



Release de resultados

2T26

CONFERÊNCIA DE
RESULTADOS

14 de Agosto de 2026

11h00 (BRT) – Brasília, Brasil

10h00 (EDT) – Nova York, EUA

15h00 (BST) – Londres, UK

WEBCAST EM
PORTUGUÊS COM
TRADUÇÃO SIMULTÂNEA

ACESSE AQUI

ri@light.com.br
ri.light.com.br

LIGT
B3 LISTED NM

Destaques 2T26 – Light S.A.

- **Renovação da Concessão da Distribuidora:** mais 30 anos de Concessão, com agenda regulatória avançando para a Revisão Tarifária Periódica de 2027;
- **R\$1,5 bilhão de Aumento de Capital Privado,** no teto do intervalo aprovado, reforçando a estrutura de capital da Companhia. R\$1,241 bilhão já ingressou no caixa no trimestre.
- **Conversão Mandatória da Dívida,** ocorrida em julho;
- **Pedido de Encerramento da Recuperação Judicial:** conclusão das obrigações previstas no Plano e protocolo do pedido de encerramento do processo;
- **EBITDA ajustado consolidado de R\$599 milhões no 2T26** (+82,3% A/A), com desempenho refletindo, principalmente, a expansão de 49,2% da margem bruta ajustada⁽¹⁾ da Distribuidora e queda do PMSO consolidado (-1,0% A/A);
- **CAPEX de R\$449 milhões no 2T26** (+7,1% A/A), explicado pela expansão dos projetos de qualidade e modernização da rede, em linha com o plano de investimentos plurianual;
- **Evolução contínua dos indicadores operacionais de campo** – TMA de 526 minutos nos últimos 12 meses (-38,9% A/A) e interrupções superiores a 24 horas em 3,7% (frente a 9,8% no 2T25);
- **Alavancagem de 2,85x⁽⁴⁾** ao final do 2T26, já parcialmente impactada pelos efeitos do aumento de capital.

Principais Indicadores

(R\$ milhões)	2T26	2T25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Energia Distribuída (GWh)	6.160	6.123	0,6%	12.910	13.251	-2,6%
Receita Líquida Ajustada ⁽¹⁾	3.521	3.041	15,8%	7.232	6.310	14,6%
EBITDA Ajustado ⁽²⁾	599	329	82,3%	1.022	908	12,6%
Lucro Líquido	(252)	(51)	390,2%	2.569	368	598,5%
Caixa	1.855	3.176	-41,6%	1.855	3.176	-41,6%
Dívida Líquida Ajustada ⁽³⁾	5.570	4.779	16,5%	5.570	4.779	16,5%
Dív. Líq. / EBITDA 12M ⁽⁴⁾	2,85x	2,56x	11,5%	2,85x	2,56x	11,5%
Capex	449	419	7,1%	798	715	11,6%

(1) Exclui receita de construção, VNR e itens não recorrentes; (2) Exclui VNR, outras receitas/despesas operacionais, efeito da marcação a mercado (MtM) dos contratos da Light COM e itens não recorrentes (ver conciliação no anexo I); (3) Desconsidera a parcela da dívida conversível em ações da Light S/A; (4) Apuração do indicador (consolidado) para covenant, conforme escritura.

1.0 Light Consolidado

- 1.1 Desempenho Financeiro
- 1.2 Investimentos
- 1.3 Endividamento

2.0 Distribuição (Light SESA)

- 2.1 Mercado de Energia Medido
- 2.2 Perdas
- 2.3 Arrecadação
- 2.4 Qualidade
- 2.5 Margem Bruta
- 2.6 EBITDA
- 2.7 Resultado Financeiro
- 2.8 IR/CS e Resultado Líquido
- 2.9 Endividamento

3.0 Geração e Comercialização (Light Energia & Com.)

- 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 Consolidada
- 4.3 III – DRE Distribuidora
- 4.4 IV – DRE Geradora + Comercializadora
- 4.5 V – Balanço Patrimonial Consolidado
- 4.6 VI – Endividamento
- 4.7 VII – Balanço Energético

1.0 Light Consolidado

1.1 Desempenho Financeiro

(R\$ milhões)	2T26	2T25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Receita Líquida	3.796	3.456	9,8%	7.842	7.199	8,9%
Receita Líquida Ajustada⁽¹⁾	3.521	3.041	15,8%	7.232	6.310	14,6%
Energia Comprada	(2.431)	(2.274)	6,9%	(5.158)	(4.486)	15,0%
Margem Bruta Ajustada⁽¹⁾	1.090	767	42,0%	2.074	1.824	13,7%
Despesa Operacional	(750)	(681)	10,1%	(1.612)	(1.227)	31,4%
PMSO	(321)	(325)	-1,0%	(672)	(590)	14,0%
Depreciação e Amortização	(242)	(228)	6,2%	(482)	(448)	7,6%
Contingências	(61)	(87)	-29,1%	(127)	(155)	-18,1%
PECLD	(108)	(27)	299,4%	(253)	(172)	47,3%
Efeito Marcação a Mercado	(9)	(15)	-36,5%	(64)	138	-
Equivalência Patrimonial	(8)	-	-	(15)	-	-
Outras Rec./Desp. Oper.	(486)	(73)	561,6%	(619)	(134)	363,1%
Resultado Financeiro	(327)	(21)	1491,2%	(479)	(92)	422,6%
IR/CS	143	(128)	-	2.926	(291)	-
Lucro Líquido	(252)	(51)	390,2%	2.569	368	598,5%
Lucro Líquido Ajustado⁽²⁾	150	(37)	-	(363)	230	-
EBITDA CVM	174	325	-46,4%	605	1.198	-49,5%
EBITDA Ajustado⁽³⁾	599	329	82,3%	1.022	908	12,6%

A margem bruta ajustada totalizou R\$1,1 bilhão no 2T26, crescimento de 42,0% A/A explicado pela expansão nas duas verticais. Na Distribuição, a margem cresceu +49,2% A/A, para R\$921 milhões como resultado do avanço de +12,3% A/A da receita líquida ajustada, impulsionada pelo reajuste tarifário anual combinado à estabilidade do mercado. No segmento de Geração & Comercialização, a margem somou R\$168 milhões (+11,8% A/A), sustentada pela expansão da carteira de energia (1.011 MWm comercializados no 2T26 | +28,1% A/A) combinada à manutenção da margem desses contratos.

O EBITDA ajustado totalizou R\$599 milhões no 2T26, crescimento de +82,3% A/A, em linha com a expansão da margem bruta e queda do PMSO, que somou R\$321 milhões no trimestre (-1,0% A/A), determinados principalmente pela dinâmica da Distribuição. O EBTIDA Ajustado considera o EBTIDA

(1) Exclui receita (e custo na margem) de construção, VNR e itens não recorrentes; (2) Exclui o efeito da marcação a mercado dos contratos da Light COM ("MtM da COM") e itens não recorrentes; (3) Exclui VNR, outras receitas/despesas operacionais, MtM da COM, equivalência patrimonial e itens não recorrentes. Nota: no 2T26, entre os ajustes, foi considerada na rubrica de "outras receitas/despesas operacionais", a expectativa de não recebimento de R\$354 milhões referentes à adesão da Light ao Refis. No trimestre, a Companhia reconheceu no passivo o valor a pagar ao fisco, o ativo referente à cobrança ao consumidor, bem como a provisão de expectativa de não recebimento de parte deste ativo.

