**5,18**	**5,32**	*-2,6%*	**5,18**	*0,1%*
IPCA 12M	**4,58%**	**5,17%**	*-0,6 p.p.*	**4,64%**	*-0,1 p.p.*
CDI 12M	**14,42%**	**13,25%**	*1,2 p.p.*	**14,72%**	*-0,3 p.p.*

A dívida bruta ajustada da Companhia encerrou o 3T26 em R$8,1 bilhões, alta de +9,0% em relação ao 2T26. O movimento refletiu, essencialmente, a 1ª emissão de Notas Comerciais pela Light Distribuição, no montante de R$1,0 bilhão, e o *accrual* no trimestre dos juros das dívidas repactuadas, de R$181 milhões – o pagamento dos cupons ocorre no 2T e no 4T. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela amortização anual de principal e pagamento do cupom semestral das debêntures da Light Geração, no valor total de R$180 milhões, ocorridos em julho.

Na visão reportada, a dívida bruta recuou -11,3% no trimestre, refletindo a conversão em ações da totalidade da dívida conversível da Light S.A., nos termos do Plano de Recuperação Judicial. Com isso, as visões ajustada e reportada do endividamento passam a convergir a partir deste trimestre.

Ao final do trimestre, 95,7% da dívida bruta tinha vencimento no longo prazo.

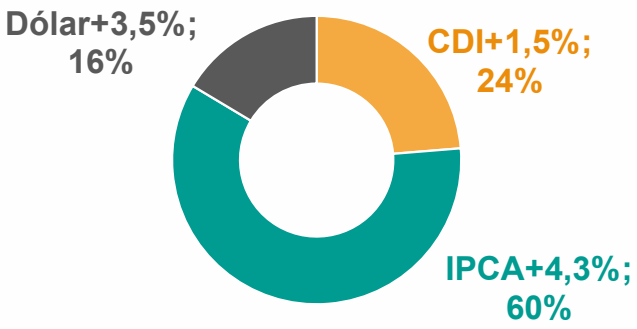
(1) Exclui o montante da dívida conversível nos períodos anteriores a conversão (até 2T26), tanto em moeda local quanto em moeda estrangeira; (2) Considera os indicadores conforme definidos nas respectivas escrituras das dívidas.

A posição de caixa consolidada ao final do 3T26 foi de R$2,2 bilhões, alta de +17,9% T/T e redução de -17,2% A/A. O crescimento no trimestre decorre do ingresso dos recursos das Notas Comerciais, parcialmente compensado pelos desembolsos com investimentos e o pagamento de duas parcelas, no valor total de R$328 milhões, para UTE Norte Fluminense, referente à quitação do acordo celebrado entre as partes no início de 2026 e com encerramento em dezembro de 2026.

Como resultado, a dívida líquida ajustada totalizou R$5,9 bilhões ao final do 3T26, alta de +6,0% T/T, refletindo a dinâmica do caixa do período e o *accrual* de juros da dívida repactuada. Na visão reportada, a dívida líquida recuou -18,8%, em razão da conversão da dívida conversível em ações. A relação dívida líquida / EBITDA ajustado dos últimos 12 meses para *covenants* foi de 2,24x, redução na comparação trimestral e anual, também refletindo a conversão.

No trimestre, a mudança no mix da dívida refletiu a emissão das Notas Comerciais, com o aumento da participação da parcela indexada por CDI+ representando 24% do total. Mesmo com essa ampliação, a predominância da dívida indexada ao IPCA (60% do total) mantém o perfil aderente às receitas do setor elétrico, conferindo um hedge natural ao serviço da dívida.

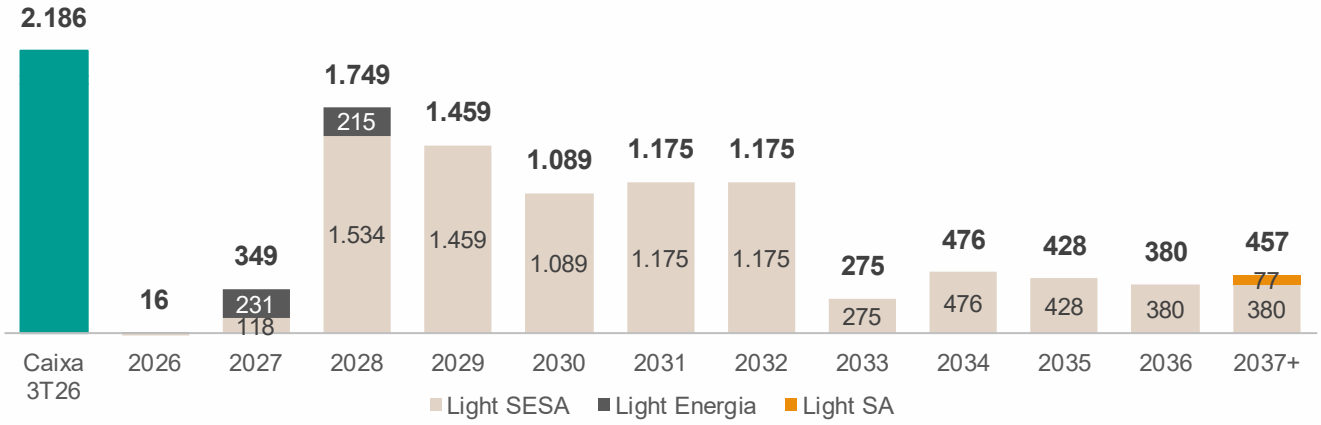
Dívida Reestruturada Ajustada por Indexador



A primeira amortização materialmente relevante da Companhia ocorre em 2028, no montante de R$1,7 bilhão. O cronograma reflete uma posição alinhada ao timing da próxima revisão tarifária da Light Distribuição.

Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Reestruturada

(R$ milhões)



2.0 Light Distribuição

2.1 Número de Consumidores

A distribuidora encerrou o 3T26 com 4,8 milhões de consumidores ativos (+3,6% vs. 3T25), conforme tabela abaixo:

(Milhares)	3T26	3T25	*Δ abs.*	*Δ%*
Número de Consumidores	**4.822**	**4.653**	169	*3,6%*
Residencial	**4.449**	**4.286**	163	*3,8%*
Comercial	**335**	**330**	5	*1,7%*
Industrial	**10**	**10**	0	*1,5%*
Rural	**5**	**5**	(0)	*-3,3%*
Outros	**23**	**23**	1	*3,2%*

2.2 Mercado de Energia Medido[1]

(GWh)	3T26	3T25	*Δ%*	9M26	9M25	*Δ%*
Energia Distribuída	**5.811**	**5.577**	*4,2%*	**18.727**	**18.828**	*-0,5%*
Residencial	**1.713**	**1.614**	*6,1%*	**6.069**	**6.016**	*0,9%*
Comercial	**1.798**	**1.705**	*5,4%*	**5.745**	**5.702**	*0,8%*
Industrial	**1.227**	**1.247**	*-1,6%*	**3.590**	**3.794**	*-5,4%*
Concessionárias	**292**	**215**	*35,9%*	**822**	**752**	*9,3%*
Outros	**781**	**796**	*-1,8%*	**2.500**	**2.564**	*-2,5%*
Cativo	**2.932**	**2.812**	*4,3%*	**9.992**	**10.166**	*-1,7%*
Residencial	1.713	1.614	*6,1%*	6.069	6.016	*0,9%*
Comercial	785	752	*4,5%*	2.531	2.628	*-3,7%*
Industrial	43	44	*-3,8%*	127	151	*-15,7%*
Outros	392	402	*-2,5%*	1.265	1.371	*-7,7%*
Uso de Rede / Livre	**2.587**	**2.551**	*1,4%*	**7.913**	**7.910**	*0,0%*
Comercial	1.013	954	*6,2%*	3.215	3.074	*4,6%*
Industrial	1.184	1.203	*-1,5%*	3.462	3.643	*-5,0%*
Outros	390	394	*-1,1%*	1.235	1.193	*3,5%*
Concessionárias	**292**	**215**	*35,9%*	**822**	**752**	*9,3%*

(1) Em razão do prazo de apuração do indicador ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados refletem prévias e podem sofrer alterações não materiais no próximo período.

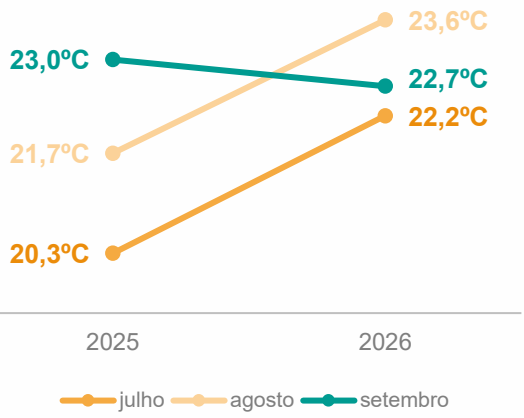
A energia distribuída totalizou 5.811 GWh no 3T26, avanço de +4,2% A/A. Dado o perfil das classes de consumo da área de concessão, a Companhia é impactada principalmente pelo efeito da temperatura, que na média do trimestre registrou crescimento de 1,1°C vs. 3T25, que havia sido o inverno mais rigoroso dos últimos anos. Esse crescimento foi impulsionado pelas variações dos meses de julho e agosto, que registraram temperaturas médias 1,9 °C mais quentes no A/A, favorecendo o consumo das classes residencial e comercial, que responderam por 82% do crescimento do trimestre.

Já no 9M26 a energia distribuída totalizou 18.727 GWh, queda de -0,5% A/A, em linha com a dinâmica da temperatura, que permaneceu praticamente estável em relação ao 9M25 (-0,1°C). Vale destacar que o crescimento do 3T26 compensou parte da retração de -2,6% do 6M26.

Na composição do mercado, o consumo cativo somou 2.932 GWh no 3T26 (+4,3% A/A), sustentado pelo desempenho da classe residencial e comercial, e o mercado livre totalizou 2.587 GWh (+1,4% A/A), refletindo o avanço do comercial, ainda beneficiado pela continuidade das migrações para o mercado livre.

Temperatura Média

24,4ºC (9M26)	**24,5**ºC (9M25)	-0,1ºC Δ A/A
22,8ºC (3T26)	**21,7**ºC (3T25)	+1,1ºC Δ A/A



No 9M26, o consumo cativo totalizou 9.992 GWh (-1,7% A/A), refletindo a queda de todas as classes, exceto a residencial, e o mercado livre totalizou 7.913 GWh, em linha com 9M25, com a retração da classe industrial sendo compensada pelo avanço do comercial.

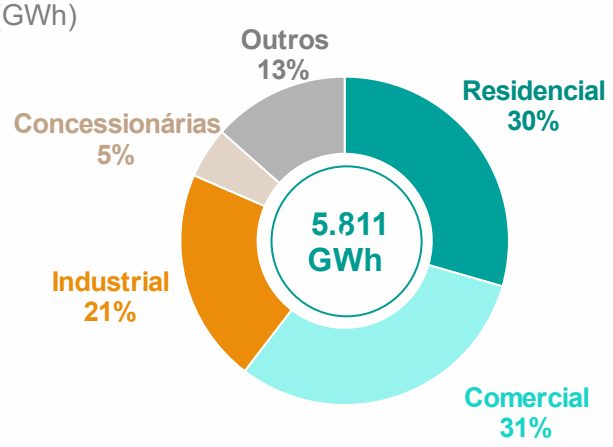
A classe residencial, principal mercado da Companhia (30% da energia distribuída), registrou 1.713 GWh no 3T26 (+6,1% A/A) e 6.069 GWh no 9M26 (+0,9% A/A), seguindo as tendências de variação da temperatura.

O Comercial somou 1.798 GWh no 3T26 (+5,4%) e 5.745 GWh no 9M26 (+0,8%), com avanço no cativo e no uso da rede no trimestre e, no acumulado, queda do cativo e alta do uso da rede, refletindo as migrações para o mercado livre.

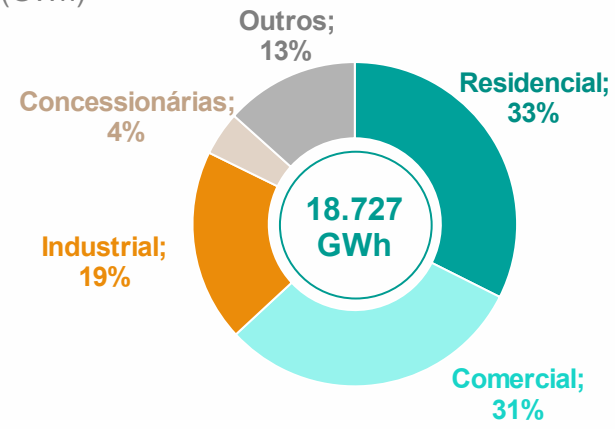
A classe Industrial somou 1.227 GWh no 3T26 (-1,6% A/A) e 3.590 GWh no 9M26 (-5,4% A/A), refletindo a desaceleração da produção siderúrgica e redução de consumo de grandes clientes.

As concessionárias somaram 292 GWh no trimestre (+35,9% A/A) e 822 GWh no acumulado (+9,3% A/A).

Energia Distribuída (3T26)
(GWh)

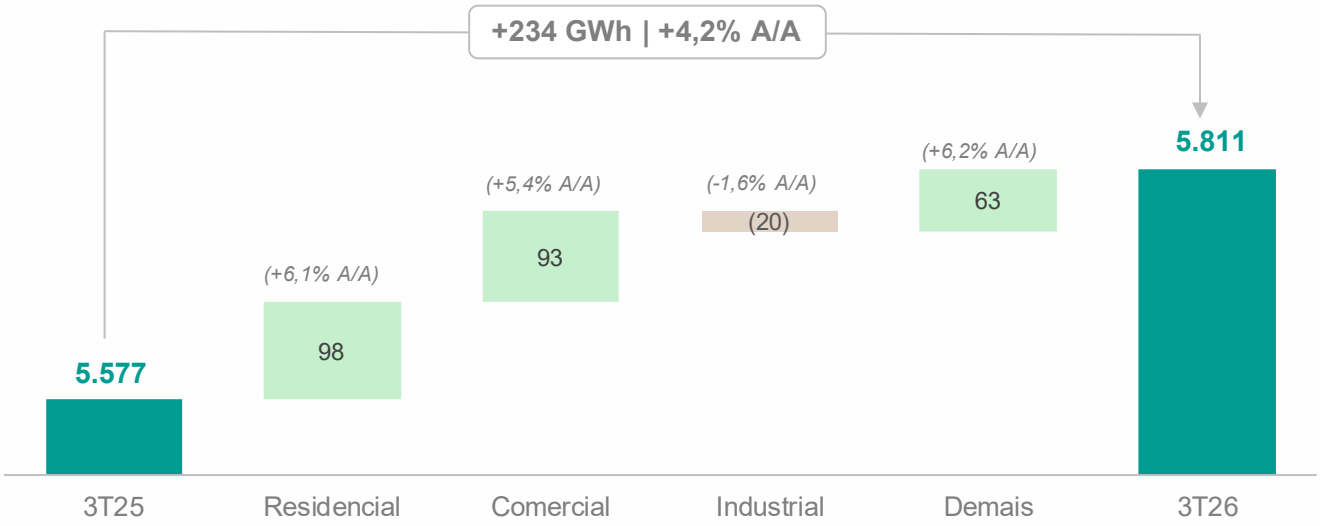


Energia Distribuída (9M26)
(GWh)



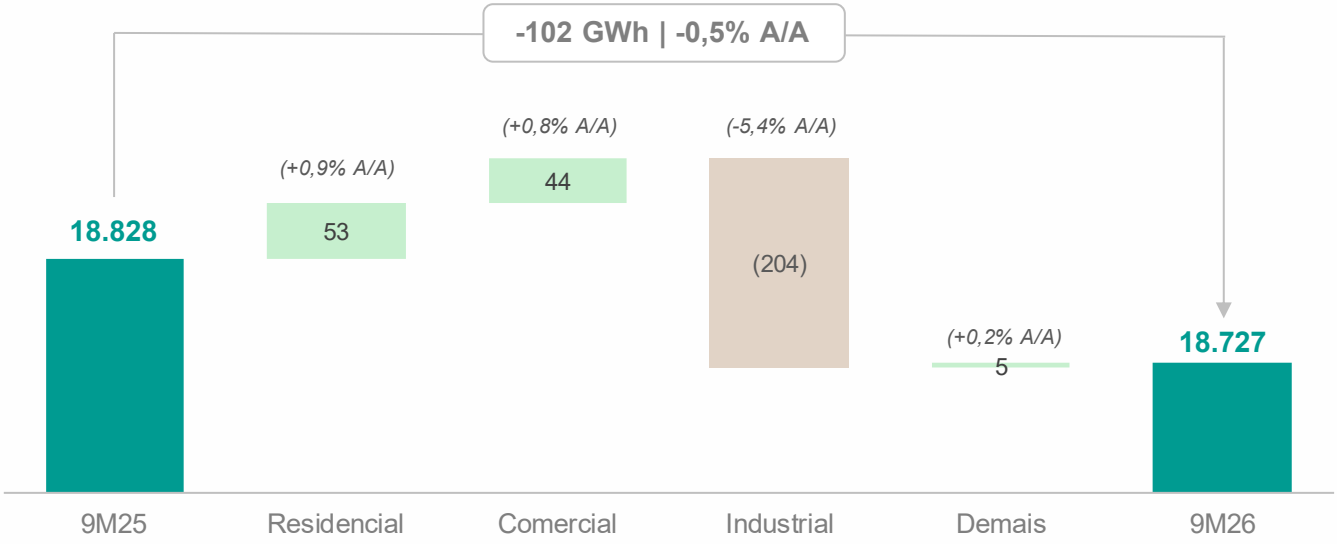
Vale destacar o descasamento entre a demanda contratada e o consumo de energia no período. Parte dos contratos do grupo A operam com consumo inferior ao contratado, como no caso de novas cargas, a exemplo de data centers, em fase de *ramp-up*, e de grandes clientes industriais do setor siderúrgico que reduziram o consumo ao longo do ano. Como a tarifa de uso da rede desses clientes é calculada sobre a demanda contratada, o efeito sobre a margem é distinto ao observado no volume de energia distribuída.

Energia Distribuída (3T26)
(GWh)



Energia Distribuída (9M26)

(GWh)



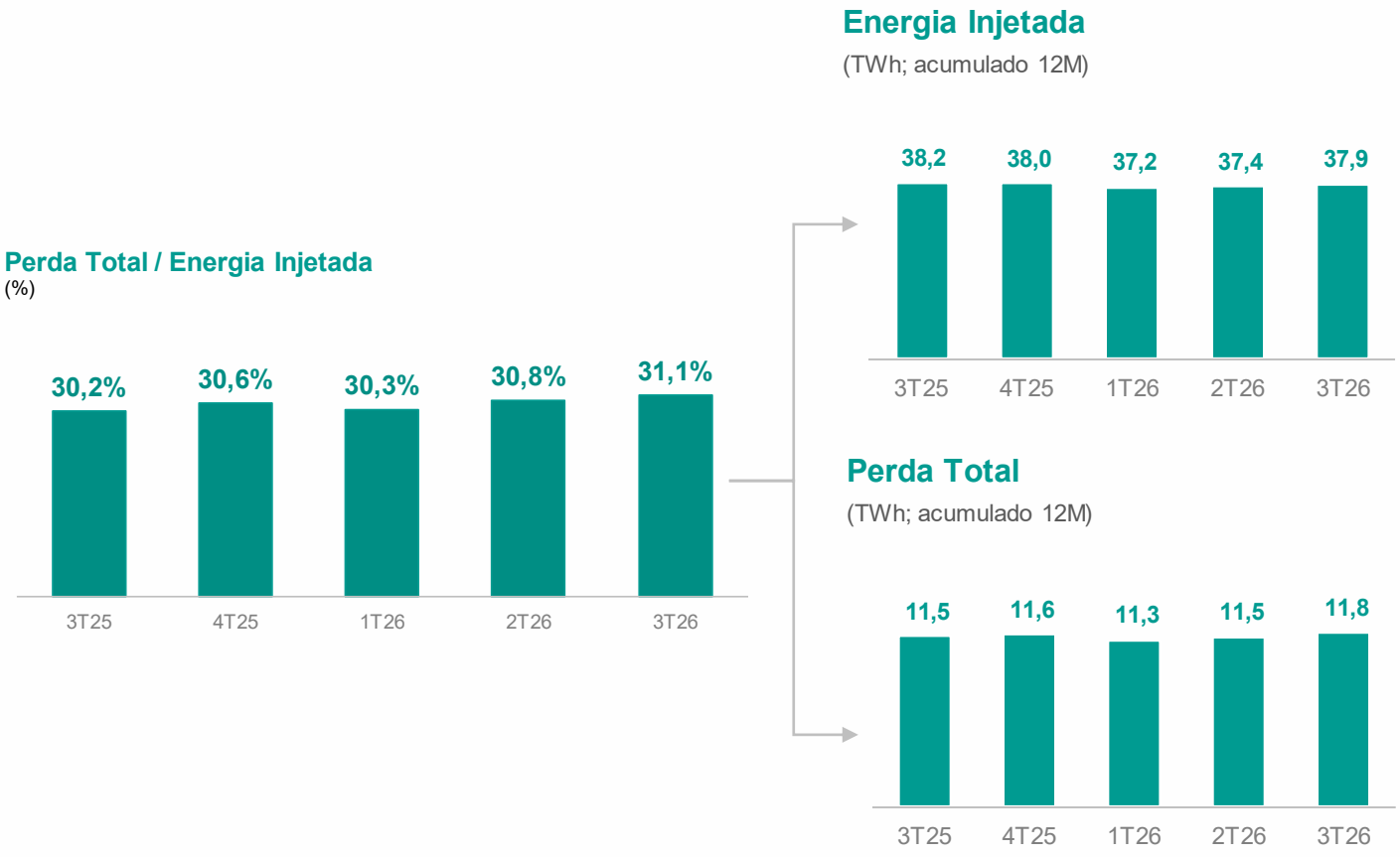
A energia injetada total, incluindo GD, foi de 8.473 GWh no 3T26 (+6,1% vs. 3T25), impulsionado pelo aumento da base de clientes e maior temperatura. No 9M26, a energia injetada total foi de 28.212 GWh, em linha com o 9M25.