CVM ajustado por itens de efeitos não recorrentes ou não caixa, como Outros resultados operacionais, MTM, VNR e equivalência patrimonial.

Em especial no 2T26, a Companhia reconheceu o resultado da adesão ao programa especial de parcelamento de créditos tributários (Refis), englobando uma antiga discussão com o Estado quanto a incidência de ICMS sobre subvenção econômica e descontos concedidos para algumas classes de consumidores.

Em linha com a regulamentação vigente, e uma vez que a Light atuou no melhor interesse dos seus consumidores, a Companhia poderá realizar a cobrança da contrapartida destes valores. Desta forma, no resultado do 2T26, além do registro do Passivo e Ativo referentes ao Refis, a Companhia também reconheceu, principalmente na rubrica de Outros Resultados Operacionais, expectativa de não recebimento da totalidade dos valores, impactando o resultado negativamente em R\$354 milhões. Cabe ressaltar que o assunto “incidência de ICMS sobre subvenção” está em discussão no STF, em processo de votação virtual já em curso, e cujo resultado parcial encontra-se favorável à tese de não incidência. A Companhia espera um desfecho favorável dessa discussão naquele julgamento. Caso esse fato ocorra, a Companhia realizará a reversão da grande maioria dos montantes passivos, ativos, bem como reversão da expectativa de não recebimento do crédito cobrado.

No 2T26, a Companhia registrou prejuízo de R\$252 milhões, piora ante o prejuízo de R\$51 milhões no 2T25, com a melhora da performance operacional sendo compensada por efeitos não recorrentes, na linha de Outras Receitas e Despesas Operacionais, relacionados ao Refis e a baixa de ativos, em razão da renovação da concessão.

1.2 Investimentos

(R\$ milhões)	2T26	2T25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Light Energia	21	21	0,4%	29	29	1,0%
Light SESA	428	399	7,4%	769	686	12,0%
Ativos Elétricos	324	304	6,6%	613	552	11,1%
Manutenção	126	134	-6,0%	262	257	1,9%
Expansão	117	104	12,8%	205	177	16,0%
Plano de Perdas	76	61	25,6%	138	108	27,7%
Recebíveis	4	5	-15,3%	7	9	-19,9%
Ativos não Elétricos	105	95	10,0%	156	135	15,7%
TI	95	72	31,4%	129	105	23,9%
Comercial	3	0	764,4%	5	1	576,6%
Demais	6	22	-71,4%	22	29	-26,2%
Total	449	419	7,1%	798	715	11,6%

A Companhia investiu R\$449 milhões no 2T26, crescimento de +7,1% frente ao mesmo período do ano anterior, em alinhamento ao seu novo ciclo de investimentos na Distribuição, com foco na renovação, modernização e digitalização da rede, buscando a melhoria contínua da qualidade para seus consumidores, maior confiabilidade do serviço, maior resiliência e eficiência da operação.

Os investimentos na Distribuidora somaram R\$428 milhões (+7,4% A/A), dos quais R\$324 milhões (76%) foram destinados a ativos elétricos.

Os investimentos em manutenção somaram R\$126 milhões no trimestre (-6,0% A/A), permanecendo como principal linha do Capex. A variação no trimestre reflete a recomposição das atividades, com mudança no mix pelo menor volume de intervenções corretivas de maior porte e maior participação da manutenção preventiva, dos serviços de menor porte e de substituições emergenciais.

Os investimentos na linha de expansão totalizaram R\$117 milhões (+12,8% A/A), impulsionados pelas obras de reforço e ampliação de capacidade de subestações e linhas de alta tensão, além do avanço da automação da rede. O plano de combate às perdas recebeu R\$76 milhões (+25,6% A/A), direcionados à intensificação da substituição de medidores obsoletos.

Os investimentos em ativos não elétricos (sistemas, TI, patrimônio e outros) totalizaram R\$105 milhões (+10,0% A/A), impulsionados por TI, que alcançou R\$95 milhões (+31,4% A/A), resultado do avanço da migração de sistemas (ex: SAP S/4HANA), os desenvolvimentos associados a requisitos regulatórios e fiscais e a modernização da infraestrutura de comunicação de dados.

No trimestre, a Companhia utilizou R\$96 milhões em créditos outorgados de ICMS (R\$244 milhões no primeiro semestre), benefício fiscal do Estado do Rio de Janeiro condicionado à realização de investimentos em infraestrutura de energia elétrica, cujos valores são registrados como obrigações especiais vinculadas à concessão.

A Light Energia investiu R\$21 milhões no trimestre, em linha com o 2T25, com foco na substituição e modernização de equipamentos e sistemas em subestações e usinas.

1.3 Endividamento

(R\$ milhões)	2T26	2T25	Δ%	1T26	Δ%
Dívida Bruta Ajustada ⁽¹⁾	7.425	7.955	-6,7%	8.118	-8,5%
Curto Prazo	492	1.184	-58,4%	1.296	-62,1%
Em Moeda Nacional	490	332	47,5%	362	35,6%
Em Moeda Estrangeira	1	851	-99,8%	935	-99,8%
Longo Prazo Ajustada ⁽¹⁾	6.933	6.772	2,4%	6.821	1,6%
Em Moeda Nacional	5.633	5.446	3,4%	5.517	2,1%
Em Moeda Estrangeira	1.300	1.325	-1,9%	1.304	-0,3%
Dívida Bruta	9.121	9.637	-5,4%	9.803	-7,0%
Dívida Bruta Ajustada ⁽¹⁾	7.425	7.955	-6,7%	8.118	-8,5%
Dívida Conversível	1.696	1.682	0,8%	1.686	0,6%
Posição de Caixa	1.855	3.176	-41,6%	1.417	30,9%
Dívida Líquida Ajustada ⁽¹⁾	5.570	4.779	16,5%	6.701	-16,9%
Dívida Líquida	7.266	6.461	12,5%	8.386	-13,4%
Dívida Líquida / EBITDA 12M ⁽²⁾	2,85x	2,56x	11,5%	3,69x	-22,7%
Dólar (EOP)	5,18	5,46	-5,1%	5,22	-0,8%
IPCA 12M	4,64%	5,48%	-0,8 p.p.	4,14%	0,5 p.p.
CDI 12M	14,72%	12,08%	2,6 p.p.	14,73%	0,0 p.p.

A dívida bruta ajustada da Companhia encerrou o trimestre em R\$7,4 bilhões, redução de 6,7% em relação ao 2T25. O movimento refletiu, essencialmente, a liquidação integral das *Notes* em moeda estrangeira da Light Energia, e operações de swap associadas, ocorrida em junho de 2026 e suportada pela posição de caixa da Geradora.

Esse mesmo evento reordenou o perfil de vencimentos e a composição por moeda do endividamento. A dívida de curto prazo encerrou o trimestre em R\$492 milhões, apresentando redução superior a 58% tanto no T/T quanto no A/A e passando a ser composta quase integralmente por obrigações em moeda nacional. Ao final de junho, 93% da dívida bruta ajustada tinha vencimento no longo prazo.

A posição de caixa consolidada ao final do 2T26 foi de R\$1,9 bilhão, alta de 30,9% em relação ao 1T26 e redução de 41,6% A/A, esta última reflexo do uso de liquidez na liquidação acima mencionada. O crescimento no trimestre está concentrado na holding e decorre do ingresso de R\$1,2 bilhão referente

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

rodada de subscrição do direito de preferência dos acionistas, no âmbito do aumento de capital privado da Light S.A., concluído em julho de 2026.

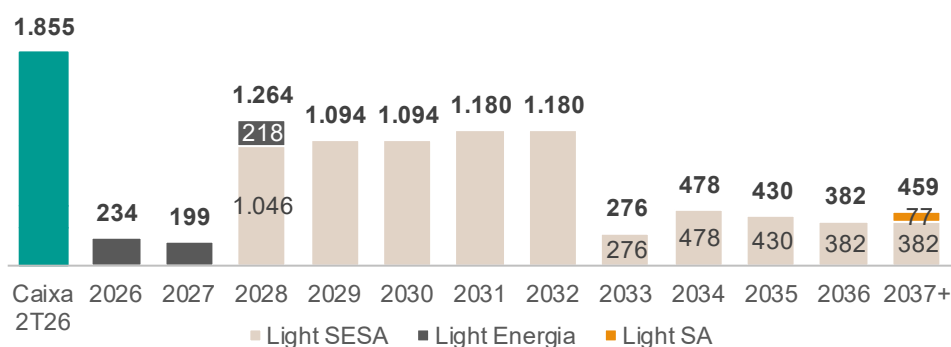
Como resultado, a dívida líquida ajustada totalizou R\$5,6 bilhões ao final de junho de 2026 (-16,9% em relação ao 1T26), refletindo ainda parcialmente os efeitos do aumento de capital. A relação dívida líquida / EBITDA ajustado dos últimos 12 meses para *covenants*, foi de 2,85x no período, ante a 3,69x no 1T26.

A liquidação das *Notes* teve efeito igualmente relevante sobre a exposição da Companhia a indexadores. Com a saída do instrumento em dólar da Geradora, a exposição cambial passou a se concentrar exclusivamente nos dois bonds da Distribuidora, contratados a USD + 4,21% e USD + 2,26%, equivalentes a um custo médio de Dólar + 3,5% ao ano, e reduziu-se a 23% da dívida ajustada. Em contrapartida, a parcela indexada ao IPCA passou a responder por aproximadamente 63% do total, a um custo médio de IPCA + 4,23% ao ano, cabendo ao CDI os 14% remanescentes. Trata-se de um perfil aderente ao modelo de negócio do setor elétrico, no qual as receitas da Distribuidora são reajustadas anualmente por índice de preços, o que confere proteção natural ao serviço da dívida e reduz a sensibilidade do resultado financeiro a movimentos da taxa básica de juros.

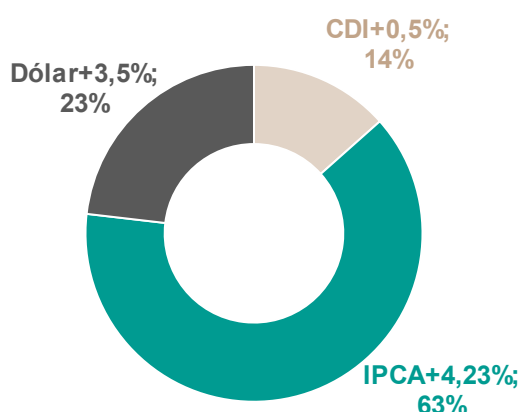
O cronograma de amortização reforça essa leitura. As amortizações de principal da dívida não conversível previstas para 2026 e 2027 somam R\$433 milhões, equivalentes a menos de um quarto da posição de caixa ao final do trimestre, e a primeira amortização materialmente relevante ocorre apenas em 2028, no montante de R\$1,3 bilhão, com o restante distribuído de forma equilibrada até 2037.

Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Reestruturada Não Conversível ⁽¹⁾

(R\$ milhões)



Dívida Reestruturada Ajustada por Indexador



(1) Exclui o montante da dívida conversível, tanto em moeda local quanto em moeda estrangeira.

2.0 Light SESA

2.1 Mercado de Energia Medido

(GWh)	2T26	2T25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Energia Distribuída	6.160	6.123	0,6%	12.910	13.251	-2,6%
Residencial	1.981	1.904	4,0%	4.357	4.402	-1,0%
Comercial	1.878	1.840	2,1%	3.945	3.996	-1,3%
Industrial	1.180	1.281	-7,9%	2.362	2.547	-7,3%
Concessionárias	285	267	6,8%	530	537	-1,3%
Outros	837	831	0,7%	1.716	1.768	-3,0%
Cativo	3.265	3.249	0,5%	7.055	7.354	-4,1%
Residencial	1.981	1.904	4,0%	4.357	4.402	-1,0%
Comercial	833	847	-1,7%	1.744	1.876	-7,1%
Industrial	40	49	-18,5%	84	107	-21,4%
Outros	412	449	-8,3%	870	969	-10,2%
Uso de Rede / Livre	2.470	2.491	-0,9%	5.009	5.097	-1,7%
Comercial	1.045	993	5,2%	2.202	2.120	3,9%
Industrial	1.140	1.232	-7,4%	2.278	2.440	-6,7%
Concessionárias	285	267	6,8%	530	537	-1,3%
Outros	425	382	11,2%	845	799	5,8%

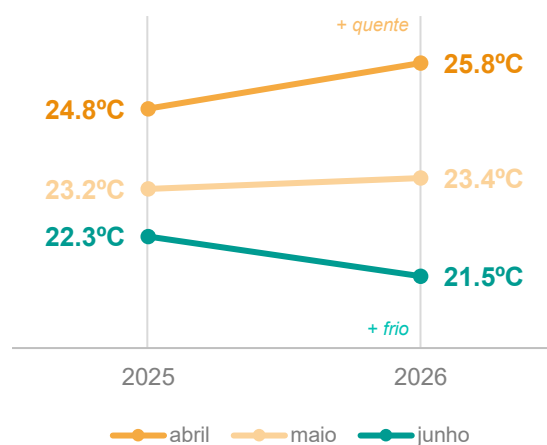
A energia distribuída pela Light SESA totalizou 6.160 GWh no 2T26, avanço de 0,6% A/A. Dado o perfil das classes de consumo, a área de concessão da Companhia é impactada principalmente pelo efeito da temperatura, que na média do trimestre permaneceu praticamente estável em relação ao 2T25, em 23,5°C frente a 23,4°C (+0,1°C). Na dinâmica mensal, entretanto, abril e maio registraram médias mais quentes no A/A, favorecendo o consumo das classes residencial e comercial.

Na composição do mercado, o consumo cativo somou 3.265 GWh (+0,5% A/A), sustentado pelo desempenho da classe residencial, enquanto o uso de rede totalizou 2.470 GWh (-0,9% A/A), refletindo a retração da classe industrial,



Temperatura Média

(variação mensal A/A; °C)



parcialmente compensada pelo avanço do comercial, beneficiado pela continuidade das migrações para o mercado livre.