(GWh)	3T26	3T25	*Δ%*	9M26	9M25	*Δ%*
Energia Injetada	**8.473**	**7.988**	*6,1%*	**28.212**	**28.325**	*-0,4%*
Injetada GD	**293**	**275**	*6,7%*	**918**	**784**	*17,0%*
Energia Injetada ex-GD	**8.180**	**7.713**	*6,1%*	**27.294**	**27.541**	*-0,9%*

2.3 Perdas

Desde o 2T26 a Companhia passou a divulgar todos os dados de perdas conforme a metodologia atualmente em curso no âmbito da ANEEL, implementada após a Consulta Pública 09, onde todas as análises ocorrem considerando os critérios de mercado e energia medida, em substituição ao mercado ou energia conforme faturamento, trazendo maior comparabilidade entre os parâmetros regulatórios e aqueles efetivamente observados pela Companhia no curso de sua operação.

Com base nessa metodologia, apresentamos abaixo a evolução do indicador:



No acumulado dos últimos 12 meses encerrados no 3T26, a perda total (PT) alcançou 11.781 GWh, controlada em um patamar de 30% sobre a energia injetada, reflexo da dinâmica de temperatura do período. A participação das Áreas de Risco no mix entre os perfis de regiões se manteve estável em cerca de 85%.

Do ponto de vista regulatório, a diferença entre a perda real e regulatória (perda não técnica reconhecida de 42,88%) impactou negativamente o EBITDA dos últimos 12 meses em aproximadamente R$1,1 bilhão.

2.4 Arrecadação

(%; acumulado 12M)	3T26	3T25	Δ A/A	2T26	Δ T/T
Arrecadação Total	**97,6%**	**97,9%**	*-0,3 p.p.*	**98,5%**	*-1,0 p.p.*
Varejo	**95,8%**	**96,5%**	*-0,6 p.p.*	**96,8%**	*-1,0 p.p.*
Grandes Clientes Privados	**101,2%**	**100,7%**	*0,5 p.p.*	**101,0%**	*0,1 p.p.*
Grandes Clientes Públicos	**100,5%**	**100,7%**	*-0,2 p.p.*	**103,4%**	*-2,9 p.p.*

A arrecadação total registrou 97,6% no 3T26, queda de -0,3 p.p. na comparação anual e de -1,0 p.p. frente ao 2T26, refletindo fatores pontuais e distintos por segmento.

No segmento Varejo, a taxa atingiu 95,8%, recuo de -0,6 p.p. frente ao mesmo período de 2025 e de -1,0 p.p. em relação ao 2T26. O resultado foi impactado pelo refaturamento de contas em decorrência do reajuste tarifário, com vencimentos postergados para períodos subsequentes. A Companhia segue atuando de forma tempestiva, mantendo seu fluxo contínuo de ações de cobrança voltadas à regularização de valores em aberto.

Nos segmentos de Grandes Clientes, o desempenho seguiu positivo na comparação anual, sustentado por resultados consistentes em negociações e pela continuidade das ações de recuperação de recebíveis. Grandes Clientes Privados atingiu 101,2%, alta de +0,5 p.p. na comparação anual, refletindo a recuperação de clientes adimplentes com vencimentos postergados em decorrência do reajuste tarifário. Grandes Clientes Públicos totalizou 100,5%, praticamente estável na comparação anual (-0,2 p.p.). O período refletiu refaturamentos e atrasos pontuais de clientes do Poder Público, parcialmente compensados pela regularização de pagamentos pendentes no trimestre. As taxas de Grandes Clientes Privados e Públicos mantiveram-se em patamares elevados, e a Companhia segue monitorando a dinâmica de pagamento do Poder Público, segmento que apresenta maior volatilidade ao longo do ano.

2.5 Qualidade

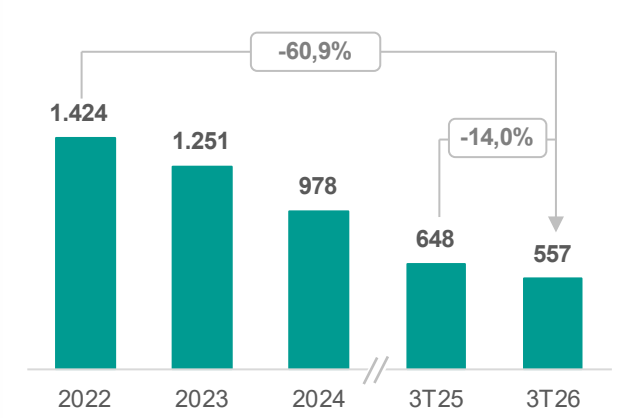
O Tempo Médio de Atendimento Emergencial (TMAE), principal referência da Companhia para medir a agilidade e a eficiência da operação de campo, atingiu 557 minutos no acumulado dos 12 meses encerrados em setembro de 2026. O resultado representa uma redução de -14,0% frente ao 3T25 e de -60,9% em relação a 2022. Os ganhos acumulados decorrem da primarização e da capacitação *multiskill* das equipes, além de ações de eficiência, como a roteirização automática nos Centros de Operação e o uso de motos no primeiro atendimento, em função do compromisso da companhia com a qualidade do serviço prestado.

Na comparação com o 2T26 (526 minutos, menor nível da série), o indicador incorporou os efeitos do vendaval de 29 de julho. O percentual de interrupções superiores a 24 horas encerrou o período em 4,0%, 14,1 p.p. abaixo de 2022 e 0,3 p.p. acima do 2T26 (3,7%), variação também associada à ventania do

trimestre. Excluindo as Áreas de Severa Restrição Operativa (ASRO), o indicador alcançou 1,9%, em linha com os resultados dos primeiros trimestres de 2026. Esse desempenho mantém a Light entre as distribuidoras de melhor desempenho operacional do setor nas regiões sob plena gestão da Companhia.

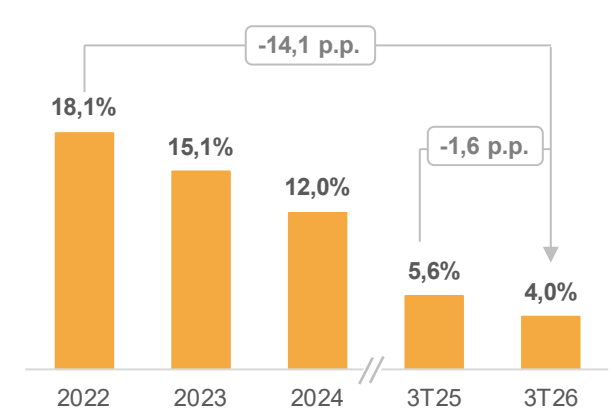
Tempo Médio de Atendimento Emergencial

(minutos; acumulado 12M)



Interrupções >24h

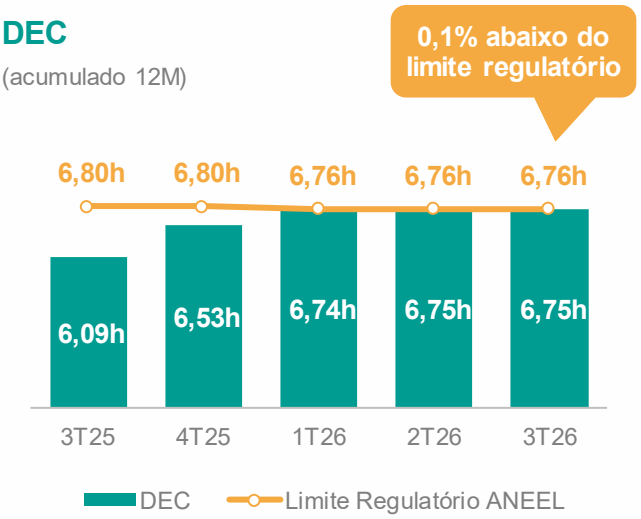
(%; acumulado 12M)



Os indicadores regulatórios de continuidade permaneceram dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL, mesmo com os eventos climáticos atípicos registrados desde o 4T25. O DEC atingiu 6,75h, 0,1% abaixo do limite de 6,76h e estável frente ao 2T26. O FEC encerrou em 3,74x, 16,1% abaixo do limite de 4,46x, ante 3,57x no trimestre anterior, preservando margem relevante em relação ao parâmetro regulatório mesmo diante das ocorrências extremas.

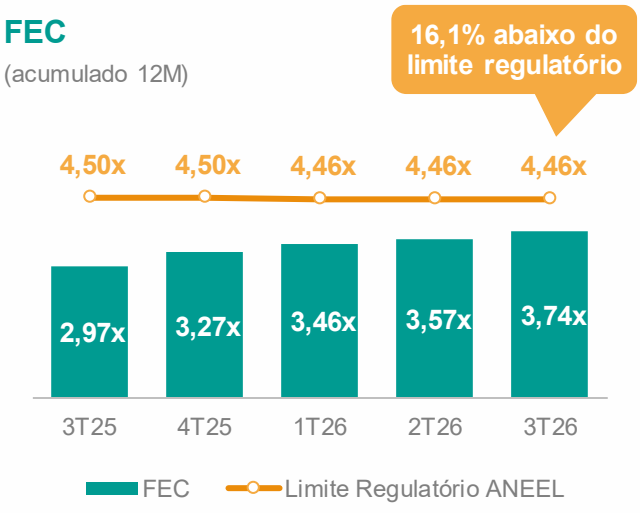
DEC

(acumulado 12M)



FEC

(acumulado 12M)



Em continuidade às ações iniciadas nos trimestres anteriores, a Companhia manteve os projetos de modernização e renovação de instalações. A estratégia de resposta a eventos severos, que articula manutenção, operação, gestão de recursos e inteligência meteorológica, foi consolidada no Plano Verão 2026. Em preparação para o *El Niño*, o plano prevê equipes adicionais em campo e realização antecipada de simulados de contingência. Somam-se a essas frentes os investimentos estruturantes programados para o ano, como a troca de transformadores, a instalação de novos religadores, a revitalização de trechos da rede subterrânea e o reforço da poda e da manutenção de rede. O objetivo é tornar a rede cada vez mais resiliente e sustentar a evolução dos indicadores de continuidade nos próximos ciclos.

A OPERAÇÃO NO VENDAVAL DE 29 DE JULHO

Linha do tempo da operação

Meio da tarde, cerca de 1h antes
Estágio de alerta

+20% equipes em campo

Pico do vendaval, final da tarde
Efetivo praticamente dobrado

~2x equipes

Durante a noite
Diagnóstico e primeiras manobras

Equipes direcionadas às áreas críticas

Até 12h · 70% dos clientes restabelecidos

Manhã do dia seguinte
Despacho massivo

4,6x equipes

Ao longo do dia
Contingência máxima

~5x equipes

Até 24h · 78% dos clientes restabelecidos

Legenda:

Operação em campo como múltiplo do contingente em uma situação típica.

Após um dia de calor atípico para o inverno, com máxima de 37 °C, a segunda maior temperatura para julho nos últimos dez anos, o encontro de uma frente fria com uma massa de ar quente e seco provocou rajadas de vento acima de 100 km/h em toda a área de concessão, com maior intensidade na Zona Oeste e na Baixada Fluminense.

A Light acionou o estágio de alerta cerca de uma hora antes do início do evento, ampliando em aproximadamente 20% o contingente em campo e mantendo equipes de prontidão. Com isso, a Companhia enfrentou o pico do vendaval, ao final da tarde, com o efetivo praticamente dobrado.

Durante a noite, a operação concentrou-se no reconhecimento dos danos, nas primeiras manobras e no direcionamento das equipes às regiões mais afetadas. A partir das 6h do dia seguinte, com o despacho massivo, o efetivo chegou a 4,6 vezes o da operação normal, aproximando-se de cinco vezes ao longo do dia.

Com essa mobilização, a Companhia restabeleceu o fornecimento a 70% dos clientes afetados em até 12 horas após o pico e a 78% em até 24 horas.

2.6 Margem Bruta

(R$ milhões)	3T26	3T25	*Δ%*	9M26	9M25	*Δ%*
Receita Bruta	**5.350**	**5.149**	***3,9%***	**18.551**	**15.611**	***18,8%***
Fornecimento de Energia	**4.562**	**4.007**	***13,8%***	**14.512**	**13.418**	***8,2%***
Residencial	2.264	1.864	*21,5%*	7.239	6.738	*7,4%*
Industrial	65	59	*10,1%*	179	194	*-7,7%*
Comercial	948	825	*14,8%*	2.789	2.799	*-0,4%*
Poder Público	306	264	*16,1%*	971	962	*0,9%*
Outros	119	118	*0,2%*	319	317	*0,8%*
Fornecimento Não Faturado	(157)	68	-	55	(56)	-
Uso de rede	1.017	809	*25,7%*	2.960	2.464	*20,1%*
Energia de Curto Prazo	**77**	**104**	***-26,0%***	**82**	**106**	***-22,3%***
Demais Receitas	**712**	**1.038**	***-31,4%***	**3.957**	**2.087**	***89,6%***
CVA	184	610	*-69,8%*	309	340	*-9,1%*
Receita de construção	354	287	*23,4%*	683	889	*-23,1%*
CDE	175	152	*15,3%*	574	495	*15,9%*
VNR	4	61	*-92,7%*	287	348	*-17,6%*
Rec. Não Faturada de Aporte	(22)	(100)	*-78,1%*	16	(64)	-
Outras receitas	16	28	*-41,9%*	2.088	80	*2506,3%*
Deduções	**(2.034)**	**(2.016)**	***0,9%***	**(8.356)**	**(5.832)**	***43,3%***
Receita Líquida	**3.316**	**3.133**	***5,8%***	**10.194**	**9.779**	***4,2%***
(-) Receita de construção	**354**	**287**	***23,4%***	**683**	**889**	***-23,1%***
Receita Líquida Ajustada	**2.962**	**2.846**	***4,1%***	**9.511**	**8.890**	***7,0%***
(+) Compra de Energia	**(2.086)**	**(1.959)**	***6,5%***	**(6.690)**	**(6.176)**	***8,3%***
Margem Bruta	**876**	**887**	***-1,2%***	**2.821**	**2.714**	***4,0%***
(-) VNR	**4**	**61**	***-92,7%***	**287**	**348**	***-17,6%***
Margem Bruta Caixa	**871**	**825**	***5,6%***	**2.535**	**2.366**	***7,1%***

A margem bruta caixa da Distribuidora alcançou R$871 milhões no 3T26, expansão de +5,6% A/A. O resultado foi impulsionado (i) pelo maior mercado (+4,2%), favorecido pelas temperaturas mais elevadas frente ao inverno rigoroso do 3T25; (ii) pelo reajuste de +1,28% da Parcela B em março de 2026; e (iii) pela maior demanda contratada pelos clientes do Grupo A, principalmente data centers. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela maior glosa de perdas, decorrente do aumento da perda não técnica sobre o mercado de baixa tensão no trimestre.

No 9M26, a margem bruta caixa da Distribuidora alcançou R$2.535 milhões, expansão de +7,1% A/A, impulsionada pelo reajuste de +1,28% da Parcela B em março de 2026 e pela maior demanda contratada pelos clientes do grupo A, principalmente os data centers e grandes clientes industriais.

A compra de energia registrou R$2.086 milhões no 3T26 (+6,5% A/A) e R$6.690 milhões no 9M26 (+8,3% A/A), impactada pelo maior preço médio de compra (pmix), parcialmente compensado pelo menor volume contratado. Cabe destacar que o efeito da compra de energia sobre a margem restringe-se apenas à parcela de perdas não reconhecida no modelo econômico vigente.

2.7 EBITDA

(R$ milhões)	3T26	3T25	*Δ%*	9M26	9M25	*Δ%*
Margem Bruta	**876**	**887**	*-1,2%*	**2.821**	**2.714**	*4,0%*
PMSO	**(335)**	**(352)**	*-5,0%*	**(958)**	**(893)**	*7,3%*
PECLD	**(134)**	**(70)**	*89,8%*	**(386)**	**(242)**	*59,6%*
Contingências	**(88)**	**(0)**	-	**(213)**	**(155)**	*37,9%*
Outras Rec./Desp. Oper.	**(190)**	**(37)**	*419,9%*	**(773)**	**(90)**	*756,9%*
EBITDA	**130**	**427**	*-69,6%*	**490**	**1.334**	*-63,3%*
VNR	**4**	**61**	*-92,7%*	**287**	**348**	*-17,6%*
Não recorrentes	**(190)**	**80**	-	**(773)**	**171**	-
Despesas RJ	(71)	(10)	*637,7%*	(181)	(2)	*7505,6%*
PECLD Refis	(21)	-	-	(376)	-	-
PECLD	-	50	-	-	194	-
Reversões Contingências	-	67	-	-	67	-
Baixa de Ativos/outros	(98)	(27)		(216)	(88)	
EBITDA Caixa Recorrente	**316**	**285**	*10,6%*	**977**	**815**	*19,8%*

No 3T26, o EBITDA Caixa Recorrente da Distribuidora atingiu R$316 milhões (+10,6% A/A), sustentado pela estabilidade da margem bruta e pela redução do PMSO no período. Ademais, houve o impacto positivo da normalização dos itens não recorrentes relacionados ao encerramento do processo de Recuperação Judicial e otimização de baixa de ativos, incluindo a RTP de 2027. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento das despesas com PECLD e contingências.

Já o EBITDA recuou para R$130 milhões (-69,6% A/A), impactado principalmente pelos efeitos não recorrentes anteriormente mencionados.

O PMSO somou R$335 milhões no 3T26 (-5,0% A/A), refletindo a queda das linhas de material e de serviços de terceiros, dado a primarização de determinadas atividades. No 9M26, o PMSO foi de R$958 milhões (+7,3% A/A), impactado, principalmente, pelo maior número de *headcount*.

A PECLD somou R$134 milhões no 3T26 e R$386 milhões no 9M26, avanços de 89,8% e 59,6% A/A, respectivamente. As variações refletem a base de comparação de 2025, beneficiada por reversões não recorrentes de R$50 milhões no 3T25 e de R$194 milhões no 9M25. Desconsiderados esses efeitos, a PECLD do trimestre teria crescido 11,0% A/A (R$134 milhões no 3T26 frente a R$120 milhões no 3T25), enquanto no acumulado do ano teria registrado redução de 11,4% (R$386 milhões no 9M26 frente a R$436 milhões no 9M25).

No 3T26, a linha de Contingências registrou provisão de R$88 milhões, frente a uma base praticamente nula no mesmo período de 2025. No acumulado de 9M26, o montante provisionado somou R$213 milhões, alta de +37,9% A/A. A comparação reflete, sobretudo, a base de 2025, que contou com reversão não recorrente de R$67 milhões no 3T25, decorrente da revisão da metodologia de provisionamento das ações cíveis recorrentes para adequá-la ao novo perfil da carteira de processos. Adicionalmente, o trimestre foi marcado pelo ingresso pontual de novas demandas associadas aos eventos climáticos do período, com destaque para o ocorrido em julho de 2026.

2.8 Resultado Financeiro

(R$ milhões)	3T26	3T25	*Δ%*	9M26	9M25	*Δ%*
Custo da Dívida	**(78)**	**(68)**	*15,1%*	**(437)**	**(168)**	*159,9%*
Encargos Líquidos	(103)	(96)	*6,6%*	(295)	(276)	*6,7%*
Δ Cambial e Monetária	25	32	*-19,7%*	(85)	103	-
Operações de Swap	(1)	-	-	(1)	-	
Aplicações Financeiras	38	66	*-41,9%*	72	185	
AVJ	(38)	(69)	*-45,5%*	(127)	(180)	*-29,6%*
Receita e Desp. Financeiras	**(29)**	**(108)**	*-72,8%*	**(140)**	**(215)**	*-34,7%*
Juros Parcelamento	11	17	*-33,0%*	36	47	*-24,5%*
Atualização de Contas do BP	(6)	14	-	(36)	(11)	*230,0%*
Atualização CVA	(1)	(20)	*-94,4%*	35	(81)	-
Outros	(33)	(119)	*-72,2%*	(175)	(170)	*3,1%*
Resultado Financeiro	**(107)**	**(176)**	*-38,9%*	**(577)**	**(383)**	*50,7%*

No 3T26, o resultado financeiro da Distribuidora foi negativo em R$107 milhões, melhora de 38,9% frente aos R$176 milhões negativos do 3T25, explicada principalmente pela base de comparação, que incluiu R$101,5 milhões em efeitos não recorrentes referentes a créditos de clientes (i) R$46,7 milhões do aditivo ao plano de RJ da SuperVia; e (ii) R$54,8 milhões de valor presente do parcelamento de contas do setor público na linha de Outros. Nos 9M26, o resultado foi negativo em R$577 milhões (R$383 milhões negativos nos 9M25), refletindo sobretudo a inversão da variação cambial e monetária, de R$103 milhões positivos para R$85 milhões negativos.

O custo da dívida somou R$78 milhões (+15,1% A/A). Os encargos líquidos totalizaram R$103 milhões (+6,6% A/A), acompanhando a evolução do principal da dívida repactuada, atualizado pelo IPCA e acrescido dos juros capitalizados (PIK) até 2025.

A variação cambial e monetária foi positiva em R$25 milhões frente aos R$32 milhões no 3T25. No 3T26, com o câmbio estável, o efeito decorreu da atualização monetária das debêntures indexadas ao IPCA. As aplicações financeiras renderam R$38 milhões frente aos R$66 milhões no 3T25, em razão do menor saldo médio de caixa A/A.

2.9 IR/CS e Resultado Líquido

A Light Distribuição registrou resultado positivo de IR/CS de R$92 milhões no 3T26, ante despesa de

R$42 milhões no 3T25, integralmente diferidos. No acumulado do ano, destaca-se o reconhecimento, no 1T26, de R$2,9 bilhões em créditos tributários diferidos, em função da renovação da concessão da Distribuidora.

A Distribuidora registrou prejuízo de R$128 milhões no 3T26, ante lucro de R$11 milhões no 3T25. O resultado refletiu principalmente a base de comparação das provisões para PECLD e contingências, que incluiu reversões não recorrentes no 3T25, conforme detalhado na seção de EBITDA, e a otimização de baixa de ativos, incluindo a RTP de 2027. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela melhora de R$68 milhões no resultado financeiro, de R$176 milhões negativos para R$107 milhões negativos, e pelo resultado positivo de IR/CS.