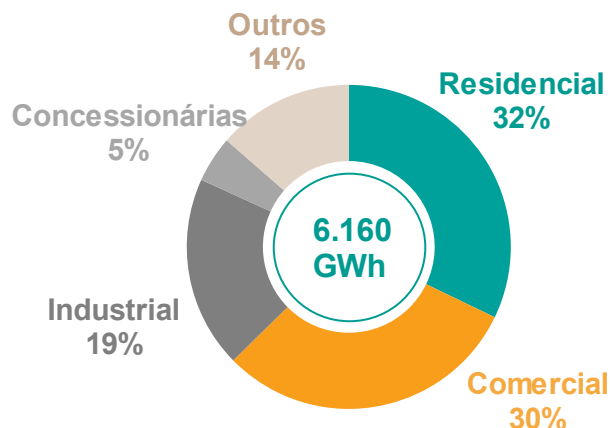
A classe residencial, principal mercado da Companhia (32% da energia distribuída), representou 1.981 GWh no 2T26 (+4,0% A/A), impulsionada pelo maior consumo médio nos meses de abril e maio.

A classe comercial registrou 1.878 GWh (+2,1% A/A), com destaque para o crescimento de +5,2% no uso de rede, que alcançou 1.045 GWh, refletindo o avanço das migrações para o mercado livre. Pelo mesmo efeito, o consumo cativo da classe recuou -1,7% A/A, para 833 GWh.

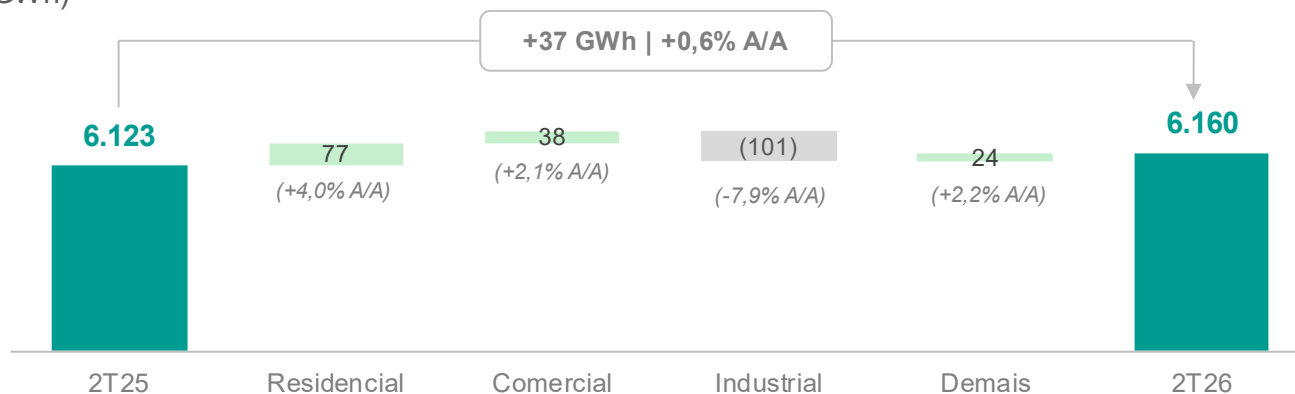
A classe industrial somou 1.180 GWh no 2T26 (-7,9% A/A), refletindo a desaceleração da produção siderúrgica na área de concessão e os ganhos de eficiência energética e de autoprodução de grandes consumidores da metalurgia. Cabe destacar que os setores de metalurgia, produtos químicos e produção de borracha e plástico respondem por praticamente três quartos do mercado industrial da Companhia.

Já as concessionárias apresentaram consumo de 285 GWh no trimestre (+6,8% A/A), revertendo a retração observada no 1T26.

Energia Distribuída (2T26) (GWh)



Energia Distribuída (GWh)



2.2 Perdas

Como comentado nos relatórios anteriores, a partir do 2T26 a Companhia passará a divulgar todos os dados de Perdas conforme 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. Esse ajuste na divulgação traz maior comparabilidade entre os parâmetros regulatórios e aqueles efetivamente observados pela Companhia no curso de sua operação. Algumas alterações nos números e indicadores divulgados nos relatórios anteriores sofrerão variações, mas a Companhia manterá as respectivas bases de dados comparativas disponíveis no site de Relações com Investidores, de forma a manter transparência e comparação pelos investidores e analistas.

Abaixo apresentamos as principais variações entre a visão anterior e visão atual.

Carga Fio

Componentes	Metodologia Atual	Visão Anterior
Rede Básica	✓	✓
Geração Externa	✓	✓
MMGD	✓ (injetada)	✓ (compensada)
Geração Própria	✓	✓
Fluxo Passante	✓	-

Energia Distribuída

Componentes	Metodologia Atual	Visão Anterior
Cativo	Medida	Faturada
Livre	Medida	Faturada
Concessionária	Medida	Faturada
MMGD	Alocada nas classes de consumo	Compensada (GDI + GDII)
REN	Faturada	Faturada
Fluxo Passante	✓	-

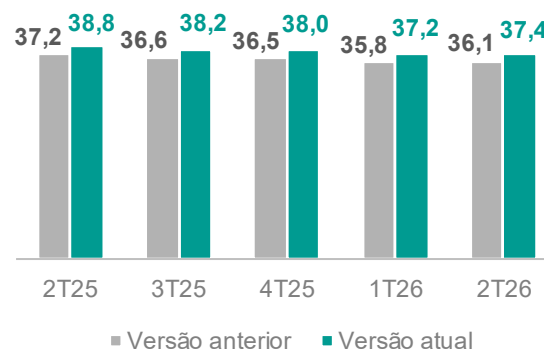
Conforme quadro comparativo acima, os principais impactos entre os números a serem divulgados são: (i) faturamento pelo mínimo ou por estimativa, que podem gerar aumento no número de perdas, mas não impactando a glosa de perdas (em R\$ mm) em si; e (ii) variação entre GD injetada x compensada, que também poderia distorcer a comparação entre os números de perdas divulgados. Na sequência, apresentamos a evolução das Carga Fio e Perdas totais, conforme critério anterior e atual.

No acumulado dos últimos 12 meses encerrados no 2T26, a perda total (PT) alcançou 11.502 GWh, redução de 170 GWh (-1,45% A/A) em relação ao mesmo período do ano anterior. A queda foi puxada pela perda não técnica, que recuou 69 GWh na janela de 12 meses, refletindo o avanço das ações do Plano de Perdas, assim como redução no cálculo de perda técnica, em 101 GWh.

A perda não técnica totalizou 9.184 GWh no 2T26, variação de -69 GWh (-0,74% A/A) em relação ao mesmo período do ano anterior, com leve recuo da participação das Áreas de Risco no mix entre os perfis de regiões (85%, ante 86% no 2T25, com 15% nas áreas de tratamento convencional, ATC). 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 bilhão.

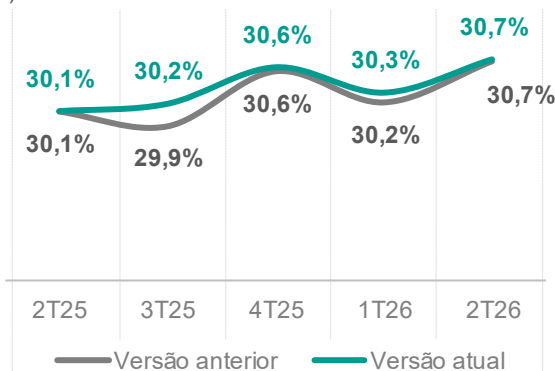
Carga Fio

(TWh; acumulado 12M)



Perda Total / Carga Fio

(%)

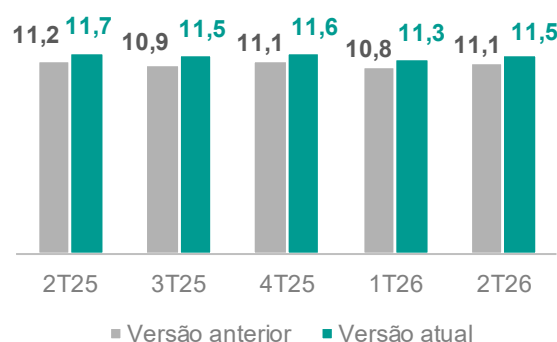


Mix de perdas não técnicas (% sobre PNT)

	2T25	3T25	4T25	1T26	2T26
ATC	14%	14%	16%	16%	15%
ASRO	86%	86%	84%	84%	85%

Perda Total

(TWh; acumulado 12M)



Estratégia e medidas de proteção contra perdas

Em relação ao plano de combate a perdas, o trimestre foi impactado positivamente pela maior assertividade das ações de campo. Nas áreas de tratamento convencional (ATC), a atuação seguiu apoiada em tecnologia, inteligência de dados e ações assertivas em campo, com ênfase na modernização da infraestrutura de medição.

No 2T26, o programa de substituição de medidores obsoletos por equipamentos mais modernos (principalmente telemedição) alcançou aproximadamente 39 mil substituições no período, mais que o dobro do registrado no mesmo período do ano anterior, ampliando a cobertura de medição inteligente na área de concessão. Também na esteira de eficiência operacional, o trimestre foi marcado por uma alta taxa de acerto no processo de inspeção e normalização, alcançando patamar 60,9%.

Nas Áreas de Risco (ASRO), a Companhia manteve sua atuação de contenção por meio da blindagem de rede em regiões limítrofes às ASRO, com 2.281 unidades consumidoras blindadas no trimestre, recuperação significativa frente ao 1T26 (549 unidades, +315% T/T). A composição das normalizações de blindagem refletiu a maturação do programa: das 2.479 normalizações registradas no trimestre, 2.281 corresponderam a novas unidades consumidoras blindadas (92% do total), ao passo que as ações de sustentação das áreas já concluídas reduziram-se substancialmente (198 normalizações, ante 4.391 no 2T25), indicativo da estabilidade das redes já modernizadas.

2.3 Arrecadação

(%; acumulado 12M)	2T26	2T25	Δ A/A	1T26	Δ A/A
Arrecadação Total	98,5%	97,6%	0,9 p.p.	97,4%	1,1 pp
Arrecadação Total Ajustada ⁽¹⁾	98,6%	97,8%	0,8 p.p.	97,6%	1,1 p.p.
Varejo	97,0%	96,6%	0,4 p.p.	96,4%	0,6 pp
Grandes Clientes Privados	101,1%	101,1%	-0,1 p.p.	100,3%	0,8 pp
Grandes Clientes Públicos	103,3%	99,1%	4,1 p.p.	99,0%	4,3 pp

A arrecadação total ajustada registrou 98,6%, alta de 0,8 p.p. na comparação anual e de 1,1 p.p. frente ao 1T26, com evolução positiva em todos os segmentos na comparação trimestral. O desempenho combina a melhora do comportamento de pagamento no Varejo e recebimentos relevantes de clientes do Poder Público.

No segmento Varejo, a taxa de arrecadação atingiu 97,0%, alta de +0,4 p.p. frente ao mesmo período de 2025 e de +0,6 p.p. em relação ao 1T26. O avanço reflete a melhora na recuperação de pagamentos de clientes em atraso e a maior efetividade das ações administrativas de cobrança, estruturadas em réguas segmentadas conforme o perfil de cada cliente, que combinam contatos por canais digitais, medidas administrativas, negociações prévias à suspensão do fornecimento e ações de campo. A Companhia segue aprimorando seus processos e ferramentas de cobrança, com maior granularidade no tratamento das faturas em aberto e reforço das rotinas de reaviso, mantendo o foco na regularização da base e na gestão ativa da inadimplência. Essa evolução no Varejo, base recorrente da arrecadação da Companhia, confirma a natureza pontual dos fatores que impactaram os trimestres anteriores, sem alteração estrutural no perfil de recebimento.

Nos segmentos de Grandes Clientes Privados e Públicos, o desempenho segue positivo, sustentado por resultados consistentes em negociações e pela continuidade das ações de recuperação de recebíveis. Destaque para o segmento de Grandes Clientes Públicos no período, cuja taxa alcançou 103,3%, alta de +4,1 p.p. na comparação anual, refletindo o recebimento de créditos referentes a faturamentos de períodos anteriores, decorrentes de negociações específicas concluídas no trimestre. As taxas 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.

2.4 Qualidade

No acumulado dos últimos 12 meses encerrados em junho de 2026, os indicadores de qualidade do serviço permaneceram dentro dos limites regulatórios estabelecidos pela ANEEL, em um trimestre marcado por eventos climáticos adversos e por ocorrências pontuais na rede de alta tensão, que elevaram o volume de atendimentos em campo. Ainda assim, os indicadores de eficiência operacional seguiram avançando, com o TMA em novo recorde da série histórica e as interrupções superiores a 24 horas mantendo a trajetória de queda.

(1) Exclui itens não recorrentes.

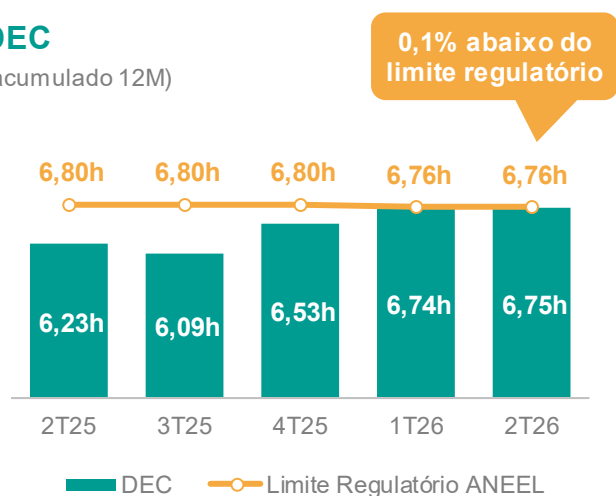
No 2T26, o DEC atingiu 6,75h, ligeiramente abaixo do limite regulatório e estável frente aos 6,74h do 1T26. O indicador segue refletindo, na janela de 12 meses, os eventos climáticos atípicos desde o 4T25, aos quais se somaram, no trimestre, episódios de chuvas intensas e ventos fortes, além de ocorrências pontuais em subestações.

Já o FEC encerrou o período em 3,57x, 20,0% abaixo do limite regulatório de 4,46x, refletindo a mesma dinâmica operacional e climática. A estabilidade do DEC e folga relevante do FEC frente aos parâmetros regulatórios, mesmo com a incorporação desses novos eventos à janela de apuração, evidenciam a capacidade de resposta operacional da Companhia.