2.10 Endividamento

(R$ milhões)	3T26	3T25	*Δ%*	2T26	*Δ%*
Dívida Bruta	**7.586**	**6.268**	*21,0%*	**6.726**	*12,8%*
Curto Prazo	**103**	**132**	*-21,6%*	**237**	*-56,4%*
Em Moeda Nacional	89	118	*-25,2%*	235	*-62,4%*
Em Moeda Estrangeira	15	13	*11,5%*	1	*930,1%*
Longo Prazo	**7.482**	**6.136**	*21,9%*	**6.489**	*15,3%*
Em Moeda Nacional	6.178	4.840	*27,7%*	5.197	*18,9%*
Em Moeda Estrangeira	1.304	1.297	*0,6%*	1.292	*0,9%*
Posição de Caixa	**1.931**	**1.385**	*39,4%*	**330**	*484,6%*
Dívida Líquida	**5.655**	**4.883**	*15,8%*	**6.396**	*-11,6%*

A dívida bruta da Distribuidora encerrou o 3T26 em R$7,6 bilhões, alta de +12,8% frente ao 2T26 e de +21,0% A/A. A variação no trimestre reflete a 1ª emissão de Notas Comerciais no montante de R$1,0 bilhão (remuneração de CDI+2% ao ano, prazo de três anos e amortização linear a partir do 13º mês), cujos recursos serão destinados à manutenção da operação de distribuição, e o *accrual* de juros do período no valor de R$181 milhões – pagamento da maior parte dos cupons ocorre no 2T e no 4T.

Ao final do trimestre, 98,6% do endividamento encontrava-se no longo prazo, sendo a primeira amortização de principal programada para outubro de 2027 (referente às Notas Comerciais) e 82,6% do montante total estava atrelado à moeda nacional. A *duration* da dívida da Distribuição ficou em 4,45 anos.

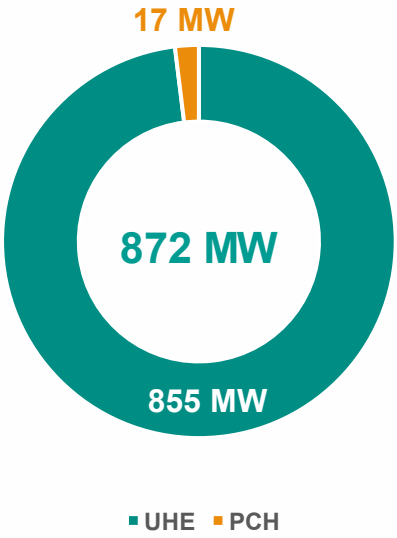
O caixa da Distribuidora encerrou o período em R$1,9 bilhão, refletindo o aporte de R$1,35 bilhão do aumento de capital, em julho, e os recursos das Notas Comerciais, parcialmente compensados pelos investimentos e o pagamento à UTE Norte Fluminense. Como resultado, a dívida líquida ficou em R$5,7 bilhões (-11,6% T/T).

3.0 Light Geração & Light Comercialização

3.1 Contexto Operacional

Portfólio de Geração

O portfólio de geração da Companhia soma 872 MW de capacidade instalada, 100% hidrelétrica e renovável, dos quais 855 MW pertencem à Light Geração, com cinco usinas hidrelétricas (Fontes Nova, Nilo Peçanha, Pereira Passos, Ilha dos Pombos e Santa Branca), e 17 MW à PCH Lajes, operada pela Lajes Energia.

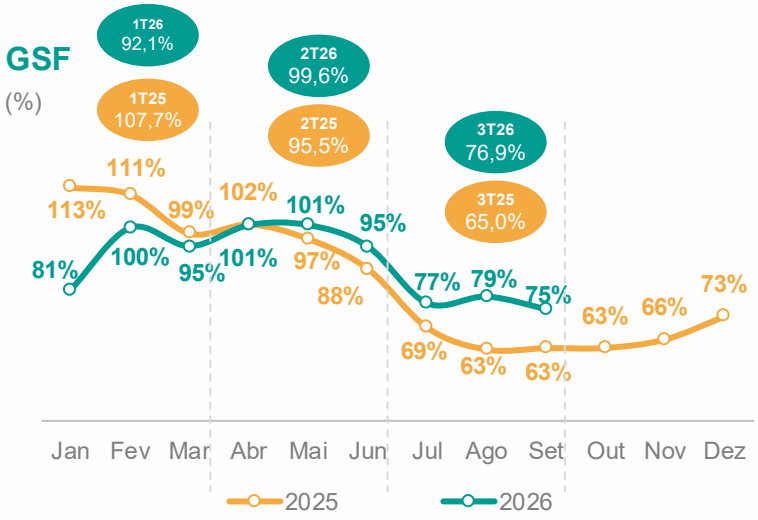


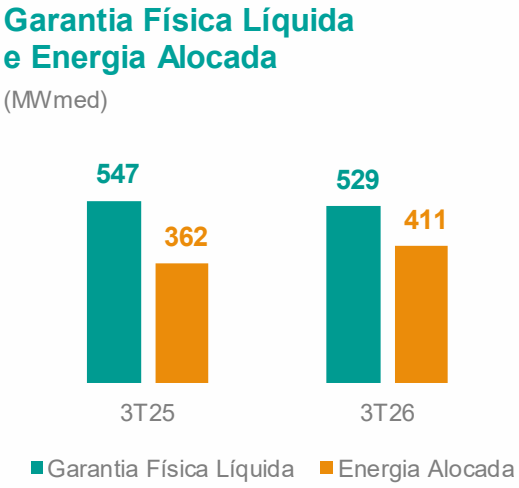
Cenário Hidrológico

A Energia Natural Afluente (ENA) apresentou comportamento acima da média histórica em grande parte das bacias hidrográficas relevantes ao longo do 3T26, contrastando com a maior preocupação hidrológica observada em alguns momentos de 2025. Os reservatórios dos principais subsistemas, especialmente o Sudeste/Centro-Oeste e Sul, mantiveram níveis de Energia Armazenada (EAR) relativamente elevados, refletindo o bom estoque hídrico acumulado desde o período úmido e reforçando a segurança do atendimento ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse desempenho contribuiu para preservar os níveis dos reservatórios e reduzir a necessidade de despacho térmico fora da ordem de mérito.

Como consequência, o GSF registrou 76,9% no 3T26, melhora de 11,9 p.p. frente aos 65,0% do 3T25, reflexo da normalização das afluências e da recuperação dos reservatórios. A estratégia de sazonalização adotada pela Companhia manteve concentração da alocação no segundo semestre, em linha com o perfil histórico de afluências do SIN e com o padrão executado em 2025.

A Energia Alocada da Companhia no 3T26 totalizou 411 MWmed, crescimento de 49 MWmed em relação aos 362 MWmed registrados no 3T25, a despeito de Garantia Física Líquida inferior no período (529 MWmed no 3T26 frente a 547 MWmed no 3T25). O avanço do volume alocado, mesmo com menor Garantia Física Líquida, é explicado pela melhora do GSF no período.



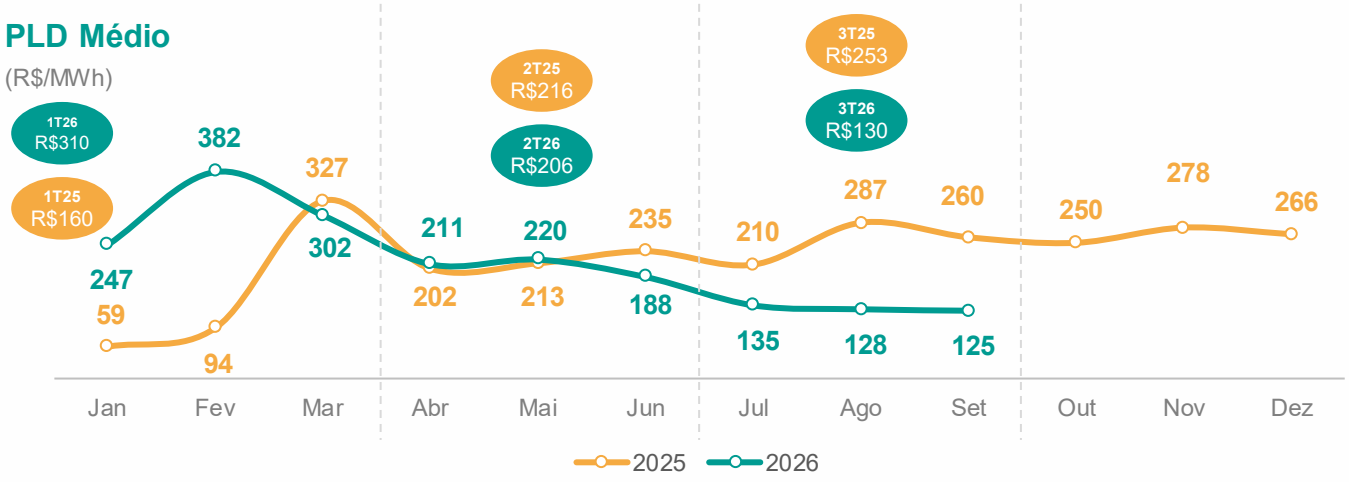


Cenário de Preços

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio registrou R$130/MWh no 3T26, redução de -48,7% frente aos R$253/MWh verificados no 3T25, reflexo das condições hidrológicas mais favoráveis e dos elevados níveis de armazenamento preservados ao longo do período, com as afluências próximas às médias históricas. Essa queda do PLD contribuiu para a reversão da posição da companhia no mercado de curto prazo (Spot), encerrando o trimestre com saldo positivo no MCP (venda de 29 MWmed a R$130/MWh), ao contrário do 3T25, quando atuou como compradora líquida em um ambiente de preços substancialmente mais alto (compra de 18 MWmed a R$253/MWh).

Em contrapartida, no 9M26 o PLD médio registrou R$216/MWh, crescimento de 2,8% frente aos R$210/MWh verificados no 9M25, impactado pelo maior PLD do 1T26, que foi impulsionado pelo atraso no início do período úmido e pela nova parametrização dos modelos do setor, que se tornaram mais avessos ao risco hidrológico. Esse maior PLD favoreceu a posição de venda da companhia no curto prazo.

Adicionalmente, o maior GSF contribuiu para a redução da necessidade de compras no ACL para cumprimento dos contratos de venda, tanto no trimestre quanto no acumulado do ano.



Nota: O GSF é um indicador sistêmico, correspondente à razão entre a geração efetiva do conjunto de usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e a garantia física total desse conjunto – ex: quando o GSF se posiciona abaixo de 100%, a energia alocada é proporcionalmente reduzida para todos os participantes do mecanismo, independentemente do desempenho individual de cada ativo.

Geração de Energia

A geração líquida foi de 862 GWh no 3T26 (+2,2% A/A) e de 2.760 GWh no 9M26 (+4,6% A/A), impulsionada pelo crescimento da Light Geração, dado a melhora do cenário hidrológico, com elevação do GSF.

(GWh)	3T26	3T25	*Δ%*	9M26	9M25	*Δ%*
Energia Gerada	**862**	**843**	*2,2%*	**2.760**	**2.640**	*4,6%*
UHE	**823**	**805**	*2,3%*	**2.655**	**2.527**	*5,1%*
PCH	**38**	**38**	*0,7%*	**105**	**114**	*-7,5%*

Comercialização de Energia

A Light Comercialização, comercializadora do grupo, registrou volume comercializado de 2.523 GWh no 3T26, praticamente estável em relação ao 3T25 (+0,4% A/A). Apesar da estabilidade frente o ano anterior, houve uma melhora no mix comercializado, com recuo da energia convencional em -7,2% A/A e avanço da energia incentivada em +57,7% A/A, passando a representar 18,3% do mix de vendas no trimestre, ante 11,7% no 3T25.

No 9M26 o volume comercializado foi de 6.946 GWh, avanço de 19,5% A/A, impulsionado pelo crescimento nas duas fontes de energia. No acumulado do ano também pode-se observar uma melhora no mix comercializado, com a energia incentivada passando a representar 16,6% do mix de vendas, ante 13,1% no 9M25.

(GWh)	3T26	3T25	*Δ%*	9M26	9M25	*Δ%*
Energia Comercializada	**2.523**	**2.513**	*0,4%*	**6.946**	**5.814**	*19,5%*
Convencional	**2.061**	**2.221**	*-7,2%*	**5.790**	**5.052**	*14,6%*
Incentivada	**461**	**293**	*57,7%*	**1.155**	**762**	*51,6%*

O resultado reflete a continuidade da estratégia de expansão do portfólio da comercializadora, com destaque para o crescimento da energia incentivada, sustentada pela ampliação da base de unidades consumidoras atendidas, pelas iniciativas comerciais implementadas e pelos investimentos em sistemas e tecnologia dedicados à operação. A carteira apresenta diversificação setorial relevante, com presença nos segmentos de telecomunicações, varejo alimentar, logística, agronegócio, educação e serviços, e concentração em contrapartes de melhor classificação de risco.

A Companhia encerrou o trimestre com posição contratual sólida e exposição controlada, sustentada pelo monitoramento contínuo dos riscos hidrológicos e de preço, o que confere previsibilidade à geração de caixa do segmento e preserva a capacidade de captura de oportunidades comerciais nos próximos períodos.

3.2 Desempenho Financeiro

(R$ milhões)	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Receita Líquida	**476**	**516**	***-7,8%***	**1.466**	**1.097**	***33,6%***
Energia Comprada	**(336)**	**(394)**	***-14,6%***	**(922)**	**(691)**	***33,5%***
Efeito Marcação a Mercado	**117**	**(17)**	**-**	**54**	**121**	***-55,3%***
Margem Bruta	**257**	**105**	***143,7%***	**598**	**527**	***13,5%***
Margem Bruta Caixa[1]	**140**	**123**	***14,0%***	**544**	**407**	***33,9%***
PMSO	**(26)**	**(23)**	***13,8%***	**(78)**	**(65)**	***19,4%***
Contingências	**(0,2)**	**4**	**-**	**(1)**	**4**	**-**
Outras Rec./Desp. Operacionais	**(6)**	**(5)**	***24,3%***	**(36)**	**(6)**	***494,9%***
EBITDA	**224**	**81**	***177,2%***	**483**	**460**	***5,0%***
(-) Efeito MtM Light COM.	**117**	**(17)**	**-**	**54**	**121**	***-55,3%***
(-) Não recorrentes	**(6)**	**(5)**	***24,3%***	**(36)**	**(6)**	***494,9%***
(-) Despesas RJ	(6)	(4)	*36,9%*	(23)	(5)	*334,0%*
(-) Baixa de Ativos/outros	(0)	(1)	*-51,9%*	(14)	(1)	*1448,4%*
EBITDA Caixa Recorrente[2]	**113**	**103**	***9,9%***	**465**	**345**	***34,8%***

A Margem Bruta Caixa dos segmentos de Geração e Comercialização (ex-MTM) foi de R$140 milhões no 3T26 (+14,0% A/A), impulsionada pela melhor margem da geradora (+R$23 milhões A/A), dado o maior volume de energia gerada (+2,2% A/A), pela elevação do GSF (77% no 3T26 vs. 65% no 3T25), que elevou a Energia Alocada em 49 MWmed e reduziu as compras no ACL em 70 MWmed. Em adição, o menor PLD (R$130/MWh no 3T26 vs. R$253/MWh no 3T25) contribuiu para a reversão da posição da companhia no mercado de curto prazo, passando de compradora (-18 MWmed a R$253/MWh) para vendedora (+29 MWmed a R$130/MWh). Em contrapartida a margem da comercializadora contribuiu negativamente em R$6 milhões no resultado, dado a redução dos preços médios.

No 9M26, a Margem Bruta Caixa (ex-MTM) foi de R$544 milhões (+33,9% A/A), também impulsionada pela melhor margem da geradora (+R$115 milhões A/A), dado o maior volume de energia gerada (+4,6% A/A), a elevação do GSF (90% no 9M26 vs. 89% no 9M25) e o maior PLD (R$216/MWh no 9M26 vs. R$210/MWh no 9M25). Além disso, a margem do ano também foi impactada pela indenização dos ativos de transmissão operados pela Light Geração, registrada no 1T26 (+R$46 milhões) e pela melhor margem da Light Comercialização (+R$23 milhões), dado o maior volume comercializado e crescimento da energia incentivada, que contribuiu para um melhor mix.

(1) Exclui efeito da marcação a mercado dos contratos da Light Comercialização (“MTM da COM”) (2) Exclui MTM e itens não recorrentes.

As despesas de PMSO totalizaram R$26 milhões no 3T26 (+13,8% A/A) e R$78 milhões no 9M26 (+19,4% A/A), refletindo o crescimento e a estruturação das operações comerciais e o avanço dos custos de pessoal na geradora. Como resultado, o EBITDA Caixa Recorrente das operações combinadas atingiu R$113 milhões no 3T26 (+9,9% A/A) e R$465 milhões no 9M26 (+34,8% A/A), reflexo da expansão da Margem Bruta Caixa e do equilíbrio entre crescimento de receita e custos do segmento.

3.3 Resultado Financeiro

(R$ milhões)	3T26	3T25	*Δ%*	9M26	9M25	*Δ%*
Custo da Dívida	**(2)**	**(34)**	*-94,6%*	**(36)**	**51**	-
Encargos Líquidos	(9)	(28)	*-66,6%*	(100)	(80)	*24,2%*
Δ Cambial e Monetária	2	15	*-86,0%*	(11)	94	-
Operações de Swap	2	(55)	-	2	(55)	-
Aplicações Financeiras	3	34	*-90,6%*	70	94	*-26,2%*
AVJ e MTM de Swaps	-	(1)	-	3	(2)	-
Receita e Desp. Financeiras	**12**	**14**	*-11,3%*	**29**	**17**	*74,9%*
Atualização de Contas do BP	(1)	0	-	(2)	(1)	*212,9%*
Outros	13	14	*-4,3%*	31	17	*79,8%*
Resultado Financeiro	**11**	**(20)**	-	**(7)**	**68**	-

O resultado financeiro das operações de Geração e Comercialização foi positivo em R$11 milhões no 3T26, revertendo o resultado negativo de R$20 milhões registrado no 3T25.

A evolução reflete o novo perfil de endividamento após a liquidação das Notes e dos swaps associados, em junho de 2026. No 3T25, as operações de swap haviam gerado impacto negativo de R$55 milhões. Os encargos líquidos recuaram -66,6% A/A, para R$9 milhões, refletindo o menor saldo de dívida após a liquidação das Notes e a amortização anual das debêntures em julho. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo menor rendimento de aplicações financeiras, que passou de R$34 milhões para R$3 milhões em razão do menor saldo médio de caixa.

Nos 9M26, o resultado financeiro foi negativo em R$7 milhões, ante R$68 milhões positivos nos 9M25, refletindo os efeitos da liquidação das Notes e dos swaps no 2T26 e o menor rendimento de aplicações financeiras.

3.4 Resultado Líquido

As operações combinadas de Light Geração e Comercialização registraram lucro líquido reportado de R$148 milhões no 3T26, ante R$21 milhões no 3T25. O resultado foi beneficiado pelo efeito positivo de R$117 milhões da marcação a mercado dos contratos da comercializadora, reflexo de nova contratação de energia celebrada em setembro de 2026, frente ao efeito negativo de R$17 milhões no 3T25, e pela reversão do resultado financeiro, conforme detalhado na seção anterior.

3.5 Endividamento

	3T26	3T25	Δ%	2T26	Δ%
Dívida Bruta	**473**	**1.600**	*-70,4%*	**668**	*-29,2%*
Curto Prazo	**241**	**1.141**	*-78,9%*	**255**	*-5,6%*
Em Moeda Nacional	241	245	*-1,8%*	255	*-5,6%*
Em Moeda Estrangeira	-	896	-	-	-
Longo Prazo	**232**	**459**	*-49,4%*	**413**	*-43,8%*
Em Moeda Nacional	232	459	*-49,4%*	413	*-43,8%*
Em Moeda Estrangeira	-	-	-	-	-
Posição de Caixa	**64**	**1.112**	*-94,2%*	**191**	*-66,6%*
Dívida Líquida	**409**	**488**	*-16,2%*	**477**	*-14,2%*
Dív. Líq. / EBITDA Ajust. 12M	**0,80x**	**1,01x**	*-20,3%*	**0,97x**	*-17,6%*

A dívida bruta da Light Geração encerrou o 3T26 em R$473 milhões, redução de -29,2% em relação ao 2T26 e de -70,4% em relação ao 3T25. A queda no trimestre reflete, principalmente, o pagamento do cupom e a amortização anual da 7ª emissão de debêntures, ocorrido em julho de 2026, no valor total de R$180 milhões. O endividamento dessa operação permaneceu 100% atrelado à moeda nacional, e a dívida de curto prazo, de R$241 milhões, concentrou a parcela de amortização prevista para julho de 2027.

A posição de caixa encerrou o trimestre em R$64 milhões, ante R$191 milhões no 2T26 (-66,6% T/T), reflexo do serviço da dívida e a amortização realizada no período.

Como resultado, a dívida líquida totalizou R$409 milhões, redução de -14,2% T/T e de -16,2% A/A. A alavancagem, medida pela relação dívida líquida sobre EBITDA ajustado 12 meses, encerrou o trimestre em 0,80x, ante 0,97x no 2T26.

Anexo I – Conciliação do EBITDA

Light S.A. (Consolidado)

(R$ milhões)	3T26	3T25	*ΔR$*	*Δ%*	9M26	9M25	*ΔR$*	*Δ%*
Lucro Líquido	**(56)**	**33**	**(89)**	-	**2.513**	**400**	**2.113**	*527,6%*
(-) IR/CS	(38)	(35)	(3)	*9,7%*	(148)	(96)	(52)	*54,1%*
(-) IR/CS diferido	62	(16)	78	-	3.098	(245)	3.343	-
EBT	**(80)**	**84**	**(163)**	-	**(436)**	**742**	**(1.178)**	-
(-) Depreciação e Amortização	(279)	(233)	(46)	*19,9%*	(761)	(681)	(80)	*11,8%*
(-) Resultado Financeiro	(76)	(178)	102	*-57,1%*	(556)	(270)	(286)	*106,0%*
EBITDA	**276**	**494**	**(219)**	*-44,2%*	**880**	**1.692**	**(812)**	*-48,0%*
(-) VNR	4	61	(57)	*-92,7%*	287	348	(61)	*-17,6%*
(-) Efeito MtM Light COM.	117	(17)	134	-	54	121	(67)	*-55,3%*
(-) Equivalência Patrimonial	(7)	(30)	23	*-75,5%*	(22)	(51)	29	*-57,0%*
(-) Não recorrentes	(271)	89	(360)	-	(890)	120	(1.010)	-
(-) Despesas RJ	(152)	(31)	(121)	*397,3%*	(292)	(103)	(189)	*183,9%*
(-) PECLD Refis	(21)	-	(21)	-	(376)	-	(376)	-
(-) PECLD	-	50	(50)	-	-	194	(194)	-
(-) Reversões Contingências	-	67	(67)	-	-	67	(67)	-
(-) Baixa de Ativos/outros	(98)	2	(100)	-	(222)	(38)	(184)	*481,6%*
EBITDA Caixa Recorrente	**432**	**391**	**41**	*10,5%*	**1.452**	**1.155**	**297**	*25,7%*

Anexo I – Conciliação do EBITDA (cont.)

Light Distribuição

(R$ milhões)	3T26	3T25	*ΔR$*	*Δ%*	9M26	9M25	*ΔR$*	*Δ%*
Lucro Líquido	**(128)**	**11**	**(138)**	**-**	**2.334**	**171**	**2.163**	***1264,1%***
(-) IR/CS	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) IR/CS diferido	92	(42)	134	-	3.074	(200)	3.274	-
EBT	**(220)**	**53**	**(273)**	**-**	**(739)**	**371**	**(1.111)**	**-**
(-) Depreciação e Amortização	(242)	(198)	(44)	*22,2%*	(653)	(580)	(73)	*12,6%*
(-) Resultado Financeiro	(107)	(176)	68	*-38,9%*	(577)	(383)	(194)	*50,7%*
EBITDA	**130**	**427**	**(297)**	***-69,6%***	**490**	**1.334**	**(844)**	***-63,3%***
(-) VNR	4	61	(57)	*-92,7%*	287	348	(61)	*-17,6%*
(-) Não recorrentes	(190)	80	(271)	-	(773)	171	(944)	-
(-) Despesas RJ	(71)	(10)	(61)	*637,7%*	(181)	(2)	(178)	*7505,6%*
(-) PECLD Refis	(21)	-	(21)	-	(376)	-	(376)	-
(-) PECLD	-	50	(50)	-	-	194	(194)	-
(-) Reversões Contingências	-	67	(67)	-	-	67	(67)	-
(-) Baixa de Ativos/outros	(98)	(27)	(71)	*263,9%*	(216)	(88)	(128)	*146,2%*
EBITDA Caixa Recorrente	**316**	**285**	**30**	***10,6%***	**977**	**815**	**161**	***19,8%***

Light Geração & Comercialização

(R$ milhões)	3T26	3T25	*ΔR$*	*Δ%*	9M26	9M25	*ΔR$*	*Δ%*
Lucro Líquido	**148**	**21**	**127**	***614,7%***	**272**	**291**	**(19)**	***-6,5%***
(-) IR/CS	(23)	(33)	10	*-29,0%*	(130)	(94)	(36)	*38,2%*
(-) IR/CS diferido	(31)	26	(56)	-	24	(45)	69	-
EBT	**202**	**28**	**174**	***623,0%***	**378**	**430**	**(52)**	***-12,1%***
(-) Depreciação e Amortização	(33)	(33)	0	*0,0%*	(98)	(98)	(1)	*0,6%*
(-) Resultado Financeiro	11	(20)	31	-	(7)	68	(75)	-
EBITDA	**224**	**81**	**143**	***177,2%***	**483**	**460**	**23**	***5,0%***
(-) Efeito MtM Light COM.	117	(17)	134	-	54	121	(67)	*-55,3%*
(-) Não recorrentes	(6)	(5)	(1)	*24,3%*	(36)	(6)	(30)	*494,9%*
(-) Despesas RJ	(6)	(4)	(2)	*36,9%*	(23)	(5)	(17)	*334,0%*
(-) Baixa de Ativos/outros	(0)	(1)	0	*-51,9%*	(14)	(1)	(13)	*1448,4%*
EBITDA Caixa Recorrente	**113**	**103**	**10**	***9,9%***	**465**	**345**	**120**	***34,8%***

Anexo II – DRE da Distribuidora

(R$ milhões)	3T26	3T25	ΔR$	Δ%	9M26	9M25	ΔR$	Δ%
Receita Líquida[1]	**2.962**	**2.846**	**116**	***4,1%***	**9.511**	**8.890**	**621**	***7,0%***
Energia Comprada	**(2.086)**	**(1.959)**	**(127)**	***6,5%***	**(6.690)**	**(6.176)**	**(514)**	***8,3%***
Margem Bruta	**876**	**887**	**(11)**	***-1,2%***	**2.821**	**2.714**	**107**	***4,0%***
VNR	**4**	**61**	**(57)**	***-92,7%***	**287**	**348**	**(61)**	***-17,6%***
Margem Bruta Caixa	**871**	**825**	**46**	***5,6%***	**2.535**	**2.366**	**168**	***7,1%***
PMSO	**(335)**	**(352)**	**18**	***-5,0%***	**(958)**	**(893)**	**(65)**	***7,3%***
PECLD	**(134)**	**(70)**	**(63)**	***89,8%***	**(386)**	**(242)**	**(144)**	***59,6%***
Contingências	**(88)**	**(0)**	**(87)**	**-**	**(213)**	**(155)**	**(59)**	***37,9%***
Outras Rec./Desp. Oper.	**(190)**	**(37)**	**(154)**	***419,9%***	**(773)**	**(90)**	**(683)**	***756,9%***
EBITDA	**130**	**427**	**(297)**	*-69,6%*	**490**	**1.334**	**(844)**	*-63,3%*
VNR	**4**	**61**	**(57)**	***-92,7%***	**287**	**348**	**(61)**	***-17,6%***
Não recorrentes	**(190)**	**80**	**(271)**	**-**	**(773)**	**171**	**(944)**	**-**
(-) Despesas RJ	(71)	(10)	(61)	*637,7%*	(181)	(2)	(178)	*7505,6%*
(-) PECLD Refis	(21)	-	(21)	-	(376)	-	(376)	-
(-) PECLD	-	50	(50)	-	-	194	(194)	-
(-) Reversões Contingências	-	67	(67)	-	-	67	(67)	-
(-) Baixa de Ativos/outros	(98)	(27)	(71)	*263,9%*	(216)	(88)	(128)	*146,2%*
EBITDA Caixa Recorrente	**316**	**285**	**30**	*10,6%*	**977**	**815**	**161**	*19,8%*
Depreciação e Amortização	**(242)**	**(198)**	**(44)**	***22,2%***	**(653)**	**(580)**	**(73)**	***12,6%***
Resultado Financeiro	**(107)**	**(176)**	**68**	***-38,9%***	**(577)**	**(383)**	**(194)**	***50,7%***
Receita Financeira	106	129	(22)	*-17,4%*	330	339	(9)	*-2,6%*
Despesa Financeira	(214)	(305)	91	*-29,8%*	(907)	(722)	(185)	*25,7%*
IR/CS	**92**	**(42)**	**134**	**-**	**3.074**	**(200)**	**3.274**	**-**
IR/CS	-	-	-	-	-	-	-	-
IR/CS Diferido	92	(42)	134	-	3.074	(200)	3.274	-
Lucro Líquido	**(128)**	**11**	**(138)**	**-**	**2.334**	**171**	**2.163**	*1264,1%*

(1) Exclui receita de construção.

Anexo III – DRE da Geradora e Comercializadora

(R$ milhões)	3T26	3T25	ΔR$	Δ%	9M26	9M25	ΔR$	Δ%
Receita Líquida	**476**	**516**	**(41)**	**-7,8%**	**1.466**	**1.097**	**369**	**33,6%**
Energia Comprada	(336)	(394)	58	-14,6%	(922)	(691)	(231)	33,5%
Efeito Marcação a Mercado	117	(17)	134	-	54	121	(67)	-55,3%
Margem Bruta	**257**	**105**	**152**	**143,7%**	**598**	**527**	**71**	**13,5%**
Margem Bruta Caixa[1]	**140**	**123**	**17**	**14,0%**	**544**	**407**	**138**	**33,9%**
PMSO	(26)	(23)	(3)	13,8%	(78)	(65)	(13)	19,4%
Contingências	(0,2)	4	(4)	-	(1)	4	(5)	-
Outras Rec./Desp. Oper.	(6)	(5)	(1)	24,3%	(36)	(6)	(30)	494,9%
EBITDA	**224**	**81**	**143**	177,2%	**483**	**460**	**23**	5,0%
Efeito Marcação a Mercado	117	(17)	134	-	54	121	(67)	-55,3%
Não recorrentes	(6)	(5)	(1)	24,3%	(36)	(6)	(30)	494,9%
(-) Despesas RJ	(6)	(4)	(2)	36,9%	(23)	(5)	(17)	334,0%
(-) Baixa de Ativos/outros	(0)	(1)	0	-51,9%	(14)	(1)	(13)	1448,4%
EBITDA Caixa Recorrente	**113**	**103**	**10**	**9,9%**	**465**	**345**	**120**	**34,8%**
Depreciação e Amortização	(33)	(33)	0	0,0%	(98)	(98)	(1)	0,6%
Resultado Financeiro	11	(20)	31	-	(7)	68	(75)	-
Receita Financeira	22	32	(10)	-30,0%	110	117	(7)	-5,8%
Despesa Financeira	(12)	(52)	40	-77,3%	(117)	(49)	(68)	138,9%
IR/CS	(54)	(7)	(47)	646,6%	(106)	(139)	33	-23,8%
IR/CS	(23)	(33)	10	-29,0%	(130)	(94)	(36)	38,2%
IR/CS Diferido	(31)	26	(56)	-	24	(45)	69	-
Lucro Líquido	**148**	**21**	**127**	614,7%	**272**	**291**	**(19)**	-6,5%

1) Exclui o efeito da marcação a mercado dos contratos da Light Comercialização.

Anexo IV – Balanço Patrimonial Consolidado

Ativo

(R$ milhões)	30.09.2026	30.06.2026
Circulante	**6.980**	**6.465**
Caixa e equivalente de caixa	1.035	1.551
Títulos e valores mobiliários	1.151	304
Contas a receber de clientes	1.865	1.785
Estoques	110	104
Tributos e contribuições a recuperar	1.282	1.250
Ativos financeiros setoriais	186	277
Despesas pagas antecipadamente	28	29
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber	-	-
Serviços prestados a receber	30	28
Instrumentos financeiros derivativos swaps	12	7
Saldos remanescentes de inst. fin. derivativos swaps	-	-
Valor justo na compra e venda de energia	503	409
Outros créditos	779	723
Não Circulante	**24.167**	**23.937**
Contas a receber de clientes	975	985
Tributos e contribuições a recuperar	1.571	1.740
Tributos diferidos	3.373	3.281
Depósitos judiciais	379	377
Instrumentos financeiros derivativos swaps	13	26
Mútuo com partes relacionadas	-	-
Ativo financeiro da concessão	874	855
Valor justo na compra e venda de energia	242	211
Repasse REFIS - Lei Complementar nº 225/2025	1.741	1.699
Outros créditos	44	43
Ativos financeiros setoriais	202	-
Ativo contratual – infraestrutura em construção	378	416
Investimentos	181	189
Imobilizado	2.063	2.066
Intangível	11.815	11.707
Ativo de direito de uso	315	336
Despesas pagas antecipadamente	-	7
Ativo Total	**31.147**	**30.403**

Anexo IV – Balanço Patrimonial Consolidado (cont.)

Passivo

(R$ milhões)	30.09.2026	30.06.2026
Circulante	**5.361**	**5.578**
Fornecedores	2.391	2.508
Tributos e contribuições a pagar	203	185
REFIS - Lei Complementar nº 225/2025	185	236
Tributos diferidos	3	2
Empréstimos e financiamentos	104	269
Debêntures	250	229
Dividendos a pagar	-	-
Instrumentos financeiros derivativos swaps	1	0
Saldos remanescentes de inst. fin. derivativos swaps	-	-
Passivos financeiros setoriais	-	-
Provisões para contingências	-	-
Obrigações trabalhistas	185	139
Benefícios pós-emprego	31	31
Valores a serem restituídos a consumidores	265	259
Obrigações por arrendamento	97	93
Encargos regulatórios	463	449
Valor justo na compra e venda de energia	331	333
Outros débitos	851	846
Não Circulante	**14.493**	**15.515**
Empréstimos e financiamentos	2.377	1.904
Debêntures	5.382	6.750
Saldos remanescentes de inst. fin. derivativos swaps	-	-
Passivos financeiros setoriais	-	72
Tributos e contribuições a pagar	46	49
REFIS - Lei Complementar nº 225/2025	1.771	1.764
Tributos diferidos	189	263
Provisões para contingências	3.988	3.948
Benefícios pós-emprego	205	198
Obrigações por arrendamento	266	288
Valores a serem restituídos a consumidores	-	-
Valor justo na compra e venda de energia	235	227
Outros débitos	35	53
Patrimônio Líquido	**11.293**	**9.310**
Capital social	8.540	5.392
Reserva de capital	492	360
Lucros/Prejuízos acumulados	2.157	2.209
Ajustes de avaliação patrimonial	215	219
Outros resultados abrangentes	(111)	(111)
Recursos destinados a aumento de capital	-	1.241
Passivo Total	**31.147**	**30.403**

Anexo V – Endividamento por instrumento no 3T26

Light S.A. (Consolidado)

(R$ milhões)	Valor de Face	AVJ	Valor Justo
Light SESA	8.603	(1.018)	7.586
Light Energia	473	-	473
Credor Não Optante Local	56	(33)	23
Credor Não Optante Estrangeiro	20	(12)	8
Total	**9.153**	**(1.063)**	**8.090**

Light Distribuição

(R$ milhões)	Valor de Face	AVJ	Valor Justo
IPCA + 5%	3.563	(312)	3.252
IPCA + 3%	1.817	(453)	1.363
USD @ 4,21%	1.014	(100)	914
USD @ 2,26%	547	(141)	405
CDI + 0,5%	684	(11)	673
CDI + 2,0% (Notas Comerciais)	978	-	978
Total	**8.603**	**(1.018)**	**7.586**

Light Geração

(R$ milhões)	Valor de Face	AVJ	Valor Justo
IPCA + 4,85%	296	-	296
CDI + 2%	150	-	150
CDI + 2,85%	11	-	11
Outros	16	-	16
Total	**473**	**-**	**473**

Anexo VI – Balanço Energético Medido

(GWh)	3T26	% total	9M26	% total
(+) Proinfa	67	1,3%	215	1,2%
(+) Itaipu	979	19,3%	2.897	16,1%
(+) Leilões	4.586	90,3%	13.533	75,3%
(+) Cotas	472	9,3%	1.525	8,5%
(+) Angra I e II	75	1,5%	257	1,4%
(+) Outros (CCEE)	(1.101)	-21,7%	(457)	-2,5%
Energia Requerida (CCEE)	**5.078**	-	**17.969**	-
Carga Própria	**5.021**	-	**17.690**	-
Energia Medida (Cativos)	**2.932**	100,0%	**9.992**	100,0%
Residencial	1.713	58,4%	6.069	60,7%
Industrial	43	1,5%	127	1,3%
Comercial	785	26,8%	2.531	25,3%
Demais	392	13,4%	1.265	12,7%
Balanço de Energia	**2.089**	-	**7.698**	-
(+) Perdas Técnicas	544	-	1.762	-
(+) Perdas Não Técnicas	1.850	-	6.807	-
(-) Injetada da MMGD	293	-	918	-
(+) REN (faturada)	(5)	-	14	-
(+) Outros	(7)	-	32	-
Perdas Rede Básica	**57**	-	**279**	-

(GWh)	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Carga Fio	**8.200**	**7.641**	**7,3%**	**27.290**	**27.142**	**0,5%**
Uso de Rede[1]	**3.180**	**2.925**	**8,7%**	**9.600**	**9.177**	**4,6%**
Carga Própria	**5.021**	**4.716**	**6,5%**	**17.690**	**17.965**	**-1,5%**
Energia Medida (Cativo)	**2.932**	**2.812**	**4,3%**	**9.992**	**10.166**	**-1,7%**
Baixa Tensão	2.661	2.523	5,5%	9.098	9.119	-0,2%
Média e Alta Tensão	271	288	-5,9%	894	1.047	-14,6%
Balanço de Energia	**2.089**	**1.905**	**9,7%**	**7.698**	**7.799**	**-1,3%**

1) Inclui rentabilizações do mercado livre e concessionárias.

Light

3T26

CONFERÊNCIA DE RESULTADOS

11h00 (BRT) - Brasília, Brasil

Webcast em Português
com tradução simultânea

CLIQUE AQUI



RELAÇÕES COM INVESTIDORES
ri.light.com.br
ri@light.com.br

LIGT
B3 LISTED NM

EARNINGS RELEASE

3Q26



INVESTOR RELATIONS
ri.light.com.br
ri@light.com.br

LIGT
B3 LISTED NM

3Q26 HIGHLIGHTS – LIGHT S.A

- **Distributed energy totaled 5,811 GWh in 3Q26 (+4.2% YoY),** driven by higher temperatures;
- **Consolidated recurring cash EBITDA** of R$432 million in 3Q26 (+10.5% YoY) and R$1,452 million in 9M26 (+25.7% YoY);
- **Quality indicators (12M):** DEC of 6.75h and FEC of 3.74x, both below the regulatory limit, with TMAE of 557 minutes (-14.0% YoY);
- **Strengthened capital structure:** completion of the R$1.5 billion private capital increase, mandatory conversion of debt into shares of R$2.2 billion at face value;
- **Return to the capital markets:** R$1.0 billion funding at the DisCo;
- **Leverage of 2.24x[4] at the end of 3Q26 (-26.3% YoY),** reflecting the debt conversion and the capital increase;
- **Conclusion of the Judicial Reorganization** court-ordered on September 9, 2026, with the completion of the obligations set forth in the Plan;
- **Rating Upgrades:** Fitch: Light S.A.: B- (global scale) and BB (bra) (national scale) and S&P: Light Distribuição: brBB+ long term, upgrade ratings with stable outlooks, reflecting the conclusion of the debt restructuring and the improvement of the group's capital structure.

Key Indicators

(R$ million)	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Distributed Energy (GWh)	5,811	5,577	*4.2%*	18,727	18,828	*-0.5%*
Cash Gross Margin[1]	1,014	944	*7.4%*	3,086	2,768	*11.5%*
PMSO	(360)	(368)	*-2.1%*	(1,033)	(958)	*7.8%*
Recurring Cash EBITDA[2]	432	391	*10.5%*	1,452	1,155	*25.7%*
Net Income	(56)	33	-	2,513	400	*527.6%*
Cash Balance	2,186	2,642	*-17.2%*	2,186	2,642	*-17.2%*
Adjusted Net Debt[3]	5,904	5,253	*12.4%*	5,904	5,253	*12.4%*
Net Debt / EBITDA 12M[4]	2.24x	3.04x	*-26.3%*	2.24x	3.04x	*-26.3%*
Capex	425	472	*-9.9%*	1,223	1,187	*3.0%*

(1) Excludes NRV and the mark-to-market (MTM) effect of Light Comercialização's contracts; (2) Excludes NRV, MTM, equity income, and non-recurring items; (3) Adjusted debt excluding the portion of the convertible debt into shares of Light S.A. up to 2Q26; (4) Calculation of the covenant ratio (consolidated), as set forth in the indenture.

INDEX

1.0 Light Consolidated

1.1 Financial Performance

1.2 Investments

1.3 Debt

2.0 DisCo

2.1 Number of Consumers

2.2 Metered Energy Market

2.3 Losses

2.4 Collection

2.5 Quality

2.6 Gross Margin

2.7 EBITDA

2.8 Financial Result

2.9 Income Tax and Social Contribution and Net Income

2.10 Debt

3.0 Generation and Trading

3.1 Operational Context

3.2 Financial Performance

3.3 Financial Result

3.4 Net Income

3.5 Debt

4.0 Annexes

4.1 I – EBITDA Reconciliation

4.2 II – DisCo Income Statement

4.3 III – GenCo + Trading Income Statement

4.4 IV – Consolidated Balance Sheet

4.5 V – Debt by Instrument

4.6 VI – Metered Energy Balance

1.0 Light Consolidated

1.1 Financial Performance

(R$ million)	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Net Revenue[1]	3,426	3,344	2.4%	10,939	9,941	10.0%
Purchased Energy	(2,408)	(2,339)	2.9%	(7,566)	(6,825)	10.9%
Mark-to-Market Effect	117	(17)	-	54	121	-55.3%
Gross Margin	1,136	988	14.9%	3,427	3,236	5.9%
(-) New Replacement Value (NRV)	4	61	-92.7%	287	348	-17.6%
Cash Gross Margin[2]	1,014	944	7.4%	3,086	2,768	11.5%
PMSO	(360)	(368)	-2.1%	(1,033)	(958)	7.8%
PECLD (delinquency)	(134)	(70)	89.8%	(386)	(242)	59.6%
Contingencies	(88)	3	-	(215)	(152)	41.3%
Equity Income	(7)	(30)	-75.5%	(22)	(51)	-57.0%
Other Oper. Rev./Expense	(271)	(28)	857.9%	(890)	(141)	531.2%
EBITDA	276	494	-44.2%	880	1,692	-48.0%
Non-recurring effects	(271)	89	-	(890)	120	-
Recurring Cash EBITDA[3]	432	391	10.5%	1,452	1,155	25.7%
Depreciation and Amortization	(279)	(233)	19.9%	(761)	(681)	11.8%
Net Financial Result	(76)	(178)	-57.1%	(556)	(270)	106.0%
Income Tax/Social Contribution	24	(51)	-	2,950	(341)	-
Net Income	(56)	33	-	2,513	400	527.6%

In 3Q26, consolidated cash gross margin totaled R$1.0 billion, an increase of +7.4% YoY, explained by the growth in both verticals, Distribution and Generation & Trading.