Em resposta aos eventos do trimestre, além das ações corretivas e preventivas nos ativos de alta tensão afetados, a Companhia estendeu os planos de manutenção a equipamentos similares, em complemento aos projetos de modernização e renovação de instalações já em curso. O plano específico para atuação em eventos climáticos severos, que integra manutenção, operação, planejamento de recursos e inteligência meteorológica, está sendo aprimorado para permitir maior antecipação das ações preventivas. Essas frentes se somam aos investimentos estruturantes já previstos para 2026, que contemplam obras em transformadores, instalação de religadores, revitalização de redes subterrâneas e intensificação dos serviços de poda e rede, com o objetivo de ampliar a resiliência da rede e consolidar a trajetória de melhoria dos indicadores de continuidade nos próximos ciclos.

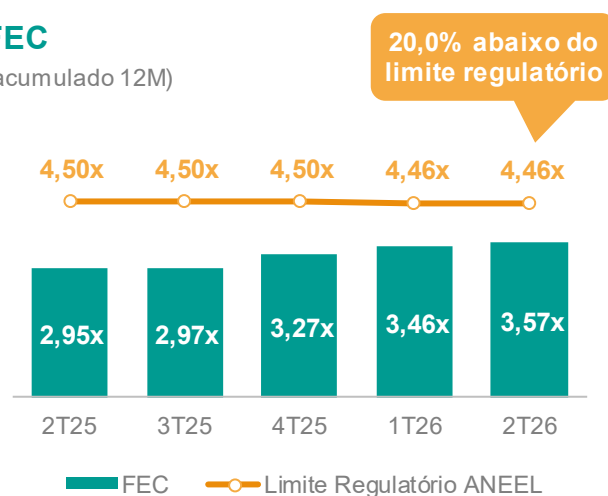
DEC

(acumulado 12M)



FEC

(acumulado 12M)

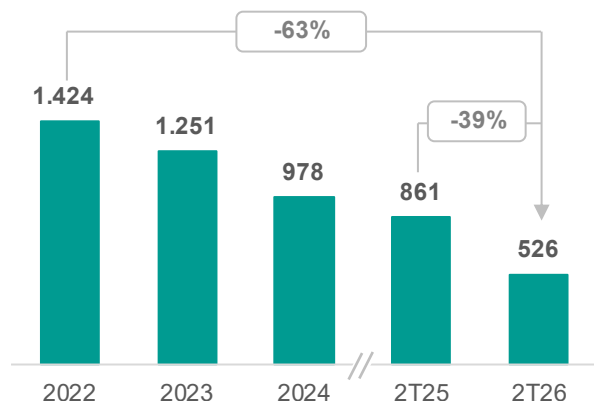


A Light registrou novo patamar recorde de Tempo Médio de Atendimento Emergencial (TMA) em sua série histórica, com 526 minutos no acumulado dos últimos 12 meses encerrados no 2T26, redução de 38,9% frente ao 2T25, mesmo diante do volume elevado de ocorrências registrado no período. O resultado decorre da atuação coordenada de diversas frentes já reportadas em períodos anteriores, entre elas a estrutura e a qualificação das equipes, com a primarização e a capacitação *multiskill*, que garante flexibilidade de transição entre atividades; o despacho e a roteirização, com a adoção de roteirização automática nos Centros de Operação; e os modais de primeiro atendimento, a exemplo da implementação de motos.

No mesmo sentido, o percentual de interrupções superiores a 24 horas seguiu em trajetória de queda, atingindo 3,7% no 2T26, ante 9,8% no 2T25. Excluindo as Áreas de Severa Restrição Operativa (ASRO), o indicador alcançou 1,8%, novo patamar mínimo da série, posicionando a Light entre as distribuidoras de melhor desempenho operacional do setor nas regiões sob plena gestão da Companhia.

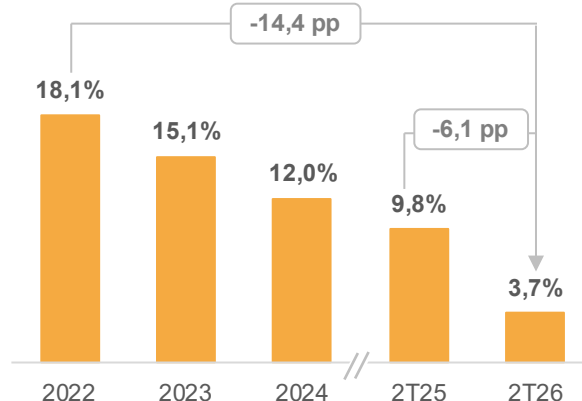
Tempo Médio de Atendimento Emergencial

(minutos; acumulado 12M)



Interrupções >24h

(%; acumulado 12M)



2.5 Margem Bruta

(R\$ milhões)

	2T26	2T25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Receita Bruta	7.491	4.932	51,9%	13.201	10.462	26,2%
Fornecimento de Energia	4.995	4.072	22,7%	9.950	9.410	5,7%
Residencial	2.356	2.093	12,6%	4.976	4.874	2,1%
Industrial	59	62	-4,6%	114	135	-15,5%
Comercial	929	900	3,2%	1.841	1.974	-6,7%
Poder Público	348	331	4,9%	664	698	-4,9%
Outros	105	100	5,2%	201	199	1,1%
Fornecimento Não Faturado	134	(316)	-	212	(124)	-
Uso de rede	1.065	902	18,0%	1.943	1.655	17,4%
Energia de Curto Prazo	84	-	-	5.329	2	163,8%
Demais Receitas	2.412	860	180,4%	3.245	1.050	209,2%
Das quais CVA	(173)	234	-	125	(270)	-
Das quais Receita de construção	197	331	-40,4%	329	602	-45,3%
Das quais VNR	125	84	48,2%	282	286	-1,5%
Receita Líquida	3.349	3.153	6,2%	6.879	6.646	3,5%
Receita Líquida Ajustada ⁽¹⁾	3.075	2.738	12,3%	6.315	5.758	9,7%
Compra de Energia	(2.153)	(2.120)	1,6%	(4.604)	(4.217)	9,2%
Margem Bruta Ajustada ⁽¹⁾	921	617	49,2%	1.711	1.541	11,0%

(1) Exclui VNR, receita (e custo na margem) de construção e itens não recorrentes.

A margem bruta ajustada da Distribuidora alcançou R\$921 milhões no 2T26, expansão de +49,2% A/A, resultado do crescimento da receita líquida ajustada combinado à estabilidade do custo de compra de energia.

A receita líquida ajustada avançou +12,3% A/A, para R\$3.075 milhões, refletindo o efeito do reajuste tarifário anual de 2026 sobre a parcela B e o maior consumo da classe Residencial, que assegurou a estabilidade do mercado faturado total.

A compra de energia manteve-se praticamente estável em R\$2,2 bilhões (+1,6% A/A), com o menor volume contratado compensando, em grande parte, o preço médio (pmix) de compra mais alto. 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.