In Distribution, cash margin grew +5.6% YoY, driven by (i) the stronger market (+4.2%), favored by higher temperatures, (ii) the +1.28% Parcel B adjustment in March 2026; and (iii) the higher contracted demand from Group A customers (data centers). In the Generation & Trading segment, cash margin grew +14% YoY, driven by the higher generation margin, given (i) the higher volume of generated energy (+2.2% YoY), (ii) the increase in the GSF; and (iii) the lower PLD.

(1) Excludes construction revenue; (2) Excludes NRV and the mark-to-market (MTM) effect of Light Comercialização's contracts; (3) Excludes NRV, MTM, equity income, and non-recurring items (Judicial Reorganization expenses, PECLD related to Refis, one-off PECLD reversals, and asset write-offs).

In 9M26, cash gross margin totaled R$3.1 billion, an increase of +11.5% YoY, also explained by the growth in both verticals. In Distribution, cash margin expanded +7.1% YoY, driven by the +1.28% Parcel B adjustment in March 2026 and the higher contracted demand from Group A customers. In the Generation & Trading segment, cash margin grew +33.9% YoY, driven by the same drivers as in the quarter: higher volume of energy generated (+4.6% YoY), higher GSF, and PLD dynamics.

Gross margin was R$1.1 billion in 3Q26 (+14.9% YoY) and R$3.4 billion in 9M26 (+5.9% YoY), impacted by the effects described above and by the positive mark-to-market impact. This impact was mitigated by the decrease in NRV, given the renewal of the Concession Agreement in May 2026.

PMSO was R$360 million in 3Q26 (-2.1% YoY) and R$1.0 billion in 9M26 (+7.8% YoY), mainly influenced by the DisCo's dynamics. In the quarter, the reduction reflects the decrease in third-party services in the distribution operation, which offset the increase in personnel due to insourcing and the higher headcount. Year-to-date, the increase results from higher personnel expenses, due to the salary adjustment as of 3Q26 and the rebuilding of the headcount and insourcing.

PECLD was R$134 million in 3Q26 (+89.8% YoY) and R$386 million in 9M26 (+59.6% YoY), impacted by non-recurring reversals in 2025 (R$50 million in 3Q25 and R$194 million in 9M25). Excluding these effects, detailed in the DisCo's EBITDA section, PECLD for the quarter would have increased +11.0% YoY (R$134 million in 3Q26 vs. R$120 million in 3Q25) and year-to-date PECLD would have decreased -11.4% YoY (R$386 million in 9M26 vs. R$436 million in 9M25).

Contingencies recorded a provision of R$88 million in 3Q26 (vs. a positive R$3 million in 3Q25) and R$215 million in 9M26 (+41.3% YoY), impacted by the one-off reversal of R$67 million in the quarter and year-to-date of 2025, due to the adjustment of the provisioning methodology for recurring lawsuits in the Civil courts to the new profile of the portfolio, in which lawsuits related to TOI (irregularity inspection reports) came to have a lower volume of provisions. In addition, in 3Q26 there was a one-off increase in lawsuits arising from weather events in the quarter, especially the one that occurred in July 2026.

Equity Income was negative by R$7 million in 3Q26 (vs. -R$30 million in 3Q25) and by R$22 million in 9M26 (vs. -R$51 million in 9M25), due to the results of the Belo Monte Hydroelectric Plant (UHE Belo Monte), in which the Company holds a 2.49% interest.

Other Operating Income/Expenses consist of non-recurring expenses of R$271 million in 3Q26 (vs. R$28 million in 3Q25) and R$890 million in 9M26 (vs. R$141 million in 9M25), related to an additional provision for Judicial Reorganization advisory costs, in addition to the optimization of asset write-offs, including the 2027 Periodic Tariff Review (RTP). Year-to-date, there was also the impact of PECLD Refis, with a provision of R$354 million in 2Q26, related to the expectation of non-receipt of amounts linked to the discussion on the levy of ICMS on economic grants and discounts.

As a result of the effects described above, Recurring Cash EBITDA was R$432 million in 3Q26 (+10.5% YoY) and R$1,452 million in 9M26 (+25.7% YoY). EBITDA was R$276 million in 3Q26 (-44.2% YoY) and R$880 million in 9M26 (-48.0% YoY). The reconciliation follows:

(R$ million)	3Q26	3Q25	*Δ%*	9M26	9M25	*Δ%*
EBITDA	**276**	**494**	*-44.2%*	**880**	**1,692**	*-48.0%*
(-) New Replacement Value (NRV)	4	61	*-92.7%*	287	348	*-17.6%*
(-) Light COM. MtM effect	117	(17)	-	54	121	*-55.3%*
(-) Equity Income	(7)	(30)	*-75.5%*	(22)	(51)	*-57.0%*
(-) Non-recurring effects	(271)	89	-	(890)	120	-
(-) Judicial Reorganization expenses	(152)	(31)	*397.3%*	(292)	(103)	*183.9%*
(-) PECLD Refis	(21)	-	-	(376)	-	-
(-) PECLD (Delinquency)	-	50	-	-	194	-
(-) Contingency reversals	-	67	-	-	67	-
(-) Asset write-offs/other	(98)	2	-	(222)	(38)	*481.6%*
Recurring Cash EBITDA	**432**	**391**	*10.5%*	**1,452**	**1,155**	*25.7%*

Net financial result was a negative R$76 million in 3Q26 (vs. -R$178 million in 3Q25), impacted by non-recurring reversals of R$102 million in 3Q25 related to credits from institutional customers, detailed in the Distribution section. In 9M26, net financial result was a negative R$556 million (vs. -R$270 million in 9M25), explained by the higher cost of debt, in addition to the enrollment in Refis and the unwinding of the hedge swaps upon the settlement of the GenCo's Notes in 2Q26.

IR/CS was +R$24 million in 3Q26 (vs. -R$51 million in 3Q25) and R$2,950 million in 9M26 (vs. -R$341 million in 9M25), reflecting the one-off recognition of R$2.9 billion in tax credits in 1Q26 due to the renewal of the DisCo's concession.

As a result of the effects described above, net income was -R$56 million in 3Q26 (vs. +R$33 million in 3Q25) and R$2.5 billion in 9M26 (vs. R$400 million in 9M25).

1.2 Investments

(R$ million)	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Light Energia	**20**	**15**	*34.1%*	**49**	**44**	*12.3%*
Light SESA	**405**	**457**	*-11.4%*	**1,174**	**1,143**	*2.7%*
Electrical Assets	**344**	**378**	*-9.1%*	**957**	**930**	*2.9%*
Maintenance	147	150	*-2.4%*	409	408	*0.3%*
Expansion	100	128	*-22.1%*	305	305	*0.0%*
Loss reduction plan	92	94	*-2.4%*	230	202	*13.7%*
Receivables	5	5	*-2.6%*	13	14	*-13.4%*
Non-electrical Assets	**61**	**79**	*-22.3%*	**217**	**213**	*1.7%*
IT	51	40	*26.2%*	180	145	*24.5%*
Commercial	2	1	*256.8%*	7	1	*417.1%*
Other	8	38	*-79.1%*	30	67	*-56.0%*
Gross Capex	**425**	**472**	*-9.9%*	**1,223**	**1,187**	*3.0%*
Special Obligations[1]	**-**	**131**	*-*	**244**	**131**	*86.0%*
Net Capex	**425**	**341**	*24.7%*	**979**	**1,056**	*-7.3%*

Net Capex was R$425 million in 3Q26, an increase of 24.7% compared to the same period of the previous year, reflecting the end of the Special Obligations capex cycle carried out with granted ICMS tax credits in 2Q26. In 9M26, this investment totaled R$979 million, a decrease of -7.3% YoY, with the increase in Special Obligations being partially offset by investments in Distribution related to the losses plan.

Investments in the DisCo totaled R$405 million (-11.4% YoY), of which 85% (R$344 million) were allocated to electrical assets.

Maintenance investments totaled R$147 million in the quarter (-2.4% YoY). The period was marked by lower execution of corrective maintenance, mitigated by a higher volume of emergency interventions, due to an extraordinary weather event, and by a greater concentration of underground works, with the completion and energization of preventive cable revitalization projects and of automation and monitoring projects for transformer vaults.

Investments in the expansion line totaled R$100 million (-22.1% YoY), reflecting the execution of works associated with the 2026 schedule. The variation was concentrated in the new customers front, which decreased -35.2%, mainly due to a lower volume of new grid connections in the period.

The loss reduction plan received R$92 million in the quarter (-2.4% YoY), with part of the investments redirected to remote metering, reflecting the prioritization of structural loss control solutions.

(1) Considers granted tax credits.

Investments in non-electrical assets totaled R$61 million (-22.3% YoY). The IT line totaled R$51 million (+26.2% YoY), driven by the progress of the SAP environment modernization program, which entered the implementation phase. On the other hand, the Other investments line decreased to R$8 million (-79.1% YoY), given the high 3Q25 base, when works to upgrade operational bases were concentrated.

Light Geração invested R$20 million in the quarter, an increase of +34.1% compared to 3Q25, highlighting investments in the refurbishment and modernization of equipment and systems at the plants.

1.3 Debt

(R$ million)	3Q26	3Q25	Δ%	2Q26	Δ%
Adjusted Gross Debt[1]	**8,090**	**7,894**	*2.5%*	**7,425**	*9.0%*
Short-term	**344**	**1,273**	*-73.0%*	**492**	*-30.0%*
Local Currency	329	364	*-9.5%*	490	*-32.8%*
Foreign currency	15	909	*-98.4%*	1	*930.1%*
Adjusted Long-term	**7,746**	**6,621**	*17.0%*	**6,933**	*11.7%*
Local Currency	6,433	5,317	*21.0%*	5,633	*14.2%*
Foreign currency	1,312	1,304	*0.6%*	1,300	*0.9%*
Gross Debt	**8,090**	**9,560**	*-15.4%*	**9,121**	*-11.3%*
Adjusted Gross Debt[1]	**8,090**	**7,894**	*2.5%*	**7,425**	*9.0%*
Convertible Debt	**-**	**1,666**	-	**1,696**	-
Cash Position	**2,186**	**2,642**	*-17.2%*	**1,855**	*17.9%*
Adjusted Net Debt[1]	**5,904**	**5,253**	*12.4%*	**5,570**	*6.0%*
Net Debt	**5,904**	**6,919**	*-14.7%*	**7,266**	*-18.8%*
Net Debt / EBITDA (LTM)[2]	**2.24x**	**3.04x**	*-26.3%*	**2.85x**	*-21.2%*
USD (EOP)	**5.18**	**5.32**	*-2.6%*	**5.18**	*0.1%*
IPCA 12M	**4.58%**	**5.17%**	*-0.6 p.p.*	**4.64%**	*-0.1 p.p.*
CDI 12M	**14.42%**	**13.25%**	*1.2 p.p.*	**14.72%**	*-0.3 p.p.*

The Company's adjusted gross debt ended 3Q26 at R$8.1 billion, an increase of +9.0% compared to 2Q26. The movement essentially reflected the 1st issuance of Commercial Notes by Light Distribuição, in the amount of R$1.0 billion, and the accrual of interest on the renegotiated debts in the quarter, of R$181 million; coupon payments occur in 2Q and 4Q. These effects were partially offset by the annual principal

(1) Excludes the amount of convertible debt in the periods prior to the conversion (through 2Q26), in both local and foreign currency; (2) Considers the indicators as defined in the respective debt indentures.

amortization and the semiannual coupon payment of Light Geração's debentures, totaling R$180 million, which occurred in July.

In the reported view, gross debt decreased -11.3% in the quarter, reflecting the conversion into shares of all of Light S.A.'s convertible debt, under the terms of the Judicial Reorganization Plan. As a result, the adjusted and reported debt figures converge as of this quarter.

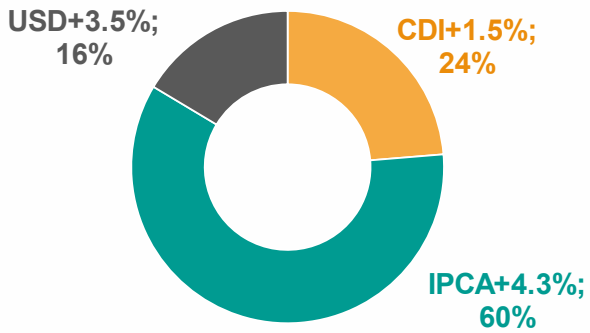
At the end of the quarter, 95.7% of gross debt had long-term maturity.

Consolidated cash position at the end of 3Q26 was R$2.2 billion, an increase of +17.9% QoQ and a decrease of -17.2% YoY. The growth in the quarter resulted from the inflow of proceeds from the Commercial Notes, partially offset by disbursements for investments and the payment of two installments, totaling R$328 million, to the Norte Fluminense Thermoelectric Plant (UTE Norte Fluminense), related to the settlement of the agreement entered into between the parties at the beginning of 2026, which ends in December 2026.

As a result, adjusted net debt totaled R$5.9 billion at the end of 3Q26, an increase of +6.0% QoQ, reflecting the cash dynamics in the period and the interest accrual on the renegotiated debt. In the reported view, net debt decreased -18.8%, due to the conversion of the convertible debt into shares. The net debt / LTM adjusted EBITDA ratio for covenant purposes was 2.24x, a decrease in both the quarterly and annual comparisons, also reflecting the conversion.

In the quarter, the change in the debt mix reflected the issuance of the Commercial Notes, with an increase in the share of CDI+ indexed debt, which accounted for 24% of the total. Even with this increase, the predominance of IPCA-indexed debt (60% of the total) keeps the profile aligned with the electricity sector's revenues, providing a natural hedge for debt service.

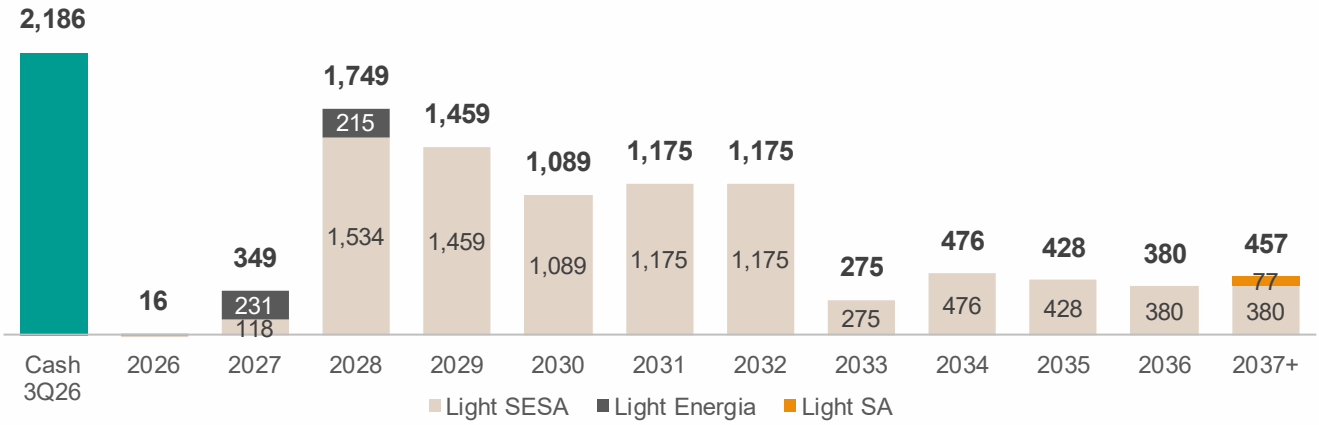
Restructured Adjusted Debt by Index



The Company's first material amortization falls due in 2028, in the amount of R$1.7 billion. The schedule reflects a position aligned with the timing of Light Distribuição's next tariff review.

Amortization Schedule of the Principal of the Restructured Debt

(R$ million)



2.0 DisCo

2.1 Number of Consumers

The DisCo ended 3Q26 with 4.8 million active consumers (+3.6% vs. 3Q25), as shown in the table below:

(Thousands)	3Q26	3Q25	*Δ abs.*	*Δ%*
Number of consumers	**4,822**	**4,653**	169	*3.6%*
Residential	**4,449**	**4,286**	163	*3.8%*
Commercial	**335**	**330**	5	*1.7%*
Industrial	**10**	**10**	0	*1.5%*
Rural	**5**	**5**	(0)	*-3.3%*
Others	**23**	**23**	1	*3.2%*

2.2 Metered Energy Market[1]

(GWh)	3Q26	3Q25	*Δ%*	9M26	9M25	*Δ%*
Distributed Energy	**5,811**	**5,577**	*4.2%*	**18,727**	**18,828**	*-0.5%*
Residential	**1,713**	**1,614**	*6.1%*	**6,069**	**6,016**	*0.9%*
Commercial	**1,798**	**1,705**	*5.4%*	**5,745**	**5,702**	*0.8%*
Industrial	**1,227**	**1,247**	*-1.6%*	**3,590**	**3,794**	*-5.4%*
Other DisCo	**292**	**215**	*35.9%*	**822**	**752**	*9.3%*
Other	**781**	**796**	*-1.8%*	**2,500**	**2,564**	*-2.5%*
Captive	**2,932**	**2,812**	*4.3%*	**9,992**	**10,166**	*-1.7%*
Residential	1,713	1,614	*6.1%*	6,069	6,016	*0.9%*
Commercial	785	752	*4.5%*	2,531	2,628	*-3.7%*
Industrial	43	44	*-3.8%*	127	151	*-15.7%*
Other	392	402	*-2.5%*	1,265	1,371	*-7.7%*
Grid Usage / Free Market	**2,587**	**2,551**	*1.4%*	**7,913**	**7,910**	*0.0%*
Commercial	1,013	954	*6.2%*	3,215	3,074	*4.6%*
Industrial	1,184	1,203	*-1.5%*	3,462	3,643	*-5.0%*
Other	390	394	*-1.1%*	1,235	1,193	*3.5%*
Other DisCo	**292**	**215**	*35.9%*	**822**	**752**	*9.3%*

(1) Since the calculation period for the indicator ends after the disclosure date of this report, the data presented reflect preliminary figures and may be subject to non-material changes in the next period.

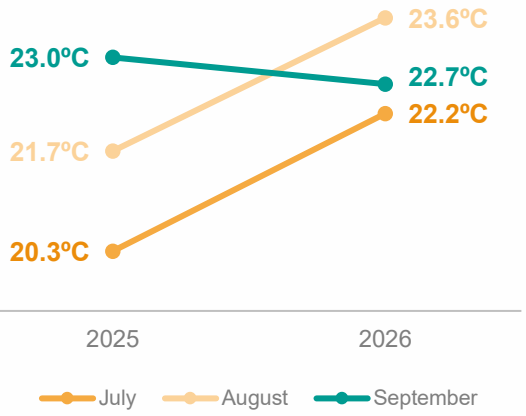
Distributed energy totaled 5,811 GWh in 3Q26, an increase of +4.2% YoY. Given the profile of the consumption classes in the Concession Area, the Company is mainly impacted by the temperature effect, which recorded an average increase of 1.1°C in the quarter vs. 3Q25, which had been the harshest winter in recent years. This growth was driven by variations in July and August, which recorded average temperatures 1.9°C warmer YoY, favoring consumption by the residential and commercial classes, which accounted for 82% of the growth in the quarter.

In 9M26, distributed energy totaled 18,727 GWh, a decrease of -0.5% YoY, in line with the temperature dynamics, which remained practically stable compared to 9M25 (-0.1°C). It is worth noting that the growth in 3Q26 offset part of the -2.6% decline in 1H26.

In the market composition, captive consumption totaled 2,932 GWh in 3Q26 (+4.3% YoY), supported by the performance of the residential and commercial classes, and the Free Market totaled 2,587 GWh (+1.4% YoY), reflecting the growth of the commercial class, still benefiting from the continued migrations to the Free Market.

Average Temperature

24.4ºC (9M26)	**24.5**ºC (9M25)	-0.1ºC Δ YoY
22.8ºC (3Q26)	**21.7**ºC (3Q25)	+1.1ºC Δ YoY



In 9M26, captive consumption totaled 9,992 GWh (-1.7% YoY), reflecting the decrease in all classes except residential, and the Free Market totaled 7,913 GWh, in line with 9M25, with the decline in the industrial class being offset by the growth of the commercial class.

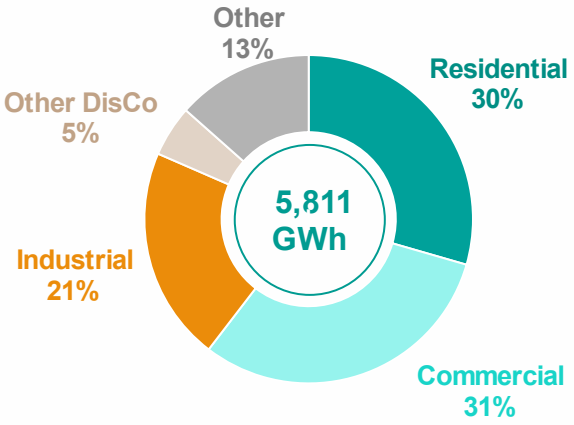
The residential class, the Company's main market (30% of distributed energy), recorded 1,713 GWh in 3Q26 (+6.1% YoY) and 6,069 GWh in 9M26 (+0.9% YoY), following the trends in temperature variation.

The Commercial class totaled 1,798 GWh in 3Q26 (+5.4%) and 5,745 GWh in 9M26 (+0.8%), with growth in both the captive market and grid usage in the quarter and, year-to-date, a decrease in the captive market and an increase in grid usage, reflecting migrations to the Free Market.

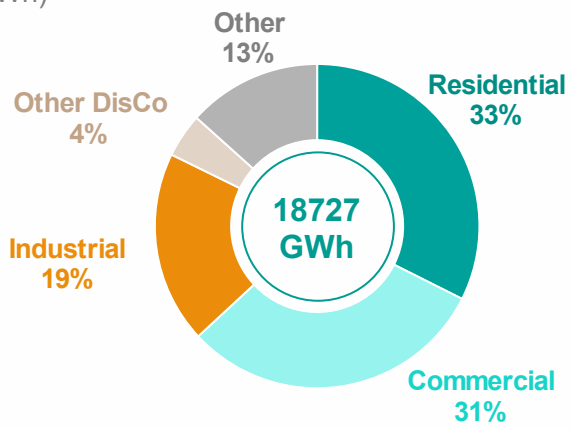
The Industrial class totaled 1,227 GWh in 3Q26 (-1.6% YoY) and 3,590 GWh in 9M26 (-5.4% YoY), reflecting the slowdown in steel production and the reduction in consumption by large customers.

Other DisCo totaled 292 GWh in the quarter (+35.9% YoY) and 822 GWh year-to-date (+9.3% YoY).

Distributed Energy (3Q26)
(GWh)

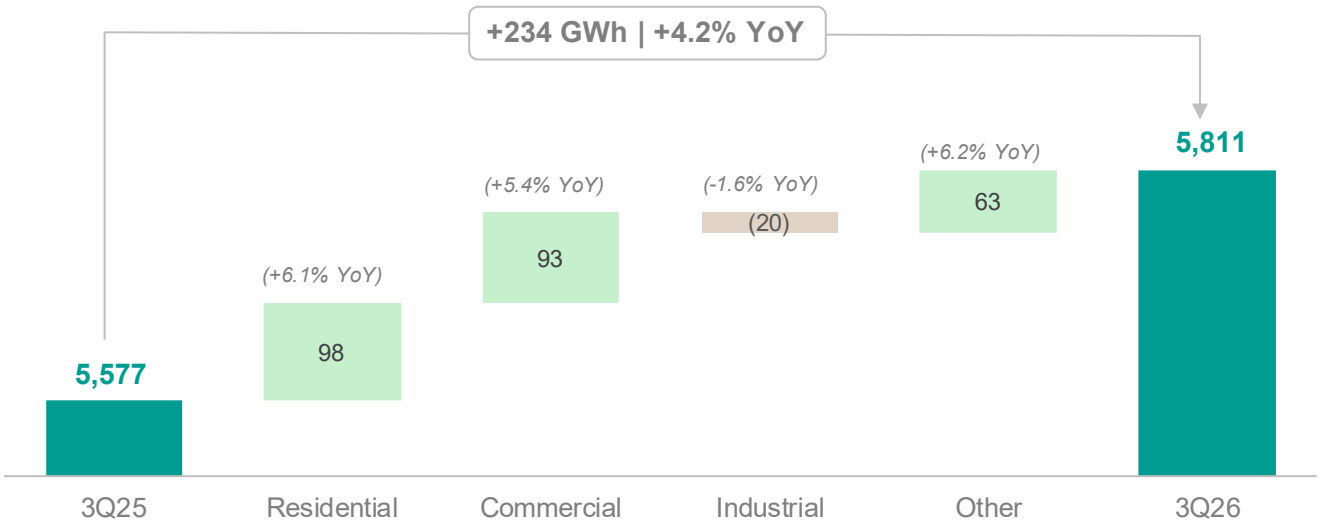


Distributed Energy (9M26)
(GWh)



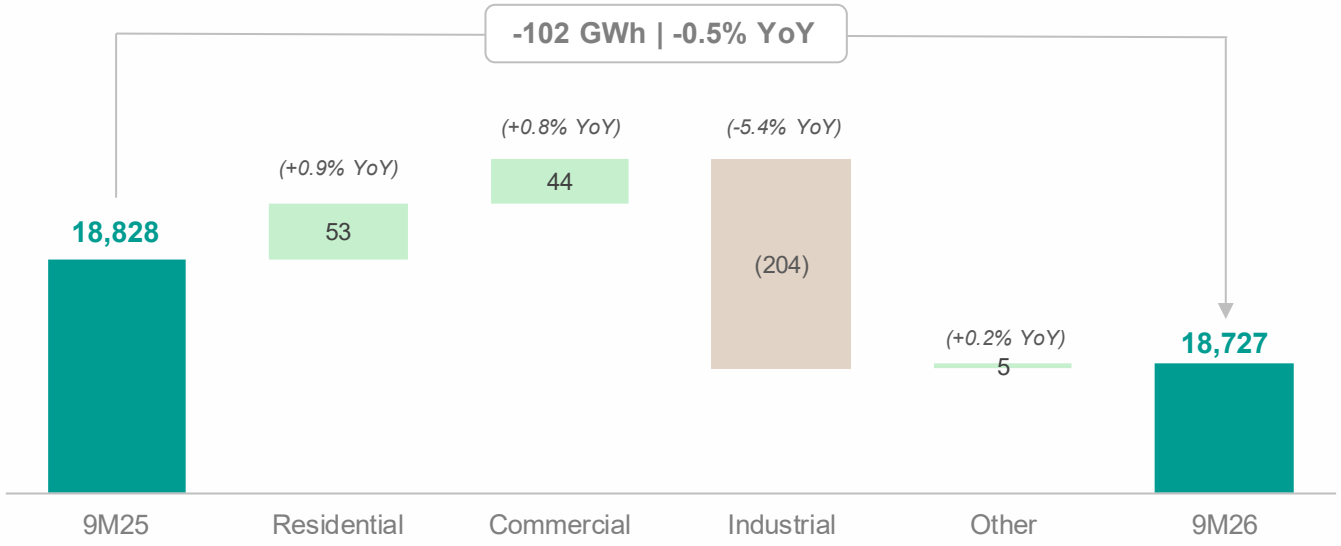
It is worth highlighting the mismatch between contracted demand and energy consumption in the period. Some Group A contracts operate with consumption below the contracted amount, as in the case of new loads, such as data centers, in the ramp-up phase, and of large industrial customers in the steel sector that reduced consumption throughout the year. Since these customers' grid usage tariff is calculated based on contracted demand, the effect on margin differs from that observed in the volume of distributed energy.

Distributed Energy (3Q26)
(GWh)



Distributed Energy (9M26)

(GWh)



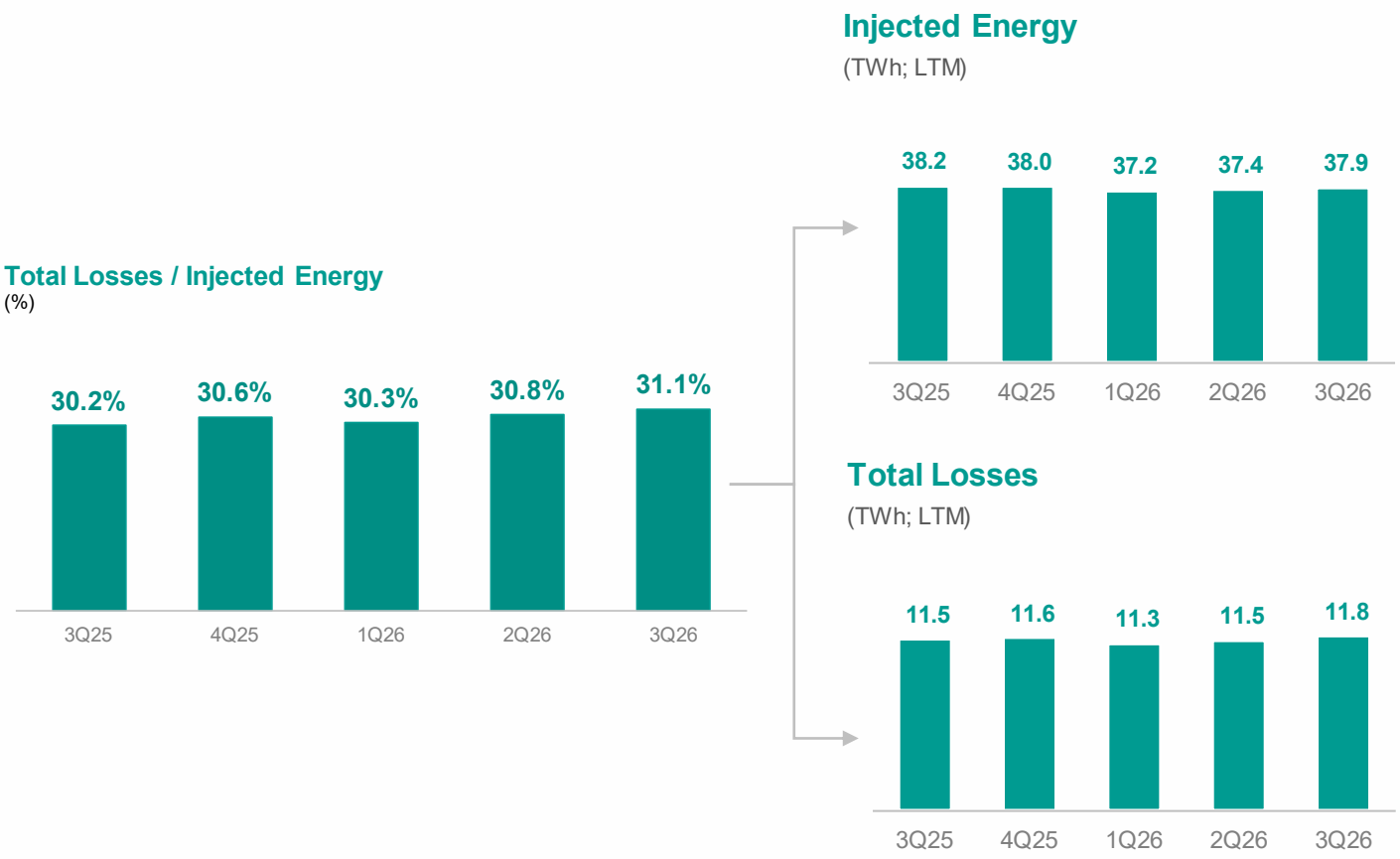
Total injected energy, including DG, was 8,473 GWh in 3Q26 (+6.1% vs. 3Q25), driven by the increase in the customer base and higher temperatures. In 9M26, total injected energy was 28,212 GWh, in line with 9M25.

(GWh)	3Q26	3Q25	*Δ%*	9M26	9M25	*Δ%*
Injected Energy	**8,473**	**7,988**	*6.1%*	**28,212**	**28,325**	*-0.4%*
Injected DG	**293**	**275**	*6.7%*	**918**	**784**	*17.0%*
Injected Energy ex-DG	**8,180**	**7,713**	*6.1%*	**27,294**	**27,541**	*-0.9%*

2.3 Losses

Since 2Q26, the Company has disclosed all loss data in accordance with the methodology currently in place within ANEEL, implemented after Public Consultation No. 09, under which all analyses are carried out considering metered market and energy criteria, replacing market or energy on a billed basis, providing greater comparability between the regulatory parameters and those actually observed by the Company in the course of its operations.

Based on this methodology, the evolution of the indicator is presented below:



In the last 12 months ended in 3Q26, total loss reached 11,781 GWh, held at a level of 30% of injected energy, reflecting the temperature dynamics in the period. The share of Risk Areas in the mix of regional profiles remained stable at around 85%.

From a regulatory standpoint, the difference between actual and regulatory losses (recognized non-technical losses of 42.88%) negatively impacted EBITDA for the last 12 months by approximately R$1.1 billion.

2.4 Collection

(%; LTM)	3Q26	3Q25	Δ YoY	2Q26	Δ QoQ
Total Collection	**97.6%**	**97.9%**	*-0.3 p.p.*	**98.5%**	*-1.0 p.p.*
Retail	95.8%	96.5%	*-0.6 p.p.*	96.8%	*-1.0 p.p.*
Large Private Customers	101.2%	100.7%	*0.5 p.p.*	101.0%	*0.1 p.p.*
Large Public Services	100.5%	100.7%	*-0.2 p.p.*	103.4%	*-2.9 p.p.*

Total collection reached 97.6% in 3Q26, a decrease of -0.3 p.p. in the annual comparison and of -1.0 p.p. compared to 2Q26, reflecting one-off factors that differed by segment.

In the Retail segment, the rate reached 95.8%, a decrease of -0.6 p.p. compared to the same period of 2025 and of -1.0 p.p. compared to 2Q26. The result was impacted by the reissuance of bills as a result of the tariff adjustment, with due dates postponed to subsequent periods. The Company continues to act in a timely manner, maintaining its continuous flow of collection actions aimed at settling outstanding amounts.

In the Large Customers segments, performance remained positive in the annual comparison, supported by consistent results in negotiations and the continuation of receivables recovery actions. Private Large Customers reached 101.2%, an increase of +0.5 p.p. in the annual comparison, reflecting the recovery from customers in good standing with due dates postponed as a result of the tariff adjustment. Public Large Customers totaled 100.5%, practically stable in the annual comparison (-0.2 p.p.). The period reflected rebilling and one-off delays from Government customers, partially offset by the settlement of outstanding payments in the quarter. The rates for Large Private and Public Customers remained at high levels, and the Company continues to monitor the payment dynamics of the Government, a segment that shows greater volatility throughout the year.

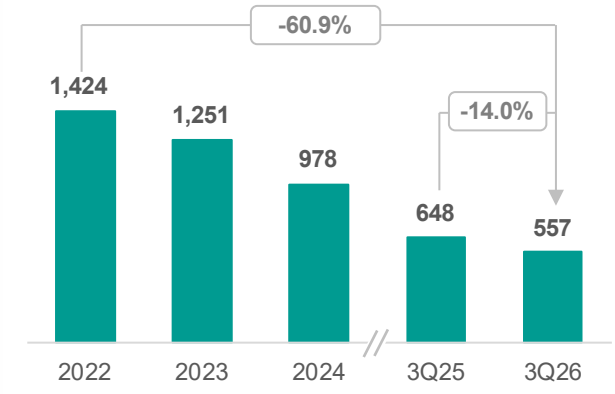
2.5 Quality

Average Emergency Service Time (TMAE), the Company's main benchmark for measuring the agility and efficiency of field operations, reached 557 minutes in the 12 months ended September 2026. The result represents a reduction of -14.0% compared to 3Q25 and of -60.9% compared to 2022. The cumulative gains result from insourcing and multiskill training of the teams, in addition to efficiency actions, such as automatic routing at the Operation Centers and the use of motorcycles for first response, in line with the Company's commitment to the quality of the service provided.

Compared to 2Q26 (526 minutes, the lowest level in the series), the indicator incorporated the effects of the July 29 windstorm. The percentage of interruptions lasting more than 24 hours ended the period at 4.0%, 14.1 p.p. below 2022 and 0.3 p.p. above 2Q26 (3.7%), a variation also associated with the windstorm of the quarter. Excluding the Areas with Severe Operating Restrictions (ASRO), the indicator reached 1.9%, in line with the results of the previous quarters of 2026. This performance keeps Light among the DisCos with the best operational performance in the sector in the regions under the Company's full management.

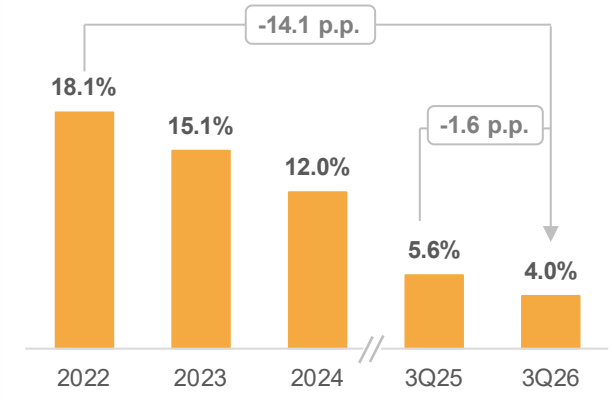
Average Emergency Service Time

(minutes, LTM)



Interruptions >24h

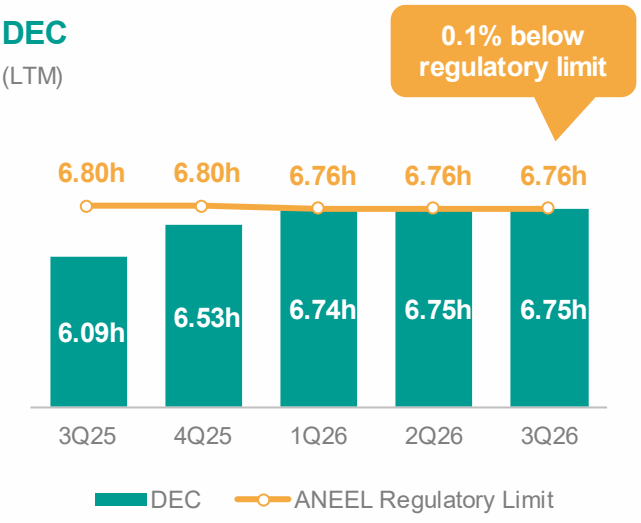
(%, LTM)



Regulatory continuity indicators remained within the limits established by ANEEL, even with the atypical weather events recorded since 4Q25. DEC reached 6.75h, 0.1% below the 6.76h limit and stable compared to 2Q26. FEC ended at 3.74x, 16.1% below the 4.46x limit, compared to 3.57x in the previous quarter, preserving a significant margin relative to the regulatory parameter even in the face of extreme events.

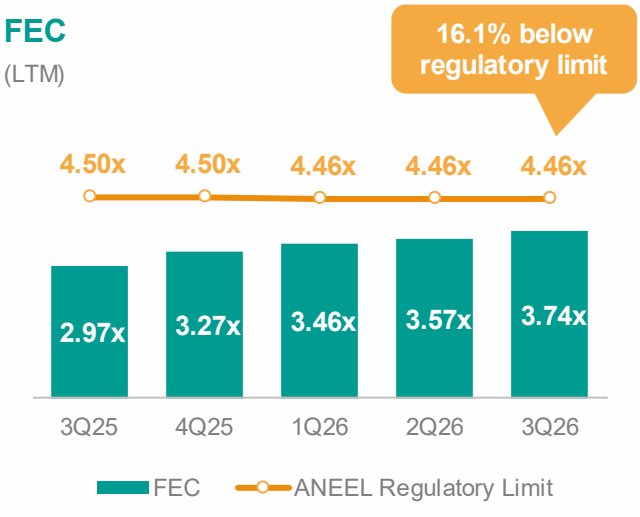
DEC

(LTM)



FEC

(LTM)



Continuing the actions initiated in previous quarters, the Company maintained its projects for the modernization and renewal of facilities. The strategy for responding to severe events, which combines maintenance, operations, resource management, and meteorological intelligence, was consolidated in the 2026 Summer Plan (*Plano Verão* 2026). In preparation for *El Niño*, the plan provides for additional field teams and the early execution of contingency drills. In addition to these fronts, structural investments are scheduled for the year, such as the replacement of transformers, the installation of new reclosers, the revitalization of sections of the underground network, and the reinforcement of tree pruning and network maintenance. The objective is to make the grid increasingly resilient and to sustain the evolution of continuity indicators in the coming cycles.

OPERATIONS DURING THE JULY 29 WINDSTORM

Operations Timeline

Mid-afternoon, about 1 hour before
Alert stage
+20% field teams

Windstorm peak, late afternoon
Workforce practically doubled
~2x teams

During the night
Assessment and initial switching operations
Teams directed to critical areas

Within 12h · 70% of customers restored

Following morning
Mass dispatch
4.6x teams

Throughout the day
Maximum contingency
~5x teams

Within 24h · 78% of customers restored

Legend:
Field operations as a multiple of the workforce in a typical situation.

After an unusually hot winter day, with a high of 37°C, the second-highest temperature for July in the last ten years, a cold front meeting a hot, dry air mass caused wind gusts above 100 km/h throughout the Concession Area, with greater intensity in the West Zone and in Baixada Fluminense.

Light activated its alert stage about one hour before the event began, increasing field staff by approximately 20% and keeping teams on standby. As a result, the Company faced the peak of the windstorm, in the late afternoon, with its workforce practically doubled.

During the night, operations focused on damage assessment, initial switching operations, and directing teams to the most affected regions. From 6 a.m. the following day, with mass dispatch, the workforce reached 4.6 times that of normal operations, approaching five times over the course of the day.

With this mobilization, the Company restored power to 70% of affected customers within 12 hours of the peak and to 78% within 24 hours.

2.6 Gross Margin

(R$ million)	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Gross Revenue	**5,350**	**5,149**	***3.9%***	**18,551**	**15,611**	***18.8%***
Energy Supply	**4,562**	**4,007**	***13.8%***	**14,512**	**13,418**	***8.2%***
Residential	2,264	1,864	*21.5%*	7,239	6,738	*7.4%*
Industrial	65	59	*10.1%*	179	194	*-7.7%*
Commercial	948	825	*14.8%*	2,789	2,799	*-0.4%*
Public Sector	306	264	*16.1%*	971	962	*0.9%*
Others	119	118	*0.2%*	319	317	*0.8%*
Unbilled Supply	(157)	68	-	55	(56)	-
Grid Usage	1,017	809	*25.7%*	2,960	2,464	*20.1%*
Short-Term Energy	**77**	**104**	***-26.0%***	**82**	**106**	***-22.3%***
Other Revenues	**712**	**1,038**	***-31.4%***	**3,957**	**2,087**	***89.6%***
CVA	184	610	*-69.8%*	309	340	*-9.1%*
Construction revenue	354	287	*23.4%*	683	889	*-23.1%*
Subsidies CDE	175	152	*15.3%*	574	495	*15.9%*
NRV	4	61	*-92.7%*	287	348	*-17.6%*
Unbilled Contribution Rev.	(22)	(100)	*-78.1%*	16	(64)	-
Other Operating Income	16	28	*-41.9%*	2,088	80	*2506.3%*
Deductions	**(2,034)**	**(2,016)**	***0.9%***	**(8,356)**	**(5,832)**	***43.3%***
Net Revenue	**3,316**	**3,133**	***5.8%***	**10,194**	**9,779**	***4.2%***
(-) Construction revenue	**354**	**287**	***23.4%***	**683**	**889**	***-23.1%***
Adjusted Net Revenue	**2,962**	**2,846**	***4.1%***	**9,511**	**8,890**	***7.0%***
(+) Purchased Energy	**(2,086)**	**(1,959)**	***6.5%***	**(6,690)**	**(6,176)**	***8.3%***
Gross Margin	**876**	**887**	***-1.2%***	**2,821**	**2,714**	***4.0%***
(-) NRV	**4**	**61**	***-92.7%***	**287**	**348**	***-17.6%***
Cash Gross Margin	**871**	**825**	***5.6%***	**2,535**	**2,366**	***7.1%***

The DisCo's cash gross margin reached R$871 million in 3Q26, an increase of +5.6% YoY. The result was driven by (i) the stronger market (+4.2%), favored by higher temperatures compared to the harsh winter of 3Q25; (ii) the +1.28% Parcel B adjustment in March 2026; and (iii) the higher contracted demand from Group A customers, mainly data centers. These effects were partially offset by the higher loss disallowance, resulting from the increase in non-technical losses on the Low Voltage Market in the quarter.