2.6 EBITDA

(R\$ milhões)	2T26	2T25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Margem Bruta Ajustada ⁽¹⁾	921	617	49,2%	1.711	1.541	11,0%
PMSO	(292)	(301)	-3,1%	(624)	(541)	15,3%
Pessoal	(159)	(148)	7,6%	(319)	(269)	18,5%
Material	(12)	(16)	-24,5%	(30)	(33)	-9,3%
Serviços de Terceiros	(142)	(150)	-5,8%	(302)	(280)	7,9%
Outros	20	12	64,6%	27	42	-33,9%
PECLD	(108)	(27)	299,4%	(253)	(172)	47,3%
Contingências	(61)	(86)	-29,8%	(126)	(154)	-18,6%
EBITDA Ajustado ⁽²⁾	461	203	127,5%	709	674	5,1%
EBITDA (ex-VNR)	(81)	179	-	78	621	-87,4%

No 2T26, o EBITDA ajustado da Distribuidora atingiu R\$461 milhões (+127,5% A/A), mais do que dobrando em relação ao montante registrado no 2T25. A expansão de R\$304 milhões da margem bruta ajustada (+49,2% A/A) foi a principal alavanca para esse desempenho, acompanhada pela queda dos custos operacionais, com PMSO caindo -3,1% na comparação com o ano anterior (efeito positivo de R\$9 milhões A/A), e pela redução de 29,8% das contingências (efeito positivo de R\$26 milhões A/A). Em sentido oposto, a PECLD ajustada registrou elevação de R\$81 milhões A/A, mais do que compensada pelos demais efeitos, refletindo a base comparativa reduzida do 2T25, que foi positivamente impactada pelo efeito pontual de negociações com clientes do poder público.

O PMSO totalizou R\$292 milhões no 2T26, redução de 3,1% A/A.

A linha de Pessoal somou R\$159 milhões (+7,6% A/A) no período. O resultado reflete, principalmente, o ciclo de fortalecimento das equipes próprias, decorrente da internalização das atividades de campo, iniciado ao final de 2024 – ao longo dos últimos doze meses (+554 colaboradores A/A). Na comparação trimestral, já se observa a acomodação desse ciclo, como sinalizado pela Companhia ao final de 2025, com queda nominal da linha pessoal vs o 1T26.

A linha de Serviços de Terceiros recuou 5,8% A/A, para R\$142 milhões, refletindo a maior alocação de serviços aos projetos de qualidade e modernização da rede, em linha com o ciclo de investimentos do período, além do menor volume de atendimentos emergenciais, na comparação com o mesmo período de 2025, parcialmente compensados pelo crescimento dos custos jurídicos e com consultorias e de operação de TI. A linha de Material recuou 24,5% A/A, para R\$12 milhões, em linha com a dinâmica principal dos Serviços de Terceiros.

A linha de Outros registrou receita líquida de R\$20 milhões (vs R\$12 milhões no 2T25). O resultado decorreu do aumento na recuperação de despesas judiciais.

A PECLD apresentou crescimento, totalizando R\$108 milhões no trimestre, principalmente em função da base comparativa do 2T25 estar beneficiada pelo efeito de negociações pontuais com clientes do poder público. No período, a PECLD atingiu 2,2% do fornecimento faturado e uso da rede.

As despesas com contingências totalizaram R\$61 milhões no 2T26, em linha com o 1T26 e -29,8% inferiores ao 2T25. A melhora recorrente refletiu, em sua maioria, a queda das despesas com o JEC (Juizado Especial Cível) e com as ações cíveis, sustentada pela contínua redução dos ingressos de novos processos, resultado das iniciativas de atuação sobre as causas dos processos.

2.7 Resultado Financeiro

(R\$ milhões)	2T26	2T25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Custo da Dívida	(221)	(11)	1904,8%	(358)	(100)	258,0%
Encargos Líquidos	(99)	(90)	9,6%	(192)	(180)	6,8%
Δ Cambial e Monetária	(99)	51	-	(111)	72	-
Operações de Swap	(0)	-	-	(0)	-	-
Aplicações Financeiras	16	68	-77,2%	34	119	-
AVJ	(38)	(40)	-4,4%	(89)	(112)	-19,9%
Receita e Desp. Financeiras	(94)	(54)	74,9%	(111)	(107)	3,9%
Juros Parcelamento	10	15	-31,7%	25	31	-19,9%
Atualização de Contas do BP	(12)	(16)	-27,1%	(29)	(25)	17,7%
Atualização CVA	(2)	(41)	-94,9%	36	(61)	-
Outros	(90)	(12)	660,0%	(142)	(51)	178,1%
Resultado Financeiro	(315)	(65)	386,5%	(469)	(207)	126,9%

No 2T26, o resultado financeiro da Distribuidora totalizou R\$315 milhões negativo, frente aos R\$65 milhões negativos registrados no 2T25, movimento explicado principalmente pela evolução do custo da dívida.

O custo da dívida somou R\$221 milhões refletindo, principalmente, a inversão da variação cambial e monetária, que passou de R\$51 milhões positivos no 2T25 para R\$99 milhões negativos no 2T26. No período prevaleceu a variação monetária, decorrente do IPCA acumulado sobre o principal das debêntures locais, enquanto a valorização do real, mais comedida do que a observada no 2T25, atenuou apenas parcialmente esse efeito sobre a dívida em moeda estrangeira. Os encargos líquidos somaram R\$99 milhões, avanço de 9,6% A/A, acompanhando os indexadores da dívida repactuada. Os rendimentos das aplicações financeiras mantiveram contribuição positiva de R\$16 milhões no trimestre, ainda que inferior à do 2T25, refletindo o menor saldo médio de aplicações no período, que ainda não incorporava os recursos provenientes do aumento de capital na Distribuidora, concluído em julho.

As receitas e despesas financeiras totalizaram R\$94 milhões de despesas no 2T26, alta de 74,9%. O avanço concentrou-se na linha de Outros, que passou de R\$12 milhões negativos para R\$90 milhões negativos, em razão dos encargos de parcelamentos fiscais, encargos financeiros sobre acordos de longo prazo e custos de operações de gestão de caixa. Em sentido oposto, a atualização financeira da CVA registrou melhora expressiva, de R\$41 milhões negativos no 2T25 para R\$2 milhões negativos no 2T26, compensando parcialmente esse movimento.

2.8 IR/CS e Resultado Líquido

No 2T26, a Light SESA registrou o resultado positivo de IR/CS em R\$177 milhões, integralmente composto por imposto diferido, ante resultado negativo de R\$87 milhões no 2T25. O trimestre refletiu a constituição de créditos fiscais diferidos da operação, parcialmente compensada pela realização do diferido constituído sobre os ajustes de IFRS da concessão. Não houve despesa de IR/CS corrente no período, em razão da posição de prejuízo fiscal da Distribuidora.

A Light SESA registrou prejuízo de R\$301 milhões no 2T26, piora frente ao prejuízo de R\$82 milhões no mesmo período do ano anterior. Apesar da evolução da margem, essa performance foi explicada pela linha de Outras Receitas e Despesas Operacionais em R\$495 milhões negativos e pelo resultado financeiro de R\$315 milhões negativos no 2T26, ambos impactados por efeitos não recorrentes relacionados à adesão ao Refis.