In 9M26, the DisCo's cash gross margin reached R$2,535 million, an increase of +7.1% YoY, driven by the +1.28% Parcel B adjustment in March 2026 and by the higher contracted demand from Group A customers, mainly data centers and large industrial customers.

Purchased energy totaled R$2,086 million in 3Q26 (+6.5% YoY) and R$6,690 million in 9M26 (+8.3% YoY), impacted by the higher Average Energy Purchase Price (PMIX), partially offset by the lower contracted volume. It should be noted that the effect of energy purchases on margin is restricted only to the portion of losses not recognized in the current economic model.

2.7 EBITDA

(R$ million)	3Q26	3Q25	*Δ%*	9M26	9M25	*Δ%*
Gross Margin	**876**	**887**	*-1.2%*	**2,821**	**2,714**	*4.0%*
PMSO	**(335)**	**(352)**	*-5.0%*	**(958)**	**(893)**	*7.3%*
PECLD (Delinquency)	**(134)**	**(70)**	*89.8%*	**(386)**	**(242)**	*59.6%*
Contingencies	**(88)**	**(0)**	-	**(213)**	**(155)**	*37.9%*
Other Oper. Rev./Expense	**(190)**	**(37)**	*419.9%*	**(773)**	**(90)**	*756.9%*
EBITDA	**130**	**427**	*-69.6%*	**490**	**1,334**	*-63.3%*
NRV	**4**	**61**	*-92.7%*	**287**	**348**	*-17.6%*
Non-recurring effects	**(190)**	**80**	-	**(773)**	**171**	-
JR expenses	(71)	(10)	*637.7%*	(181)	(2)	*7505.6%*
PECLD REFIS	(21)	-	-	(376)	-	-
PECLD (Delinquency)	-	50	-	-	194	-
Contingencies reversal	-	67	-	-	67	-
Asset write-offs/other	(98)	(27)		(216)	(88)	
Recurring Cash EBITDA	**316**	**285**	*10.6%*	**977**	**815**	*19.8%*

In 3Q26, the DisCo's Recurring Cash EBITDA reached R$316 million (+10.6% YoY), supported by the stability of the gross margin and the reduction in PMSO in the period. In addition, there was the positive impact of the normalization of non-recurring items related to the closing of the Judicial Reorganization

process and the optimization of asset write-offs, including the 2027 Periodic Tariff Review (RTP). These effects were partially offset by the increase in PECLD and contingency expenses.

EBITDA, in turn, decreased to R$130 million (-69.6% YoY), mainly impacted by the non-recurring effects mentioned above.

PMSO totaled R$335 million in 3Q26 (-5.0% YoY), reflecting the decrease in the materials and third-party services lines, given the insourcing of certain activities. In 9M26, PMSO was R$958 million (+7.3% YoY), mainly impacted by the higher headcount.

PECLD totaled R$134 million in 3Q26 and R$386 million in 9M26, increases of 89.8% and 59.6% YoY, respectively. The variations reflect the 2025 comparison base, which benefited from non-recurring reversals of R$50 million in 3Q25 and R$194 million in 9M25. Excluding these effects, PECLD for the quarter would have grown 11.0% YoY (R$134 million in 3Q26 vs. R$120 million in 3Q25), while year-to-date it would have decreased 11.4% (R$386 million in 9M26 vs. R$436 million in 9M25).

In 3Q26, the Contingencies line recorded a provision of R$88 million, compared to a practically zero base in the same period of 2025. Year-to-date in 9M26, the amount provisioned totaled R$213 million, an increase of +37.9% YoY. The comparison mainly reflects the 2025 base, which included a non-recurring reversal of R$67 million in 3Q25, resulting from the review of the provisioning methodology for recurring civil lawsuits to adapt it to the new profile of the lawsuit portfolio. In addition, the quarter was marked by a one-off inflow of new claims associated with the weather events in the period, especially the one that occurred in July 2026.

2.8 Net Financial Result

(R$ million)	3Q26	3Q25	*Δ%*	9M26	9M25	*Δ%*
Cost of Debt	**(78)**	**(68)**	*15.1%*	**(437)**	**(168)**	*159.9%*
Net Charges	(103)	(96)	*6.6%*	(295)	(276)	*6.7%*
Δ FX Exchange and Monetary	25	32	*-19.7%*	(85)	103	-
Swap Operations	(1)	-	-	(1)	-	
Financial Investments	38	66	*-41.9%*	72	185	
Fair Value Adjust.	(38)	(69)	*-45.5%*	(127)	(180)	*-29.6%*
Financial Income / Expenses	**(29)**	**(108)**	*-72.8%*	**(140)**	**(215)**	*-34.7%*
Interest Installments	11	17	*-33.0%*	36	47	*-24.5%*
Balance Accounts Adjust.	(6)	14	-	(36)	(11)	*230.0%*
CVA adjustments	(1)	(20)	*-94.4%*	35	(81)	-
Other	(33)	(119)	*-72.2%*	(175)	(170)	*3.1%*
Financial Result	**(107)**	**(176)**	*-38.9%*	**(577)**	**(383)**	*50.7%*

In 3Q26, the DisCo's net financial result was a negative R$107 million, an improvement of 38.9% compared to the negative R$176 million in 3Q25, mainly explained by the comparison base, which included R$101.5 million in non-recurring effects related to customer credits: (i) R$46.7 million from the amendment to SuperVia's Judicial Reorganization Plan; and (ii) R$54.8 million from the present value of the installment plan for public sector bills under the Other line. In 9M26, the result was a negative R$577 million (negative R$383 million in 9M25), mainly reflecting the reversal of foreign exchange and monetary variation, from a positive R$103 million to a negative R$85 million.

The cost of debt totaled R$78 million (+15.1% YoY). Net charges totaled R$103 million (+6.6% YoY), following the evolution of the principal of the renegotiated debt, adjusted by the IPCA and increased by capitalized interest (PIK) through 2025.

Foreign exchange and monetary variation was a positive R$25 million, compared to R$32 million in 3Q25. In 3Q26, with a stable exchange rate, the effect resulted from the monetary adjustment of the IPCA-indexed debentures. Financial investments yielded R$38 million, compared to R$66 million in 3Q25, due to the lower average cash balance YoY.

2.9 Income Tax and Social Contribution and Net Income

Light Distribuição recorded a positive IR/CS result of R$92 million in 3Q26, compared to an expense of R$42 million in 3Q25, both entirely deferred. Year-to-date, the highlight is the recognition, in 1Q26, of R$2.9 billion in deferred tax credits due to the renewal of the DisCo's concession.

The DisCo recorded a net loss of R$128 million in 3Q26, compared to net income of R$11 million in 3Q25. The result mainly reflected the comparison base for PECLD and contingency provisions, which included non-recurring reversals in 3Q25, as detailed in the EBITDA section, and the optimization of asset write-offs, including the 2027 Periodic Tariff Review. These effects were partially offset by the R$68 million improvement in the net financial result, from a negative R$176 million to a negative R$107 million, and by the positive IR/CS result.

2.10 Debt

(R$ million)	3Q26	3Q25	Δ%	2Q26	Δ%
Gross Debt	**7,586**	**6,268**	*21.0%*	**6,726**	*12.8%*
Short-term	**103**	**132**	*-21.6%*	**237**	*-56.4%*
Local Currency	89	118	*-25.2%*	235	*-62.4%*
Foreign currency	15	13	*11.5%*	1	*930.1%*
Long-term	**7,482**	**6,136**	*21.9%*	**6,489**	*15.3%*
Local Currency	6,178	4,840	*27.7%*	5,197	*18.9%*
Foreign currency	1,304	1,297	*0.6%*	1,292	*0.9%*
Cash Position	**1,931**	**1,385**	*39.4%*	**330**	*484.6%*
Net Debt	**5,655**	**4,883**	*15.8%*	**6,396**	*-11.6%*

The DisCo's gross debt ended 3Q26 at R$7.6 billion, an increase of +12.8% compared to 2Q26 and of +21.0% YoY. The variation in the quarter reflects the 1st issuance of Commercial Notes in the amount of R$1.0 billion (paying CDI+2% p.a., a three-year term, and straight-line amortization starting in the 13th month), whose proceeds will be allocated to the maintenance of the distribution operation, and the interest accrual for the period in the amount of R$181 million (most coupon payments occur in 2Q and 4Q).

At the end of the quarter, 98.6% of the debt was long-term, with the first principal amortization scheduled for October 2027 (related to the Commercial Notes), and 82.6% of the total amount was denominated in local currency. The duration of the DisCo's debt was 4.45 years.

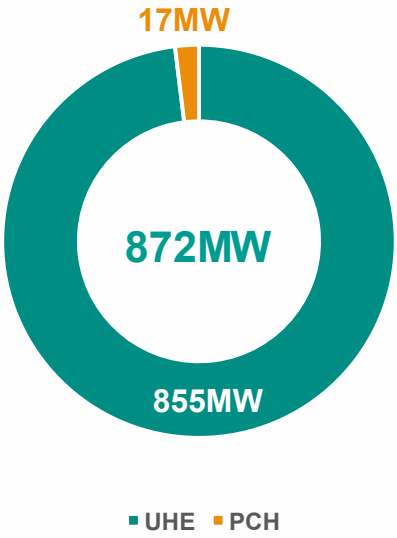
The DisCo's cash position ended the period at R$1.9 billion, reflecting the R$1.35 billion contribution from the capital increase in July and the proceeds from the Commercial Notes, partially offset by investments and the payment to UTE Norte Fluminense. As a result, net debt stood at R$5.7 billion (-11.6% QoQ).

3.0 Generation and Trading

3.1 Operational Context

Generation Portfolio

The Company's generation portfolio totals 872 MW of installed capacity, 100% hydroelectric and renewable, of which 855 MW belong to Light Geração, with five hydroelectric plants (Fontes Nova, Nilo Peçanha, Pereira Passos, Ilha dos Pombos, and Santa Branca), and 17 MW to the Lajes Small Hydroelectric Plant (PCH Lajes), operated by Lajes Energia.

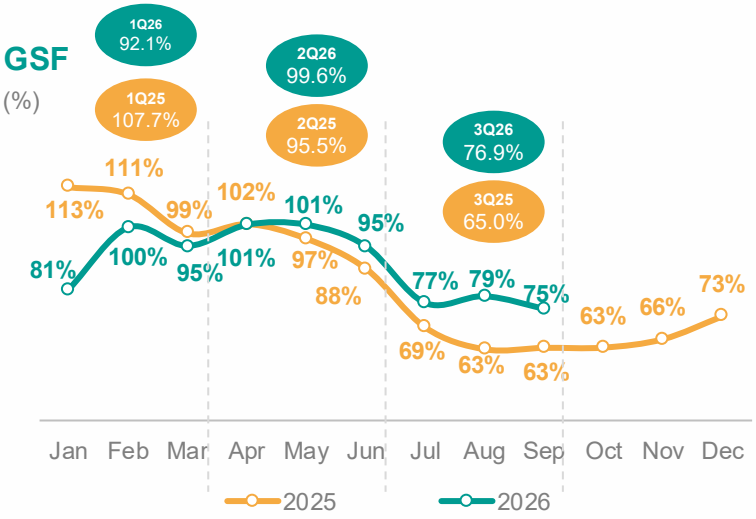


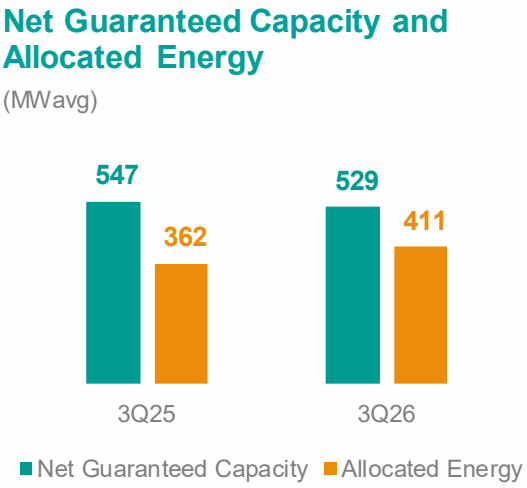
Hydrological Scenario

Natural Affluent Energy (ENA) was above the historical average in most of the relevant river basins throughout 3Q26, in contrast to the greater hydrological concern observed at certain points in 2025. Reservoirs in the main subsystems, especially Southeast/Center-West and South, maintained relatively high Stored Energy (EAR) levels, reflecting the good water storage accumulated since the wet season and reinforcing the security of supply to the National Interconnected System (SIN). This performance helped preserve reservoir levels and reduce the need for out-of-merit-order thermal dispatch.

As a result, the GSF reached 76.9% in 3Q26, an improvement of 11.9 p.p. compared to 65.0% in 3Q25, reflecting the normalization of inflows and the recovery of reservoirs. The seasonalization strategy adopted by the Company maintained the allocation concentrated in the second half of the year, in line with the SIN's historical inflow profile and with the pattern executed in 2025.

The Company's Allocated Energy in 3Q26 totaled 411 MWavg, an increase of 49 MWavg compared to 362 MWavg recorded in 3Q25, despite lower Net Guaranteed Power in the period (529 MWavg in 3Q26 vs. 547 MWavg in 3Q25). The increase in the allocated volume, even with lower Net Guaranteed Power, is explained by the improvement in the GSF in the period.



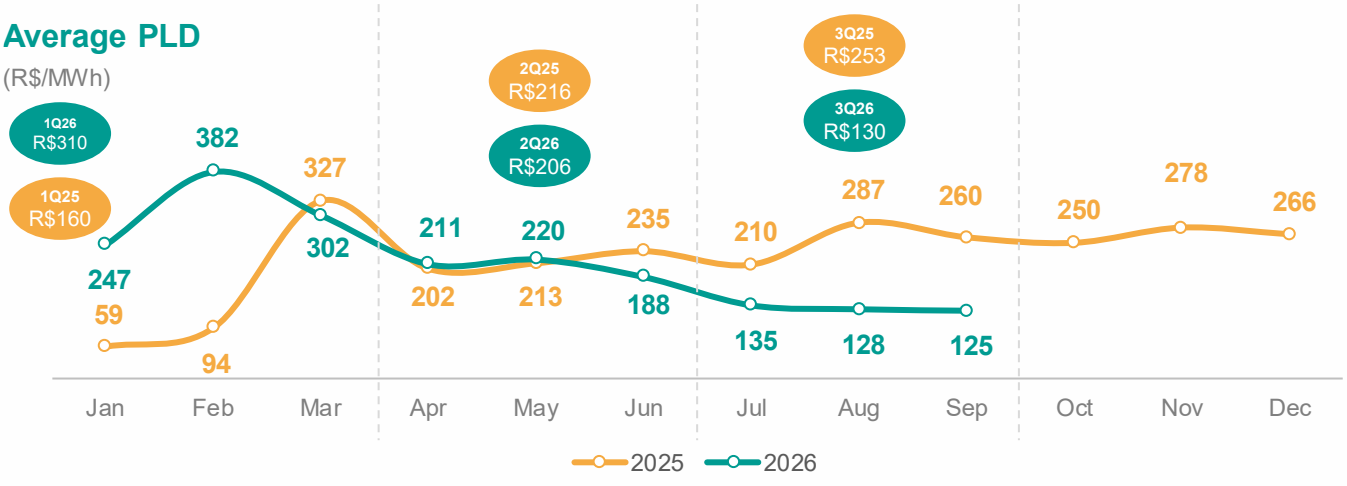


Price Scenario

The average Settlement Price for Differences (PLD) was R$130/MWh in 3Q26, a decrease of -48.7% compared to R$253/MWh in 3Q25, reflecting more favorable hydrological conditions and the high storage levels preserved throughout the period, with inflows close to historical averages. This decrease in the PLD contributed to the reversal of the Company's position in the short-term (Spot) market, ending the quarter with a positive balance in the Short-Term Market (MCP) (sale of 29 MWavg at R$130/MWh), unlike in 3Q25, when it acted as a net buyer in a substantially higher price environment (purchase of 18 MWavg at R$253/MWh).

On the other hand, in 9M26 the average PLD was R$216/MWh, an increase of 2.8% compared to R$210/MWh in 9M25, impacted by the higher PLD in 1Q26, which was driven by the delay in the start of the wet season and by the new parameterization of the sector's models, which became more averse to hydrological risk. This higher PLD favored the Company's short-term selling position.

Additionally, the higher GSF contributed to reducing the need for purchases in the Free Contracting Environment (ACL) to fulfill sales contracts, both in the quarter and year-to-date.



Note: The GSF is a system-wide indicator, corresponding to the ratio between the actual generation of the set of plants participating in the Energy Reallocation Mechanism (MRE) and the total guaranteed power of that set; e.g., when the GSF is below 100%, allocated energy is proportionally reduced for all participants in the mechanism, regardless of the individual performance of each asset.

Energy Generation

Net generation was 862 GWh in 3Q26 (+2.2% YoY) and 2,760 MWh in 9M26 (+4.6% YoY), driven by the growth of Light Geração, given the improvement in the hydrological scenario, with a higher GSF.

(GWh)	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Generated Energy	**862**	**843**	*2.2%*	**2,760**	**2,640**	*4.6%*
UHE	823	805	*2.3%*	2,655	2,527	*5.1%*
PCH	38	38	*0.7%*	105	114	*-7.5%*

Energy Trading

Light Comercialização, the group's Trading Company, recorded a traded volume of 2,523 GWh in 3Q26, practically stable compared to 3Q25 (+0.4% YoY). Despite the stability compared to the previous year, there was an improvement in the traded mix, with conventional energy decreasing -7.2% YoY and incentivized energy increasing +57.7% YoY, now accounting for 18.3% of the sales mix in the quarter, compared to 11.7% in 3Q25.

In 9M26, the traded volume was 6,946 GWh, an increase of 19.5% YoY, driven by growth in both energy sources. Year-to-date, an improvement in the traded mix can also be observed, with incentivized energy accounting for 16.6% of the sales mix, compared to 13.1% in 9M25.

(GWh)	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Traded Energy	**2,523**	**2,513**	*0.4%*	**6,946**	**5,814**	*19.5%*
Conventional	2,061	2,221	*-7.2%*	5,790	5,052	*14.6%*
Incentivized	461	293	*57.7%*	1,155	762	*51.6%*

The result reflects the continuation of the Trading Company's portfolio expansion strategy, with emphasis on the growth of incentivized energy, supported by the expansion of the base of Consumer Units served, the commercial initiatives implemented, and investments in systems and technology dedicated to the operation. The portfolio shows relevant sector diversification, with a presence in the telecommunications, food retail, logistics, agribusiness, education, and services segments, and is concentrated in higher-rated counterparties.

The Company ended the quarter with a solid contractual position and controlled exposure, supported by the continuous monitoring of hydrological and price risks, which provides predictability to the segment's cash generation and preserves the ability to capture commercial opportunities in the coming periods.

3.2 Financial Performance

(R$ million)	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Net Revenue	**476**	**516**	***-7.8%***	**1,466**	**1,097**	***33.6%***
Purchased Electricity	(336)	(394)	*-14.6%*	(922)	(691)	*33.5%*
Mark-to-Market Effect	117	(17)	-	54	121	*-55.3%*
Gross Margin	**257**	**105**	***143.7%***	**598**	**527**	***13.5%***
Cash Gross Margin[1]	**140**	**123**	***14.0%***	**544**	**407**	***33.9%***
PMSO	(26)	(23)	*13.8%*	(78)	(65)	*19.4%*
Contingencies	(0.2)	4	-	(1)	4	-
Other Oper. Revenue/Expense	(6)	(5)	*24.3%*	(36)	(6)	*494.9%*
EBITDA	**224**	**81**	***177.2%***	**483**	**460**	***5.0%***
(-) Light COM. MtM effect	117	(17)	-	54	121	*-55.3%*
(-) Non-recurring effects	(6)	(5)	*24.3%*	(36)	(6)	*494.9%*
(-) JR expenses	(6)	(4)	*36.9%*	(23)	(5)	*334.0%*
(-) Asset write-offs/other	(0)	(1)	*-51.9%*	(14)	(1)	*1448.4%*
Recurring Cash EBITDA[2]	**113**	**103**	***9.9%***	**465**	**345**	***34.8%***

The Cash Gross Margin of the Generation and Trading segments (ex-MtM) was R$140 million in 3Q26 (+14.0% YoY), driven by the higher GenCo's margin (+R$23 million YoY), given the higher volume of energy generated (+2.2% YoY), by the increase in GSF (77% in 3Q26 vs. 65% in 3Q25), which increased Allocated Energy by 49 MWavg and reduced purchases in the ACL by 70 MWavg. In addition, the lower PLD (R$130/MWh in 3Q26 vs. R$253/MWh in 3Q25) contributed to the reversal of the Company's position in the spot market, shifting from buyer (-18 MWavg at R$253/MWh) to seller (+29 MWavg at R$130/MWh). On the other hand, the Trading Company's margin contributed negatively by R$6 million to the result, given the decrease in average prices.

In 9M26, Cash Gross Margin (ex-MtM) was R$544 million (+33.9% YoY), also driven by the GenCo's better margin (+R$115 million YoY), given the higher volume of energy generated (+4.6% YoY), the increase in the GSF (90% in 9M26 vs. 89% in 9M25), and the higher PLD (R$216/MWh in 9M26 vs. R$210/MWh in 9M25). In addition, the margin for the year was also impacted by the indemnification for the transmission assets operated by Light Geração, recorded in 1Q26 (+R$46 million), and by the better margin of Light Comercialização (+R$23 million), given the higher traded volume and the growth of incentivized energy, which contributed to a better mix.

(1) Excludes the mark-to-market effect of Light Comercialização's contracts ("COM MtM"); (2) Excludes MtM and non-recurring items.

PMSO expenses totaled R$26 million in 3Q26 (+13.8% YoY) and R$78 million in 9M26 (+19.4% YoY), reflecting the growth and structuring of the commercial operations and the increase in personnel costs at the GenCo. As a result, Recurring Cash EBITDA from the combined operations reached R$113 million in 3Q26 (+9.9% YoY) and R$465 million in 9M26 (+34.8% YoY), reflecting the expansion of Cash Gross Margin and the balance between revenue growth and costs in the segment.

3.3 Net Financial Result

(R$ million)	3Q26	3Q25	*Δ%*	9M26	9M25	*Δ%*
Cost of Debt	**(2)**	**(34)**	*-94.6%*	**(36)**	**51**	-
Net Charges	(9)	(28)	*-66.6%*	(100)	(80)	*24.2%*
Δ FX Exchange and Monetary	2	15	*-86.0%*	(11)	94	-
Swap Operations	2	(55)	-	2	(55)	-
Financial Investments	3	34	*-90.6%*	70	94	*-26.2%*
Fair Value Adjust. and Swap MTM	-	(1)	-	3	(2)	-
Financial Income /Expenses	**12**	**14**	*-11.3%*	**29**	**17**	*74.9%*
Balance Accounts Adjust.	(1)	0	-	(2)	(1)	*212.9%*
Other	13	14	*-4.3%*	31	17	*79.8%*
Financial Result	**11**	**(20)**	-	**(7)**	**68**	-

The net financial result of the Generation and Trading operations was a positive R$11 million in 3Q26, reversing the negative result of R$20 million recorded in 3Q25.

The change reflects the new debt profile following the settlement of the Notes and the associated swaps in June 2026. In 3Q25, swap transactions had generated a negative impact of R$55 million. Net charges decreased -66.6% YoY, to R$9 million, reflecting the lower debt balance following the settlement of the Notes and the annual amortization of the debentures in July. These effects were partially offset by lower income from financial investments, which went from R$34 million to R$3 million due to the lower average cash balance.

In 9M26, the net financial result was a negative R$7 million, compared to a positive R$68 million in 9M25, reflecting the effects of the settlement of the Notes and swaps in 2Q26 and the lower income from financial investments.

3.4 Net Income

The combined operations of Light Geração and Comercialização recorded reported net income of R$148 million in 3Q26, compared to R$21 million in 3Q25. The result benefited from the positive effect of R$117 million from the mark-to-market of the Trading Company's contracts, reflecting a new energy contract entered into in September 2026, compared to a negative effect of R$17 million in 3Q25, and from the reversal of the net financial result, as detailed in the previous section.

3.5 Debt

	3Q26	3Q25	Δ%	2Q26	Δ%
Gross Debt	**473**	**1,600**	*-70.4%*	**668**	*-29.2%*
Short-term	**241**	**1,141**	*-78.9%*	**255**	*-5.6%*
Local Currency	241	245	*-1.8%*	255	*-5.6%*
Foreign currency	-	896	-	-	-
Long-term	**232**	**459**	*-49.4%*	**413**	*-43.8%*
Local Currency	232	459	*-49.4%*	413	*-43.8%*
Foreign currency	-	-	-	-	-
Cash Position	**64**	**1,112**	*-94.2%*	**191**	*-66.6%*
Net Debt	**409**	**488**	*-16.2%*	**477**	*-14.2%*
Net Debt / Adj. EBITDA (LTM)	**0.80x**	**1.01x**	*-20.3%*	**0.97x**	*-17.6%*

Light Geração's gross debt ended 3Q26 at R$473 million, a decrease of -29.2% compared to 2Q26 and of -70.4% compared to 3Q25. The decrease in the quarter mainly reflects the coupon payment and annual amortization of the 7th debenture issuance, which occurred in July 2026, totaling R$180 million. This operation's debt remained 100% denominated in local currency, and short-term debt, of R$241 million, concentrated the amortization installment scheduled for July 2027.

The cash position ended the quarter at R$64 million, compared to R$191 million in 2Q26 (-66.6% QoQ), reflecting debt service and the amortization carried out in the period.

As a result, net debt totaled R$409 million, a decrease of -14.2% QoQ and of -16.2% YoY. Leverage, measured by the ratio of net debt to 12-month adjusted EBITDA, ended the quarter at 0.80x, compared to 0.97x in 2Q26.

Annex I – EBITDA Reconciliation

Light S.A. (Consolidated)

(R$ million)	3Q26	3Q25	*ΔR$*	*Δ%*	9M26	9M25	*ΔR$*	*Δ%*
Net Income (Loss)	**(56)**	**33**	**(89)**	-	**2,513**	**400**	**2,113**	*527.6%*
(-) Income Tax/Social Contribution	(38)	(35)	(3)	*9.7%*	(148)	(96)	(52)	*54.1%*
(-) Deferred Inc. Tax/Social Contribution	62	(16)	78	-	3,098	(245)	3,343	-
EBT	**(80)**	**84**	**(163)**	-	**(436)**	**742**	**(1,178)**	-
(-) Depreciation and Amortization	(279)	(233)	(46)	*19.9%*	(761)	(681)	(80)	*11.8%*
(-) Net Financial Result	(76)	(178)	102	*-57.1%*	(556)	(270)	(286)	*106.0%*
EBITDA	**276**	**494**	**(219)**	*-44.2%*	**880**	**1,692**	**(812)**	*-48.0%*
(-) New Replacement Value (NRV)	4	61	(57)	*-92.7%*	287	348	(61)	*-17.6%*
(-) Light COM. MtM effect	117	(17)	134	-	54	121	(67)	*-55.3%*
(-) Equity Income	(7)	(30)	23	*-75.5%*	(22)	(51)	29	*-57.0%*
(-) Non-recurring effects	(271)	89	(360)	-	(890)	120	(1,010)	-
(-) Judicial Reorganization expenses	(152)	(31)	(121)	*397.3%*	(292)	(103)	(189)	*183.9%*
(-) PECLD Refis	(21)	-	(21)	-	(376)	-	(376)	-
(-) PECLD (Delinquency)	-	50	(50)	-	-	194	(194)	-
(-) Contingency reversals	-	67	(67)	-	-	67	(67)	-
(-) Asset write-offs/other	(98)	2	(100)	-	(222)	(38)	(184)	*481.6%*
Recurring Cash EBITDA	**432**	**391**	**41**	*10.5%*	**1,452**	**1,155**	**297**	*25.7%*

Annex I – EBITDA Reconciliation (cont.)

Light Distribuição

(R$ million)	3Q26	3Q25	*ΔR$*	*Δ%*	9M26	9M25	*ΔR$*	*Δ%*
Net Income (Loss)	**(128)**	**11**	**(138)**	**-**	**2,334**	**171**	**2,163**	***1264.1%***
(-) Income Tax/Social Contribution	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Deferred Inc. Tax/Social Contribution	92	(42)	134	-	3,074	(200)	3,274	-
EBT	**(220)**	**53**	**(273)**	**-**	**(739)**	**371**	**(1,111)**	**-**
(-) Depreciation and Amortization	(242)	(198)	(44)	*22.2%*	(653)	(580)	(73)	*12.6%*
(-) Net Financial Result	(107)	(176)	68	*-38.9%*	(577)	(383)	(194)	*50.7%*
EBITDA	**130**	**427**	**(297)**	***-69.6%***	**490**	**1,334**	**(844)**	***-63.3%***
(-) New Replacement Value (NRV)	4	61	(57)	*-92.7%*	287	348	(61)	*-17.6%*
(-) Non-recurring effects	(190)	80	(271)	-	(773)	171	(944)	-
(-) Judicial Reorganization expenses	(71)	(10)	(61)	*637.7%*	(181)	(2)	(178)	*7505.6%*
(-) PECLD Refis	(21)	-	(21)	-	(376)	-	(376)	-
(-) PECLD (Delinquency)	-	50	(50)	-	-	194	(194)	-
(-) Contingency reversals	-	67	(67)	-	-	67	(67)	-
(-) Asset write-offs/other	(98)	(27)	(71)	*263.9%*	(216)	(88)	(128)	*146.2%*
Recurring Cash EBITDA	**316**	**285**	**30**	***10.6%***	**977**	**815**	**161**	***19.8%***

Light Geração & Comercialização

(R$ million)	3Q26	3Q25	*ΔR$*	*Δ%*	9M26	9M25	*ΔR$*	*Δ%*
Net Income (Loss)	**148**	**21**	**127**	***614.7%***	**272**	**291**	**(19)**	***-6.5%***
(-) Income Tax/Social Contribution	(23)	(33)	10	*-29.0%*	(130)	(94)	(36)	*38.2%*
(-) Deferred Inc. Tax/Social Contribution	(31)	26	(56)	-	24	(45)	69	-
EBT	**202**	**28**	**174**	***623.0%***	**378**	**430**	**(52)**	***-12.1%***
(-) Depreciation and Amortization	(33)	(33)	0	*0.0%*	(98)	(98)	(1)	*0.6%*
(-) Net Financial Result	11	(20)	31	-	(7)	68	(75)	-
EBITDA	**224**	**81**	**143**	***177.2%***	**483**	**460**	**23**	***5.0%***
(-) Light COM. MtM effect	117	(17)	134	-	54	121	(67)	*-55.3%*
(-) Non-recurring effects	(6)	(5)	(1)	*24.3%*	(36)	(6)	(30)	*494.9%*
(-) Judicial Reorganization expenses	(6)	(4)	(2)	*36.9%*	(23)	(5)	(17)	*334.0%*
(-) Asset write-offs/other	(0)	(1)	0	*-51.9%*	(14)	(1)	(13)	*1448.4%*
Recurring Cash EBITDA	**113**	**103**	**10**	***9.9%***	**465**	**345**	**120**	***34.8%***

Annex II – DisCo Income Statement

(R$ million)	3Q26	3Q25	ΔR$	Δ%	9M26	9M25	ΔR$	Δ%
Net Revenue[1]	**2,962**	**2,846**	**116**	***4.1%***	**9,511**	**8,890**	**621**	***7.0%***
Purchased Electricity	**(2,086)**	**(1,959)**	**(127)**	***6.5%***	**(6,690)**	**(6,176)**	**(514)**	***8.3%***
Gross Margin	**876**	**887**	**(11)**	***-1.2%***	**2,821**	**2,714**	**107**	***4.0%***
New Replacement Value (NRV)	**4**	**61**	**(57)**	***-92.7%***	**287**	**348**	**(61)**	***-17.6%***
Cash Gross Margin	**871**	**825**	**46**	***5.6%***	**2,535**	**2,366**	**168**	***7.1%***
PMSO	**(335)**	**(352)**	**18**	***-5.0%***	**(958)**	**(893)**	**(65)**	***7.3%***
PECLD (delinquency)	**(134)**	**(70)**	**(63)**	***89.8%***	**(386)**	**(242)**	**(144)**	***59.6%***
Contingencies	**(88)**	**(0)**	**(87)**	**-**	**(213)**	**(155)**	**(59)**	***37.9%***
Other Oper. Revenue/Expense	**(190)**	**(37)**	**(154)**	***419.9%***	**(773)**	**(90)**	**(683)**	***756.9%***
EBITDA	**130**	**427**	**(297)**	*-69.6%*	**490**	**1,334**	**(844)**	*-63.3%*
NRV	**4**	**61**	**(57)**	***-92.7%***	**287**	**348**	**(61)**	***-17.6%***
Non-recurring effects	**(190)**	**80**	**(271)**	**-**	**(773)**	**171**	**(944)**	**-**
(-) Judicial Reorganization expenses	(71)	(10)	(61)	*637.7%*	(181)	(2)	(178)	*7505.6%*
(-) PECLD Refis	(21)	-	(21)	-	(376)	-	(376)	-
(-) PECLD (Delinquency)	-	50	(50)	-	-	194	(194)	-
(-) Contingency reversals	-	67	(67)	-	-	67	(67)	-
(-) Asset write-offs/other	(98)	(27)	(71)	*263.9%*	(216)	(88)	(128)	*146.2%*
Recurring Cash EBITDA	**316**	**285**	**30**	*10.6%*	**977**	**815**	**161**	*19.8%*
Depreciation and Amortization	**(242)**	**(198)**	**(44)**	***22.2%***	**(653)**	**(580)**	**(73)**	***12.6%***
Net Financial Result	**(107)**	**(176)**	**68**	***-38.9%***	**(577)**	**(383)**	**(194)**	***50.7%***
Financial Revenue	106	129	(22)	*-17.4%*	330	339	(9)	*-2.6%*
Financial Expense	(214)	(305)	91	*-29.8%*	(907)	(722)	(185)	*25.7%*
IR/CS	**92**	**(42)**	**134**	**-**	**3,074**	**(200)**	**3,274**	**-**
Income Tax/Social Contribution	-	-	-	-	-	-	-	-
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	92	(42)	134	-	3,074	(200)	3,274	-
Net Income	**(128)**	**11**	**(138)**	**-**	**2,334**	**171**	**2,163**	*1264.1%*

(1) Excludes construction revenue.

Annex III – GenCo and Trading Company Income Statement

(R$ million)	3Q26	3Q25	ΔR$	Δ%	9M26	9M25	ΔR$	Δ%
Net Revenue	**476**	**516**	**(41)**	**-7.8%**	**1,466**	**1,097**	**369**	**33.6%**
Purchased Electricity	**(336)**	**(394)**	**58**	**-14.6%**	**(922)**	**(691)**	**(231)**	**33.5%**
Mark-to-market effect	**117**	**(17)**	**134**	**-**	**54**	**121**	**(67)**	**-55.3%**
Gross Margin	**257**	**105**	**152**	**143.7%**	**598**	**527**	**71**	**13.5%**
Cash Gross Margin[1]	**140**	**123**	**17**	**14.0%**	**544**	**407**	**138**	**33.9%**
PMSO	**(26)**	**(23)**	**(3)**	**13.8%**	**(78)**	**(65)**	**(13)**	**19.4%**
Contingencies	**(0.2)**	**4**	**(4)**	**-**	**(1)**	**4**	**(5)**	**-**
Other Oper. Revenue/Expense	**(6)**	**(5)**	**(1)**	**24.3%**	**(36)**	**(6)**	**(30)**	**494.9%**
EBITDA	**224**	**81**	**143**	**177.2%**	**483**	**460**	**23**	**5.0%**
Mark-to-market effect	**117**	**(17)**	**134**	**-**	**54**	**121**	**(67)**	**-55.3%**
Non-recurring effects	**(6)**	**(5)**	**(1)**	**24.3%**	**(36)**	**(6)**	**(30)**	**494.9%**
(-) JR expenses	(6)	(4)	(2)	36.9%	(23)	(5)	(17)	334.0%
(-) Asset write-offs/other	(0)	(1)	0	-51.9%	(14)	(1)	(13)	1448.4%
Recurring Cash EBITDA	**113**	**103**	**10**	**9.9%**	**465**	**345**	**120**	**34.8%**
Depreciation and Amortization	**(33)**	**(33)**	**0**	**0.0%**	**(98)**	**(98)**	**(1)**	**0.6%**
Net Financial Result	**11**	**(20)**	**31**	**-**	**(7)**	**68**	**(75)**	**-**
Financial Revenue	22	32	(10)	-30.0%	110	117	(7)	-5.8%
Financial Expense	(12)	(52)	40	-77.3%	(117)	(49)	(68)	138.9%
IR/CS	**(54)**	**(7)**	**(47)**	**646.6%**	**(106)**	**(139)**	**33**	**-23.8%**
Income Tax/Social Contribution	(23)	(33)	10	-29.0%	(130)	(94)	(36)	38.2%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(31)	26	(56)	-	24	(45)	69	-
Net Income	**148**	**21**	**127**	**614.7%**	**272**	**291**	**(19)**	**-6.5%**

(1) Excludes the mark-to-market effect of Light Comercialização's contracts.

Annex IV – Consolidated Balance Sheet

Assets

(R$ million)	Sep 30, 2026	Jun 30, 2026
Current	**6,980**	**6,465**
Cash and cash equivalents	1,035	1,551
Marketable securities	1,151	304
Trade accounts receivable	1,865	1,785
Inventory	110	104
Taxes and contributions recoverable	1,282	1,250
Sector Financial Assets	186	277
Prepaid expenses	28	29
Dividends and interest on equity receivable	-	-
Receivables for services provided	30	28
Derivative financial instruments swaps	12	7
Outstanding balances of derivative financial inst. such as swaps	-	-
Fair value in the purchase and sale of energy	503	409
Other receivables	779	723
Non-current	**24,167**	**23,937**
Trade accounts receivable	975	985
Taxes and contributions recoverable	1,571	1,740
Deferred taxes	3,373	3,281
Deposits related to litigation	379	377
Derivative financial instruments – swaps	13	26
Mutual loan with related parties	-	-
Concession financial assets	874	855
Fair value in the purchase and sale of energy	242	211
REFIS Pass-through – Complementary Law No. 225/2025	1,741	1,699
Other receivables	44	43
Sector financial assets	202	-
Contract assets – infrastructure under construction	378	416
Investments	181	189
Property, plant and equipment	2,063	2,066
Intangible assets	11,815	11,707
Right-of-use assets	315	336
Prepaid expenses	-	7
Total Assets	**31,147**	**30,403**

Annex IV – Consolidated Balance Sheet (cont.)

Liabilities

(R$ million)	Sep 30, 2026	Jun 30, 2026
Current	**5,361**	**5,578**
Trade accounts payable	2,391	2,508
Taxes and contributions payable	203	185
REFIS – Complementary Law No. 225/2025	185	236
Deferred taxes	3	2
Loans and financing	104	269
Debentures	250	229
Dividends payable	-	-
Financial instruments derivatives swaps	1	0
Remaining balances of derivative financial instruments swaps	-	-
Sector financial liabilities	-	-
Contingency Provisions	-	-
Labor liabilities	185	139
Post-employment benefits	31	31
Amounts refundable to consumers	265	259
Lease obligations	97	93
Regulatory charges	463	449
Fair value in the purchase and sale of energy	331	333
Other payables	851	846
Non-current	**14,493**	**15,515**
Loans and financing	2,377	1,904
Debentures	5,382	6,750
Remaining balances of derivative financial instruments swaps	-	-
Sector financial liabilities	-	72
Taxes and contributions payable	46	49
REFIS – Complementary Law No. 225/2025	1,771	1,764
Deferred taxes	189	263
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	3,988	3,948
Post-employment benefits	205	198
Lease obligations	266	288
Amounts refundable to consumers	-	-
Fair value in the purchase and sale of energy	235	227
Other payables	35	53
Equity	**11,293**	**9,310**
Share capital	8,540	5,392
Capital reserve	492	360
Accumulated Profits/Losses	2,157	2,209
Asset valuation adjustments	215	219
Other comprehensive income	(111)	(111)
Funds for capital increase	-	1,241
Total Liabilities	**31,147**	**30,403**

Annex V – Debt by Instrument in 3Q26

Light S.A. (Consolidated)

(R$ million)	Face Value	Fair Value Adjust.	Fair Value
Light SESA	8,603	(1,018)	7,586
Light Energia	473	-	473
Non-opting Creditor - Local	56	(33)	23
Non-opting Creditor - Foreign	20	(12)	8
Total	**9,153**	**(1,063)**	**8,090**

Light Distribuição

(R$ million)	Face Value	Fair Value Adjust.	Fair Value
IPCA + 5%	3,563	(312)	3,252
IPCA + 3%	1,817	(453)	1,363
USD @ 4.21%	1,014	(100)	914
USD @ 2.26%	547	(141)	405
CDI + 0.5%	684	(11)	673
CDI + 2.0% (Commercial Notes)	978	-	978
Total	**8,603**	**(1,018)**	**7,586**

Light Geração

(R$ million)	Face Value	Fair Value Adjust.	Fair Value
IPCA + 4.85%	296	-	296
CDI + 2%	150	-	150
CDI + 2.85%	11	-	11
Other	16	-	16
Total	**473**	**-**	**473**

Annex VI – Metered Energy Balance

(GWh)	3Q26	% total	9M26	% total
(+) Proinfa	67	1.3%	215	1.2%
(+) Itaipu	979	19.3%	2,897	16.1%
(+) Auctions	4,586	90.3%	13,533	75.3%
(+) Quotas	472	9.3%	1,525	8.5%
(+) Angra I and II	75	1.5%	257	1.4%
(+) Others (CCEE)	(1,101)	-21.7%	(457)	-2.5%
Energy Requirement (CCEE)	**5,078**	-	**17,969**	-
Own Load	**5,021**	-	**17,690**	-
Measured Energy (Captive)	**2,932**	100.0%	**9,992**	100.0%
Residential	1,713	58.4%	6,069	60.7%
Industrial	43	1.5%	127	1.3%
Commercial	785	26.8%	2,531	25.3%
Others	392	13.4%	1,265	12.7%
Energy Balance	**2,089**	-	**7,698**	-
(+) Technical Losses	544	-	1,762	-
(+) Non-Technical Losses	1,850	-	6,807	-
(-) MMGD-Injected Energy	293	-	918	-
(+) REN (billed)	(5)	-	14	-
(+) Others	(7)	-	32	-
Backbone Grid Losses	**57**	-	**279**	-

(GWh)	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Grid Load	**8,200**	**7,641**	**7.3%**	**27,290**	**27,142**	**0.5%**
Grid Usage[1]	**3,180**	**2,925**	**8.7%**	**9,600**	**9,177**	**4.6%**
Own Load	**5,021**	**4,716**	**6.5%**	**17,690**	**17,965**	**-1.5%**
Metered Energy (Captive)	**2,932**	**2,812**	**4.3%**	**9,992**	**10,166**	**-1.7%**
Low Voltage	2,661	2,523	5.5%	9,098	9,119	-0.2%
Medium and High Voltage	271	288	-5.9%	894	1,047	-14.6%
Energy Balance	**2,089**	**1,905**	**9.7%**	**7,698**	**7,799**	**-1.3%**

(1) Includes Free Market and concessionaire monetization.

Light

3Q26
EARNINGS CONFERENCE CALL

11:00 AM (BRT) - Brasília, Brazil

Webcast in Portuguese
with simultaneous translation

CLICK HERE



INVESTOR RELATIONS
ri.light.com.br
ri@light.com.br

LIGT
B3 LISTED NM