2.9 Endividamento

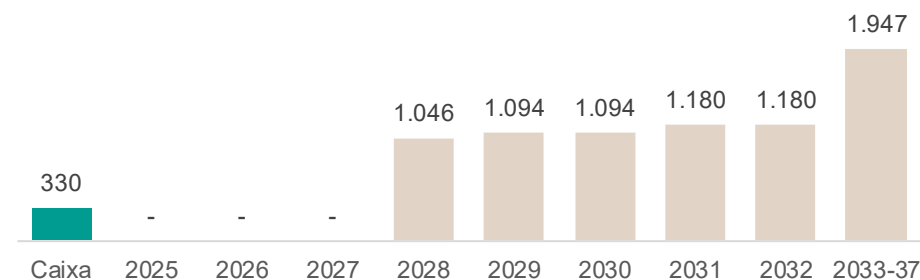
(R\$ milhões)	2T26	2T25	Δ%	1T26	Δ%
Dívida Bruta	6.726	6.163	9,1%	6.497	3,5%
Curto Prazo	237	75	215,7%	131	80,9%
Em Moeda Nacional	235	73	220,1%	118	99,8%
Em Moeda Estrangeira	1	1	-2,3%	13	-89,1%
Longo Prazo	6.489	6.088	6,6%	6.366	1,9%
Em Moeda Nacional	5.197	4.770	8,9%	5.070	2,5%
Em Moeda Estrangeira	1.292	1.318	-2,0%	1.296	-0,3%
Posição de Caixa	330	1.814	-81,8%	358	-7,7%
Dívida Líquida	6.396	4.349	47,0%	6.139	4,2%

A dívida bruta da Distribuidora encerrou o 2T26 em R\$6,7 bilhões, alta de 9,1% em relação ao 2T25 e de 3,5% frente ao 1T26. A variação reflete a atualização monetária das debêntures indexadas ao IPCA e a amortização do ajuste a valor justo (AVJ) da dívida reestruturada (sem efeito caixa). Com perfil majoritariamente de longo prazo (96,5%) e primeira amortização de principal programada para 2028, a *duration* da dívida da Light SESA ao final do período foi de 5,04 anos. A dívida em moeda nacional totalizou R\$5,4 bilhões, ou 80% do montante total, enquanto a dívida em moeda estrangeira somou R\$1,3 bilhão.

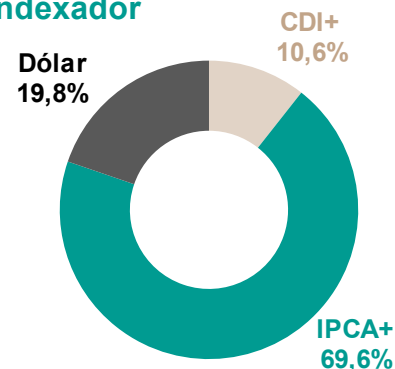
O caixa da Distribuidora encerrou o período em R\$330 milhões, redução de 81,8% em relação ao mesmo período do ano anterior, em função do maior volume de desembolsos com investimentos ao longo do segundo semestre de 2025. Como resultado da dinâmica de caixa, a dívida líquida foi de R\$6,4 bilhões, crescimento de 47,0% em relação a junho de 2025.

Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Reestruturada

(R\$ milhões)



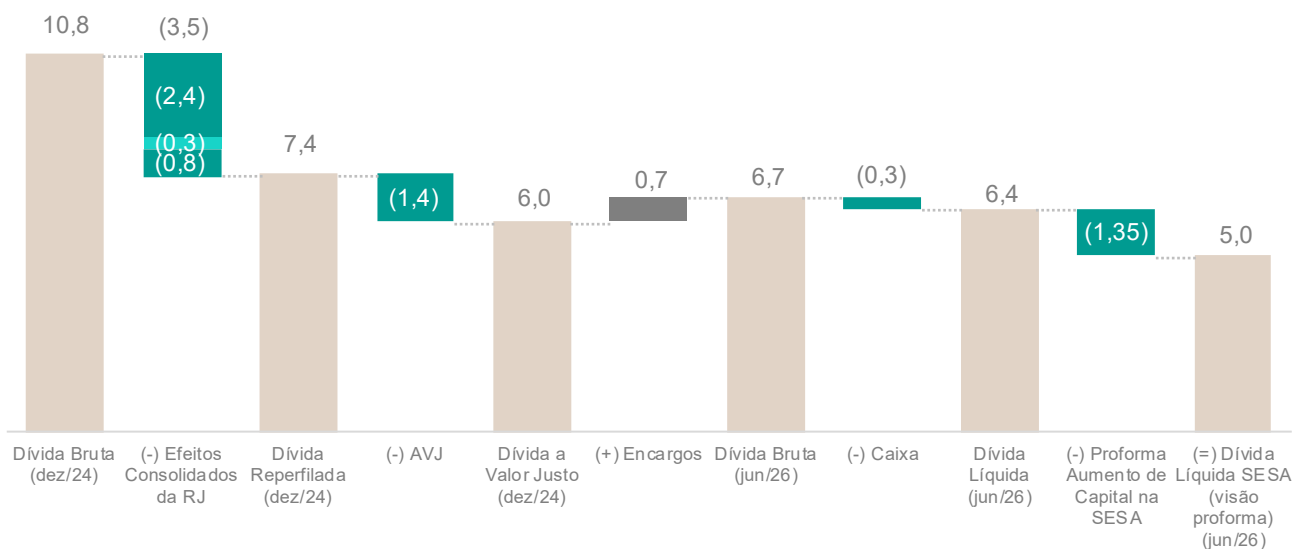
Dívida Reestruturada por Indexador



Como resultado da homologação do aumento de capital da Light S.A., em evento subsequente ao encerramento do trimestre, foram capitalizados R\$1,35 bilhão ao caixa da Distribuidora, referentes à destinação dos recursos do aumento de capital nos termos do Plano de Recuperação Judicial. Considerando o aporte, a dívida líquida da Distribuidora passaria a aproximadamente R\$5,0 bilhões.

Evolução do Endividamento da Light SESA e Visão Proforma com a Capitalização Ocorrida em Julho

(R\$ bilhões)



3.0 Light Energia + Light COM

3.1 Contexto Operacional

Cenário Hidrológico

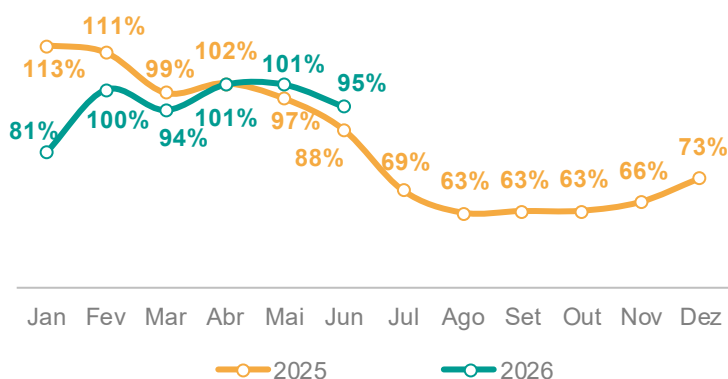
A Energia Natural Afluente (ENA) apresentou comportamento próximo da média histórica ao longo do 2T26, cenário mais favorável do que o observado em momentos de 2025. As afluições contribuíram para preservar os níveis de Energia Armazenada (EAR) em patamares elevados nos principais subsistemas, especialmente no Sudeste/Centro-Oeste, reduzindo a necessidade de despacho térmico fora da ordem de mérito.

O Generation Scaling Factor (GSF)⁽¹⁾ registrou melhora em relação ao 2T25 na maior parte do trimestre. Em abril, o indicador atingiu 101,2%, próximo aos 101,7% do mesmo mês do ano anterior. Em maio, o avanço foi mais expressivo: 101,3% frente a 97,1% em maio de 2025. Junho registrou GSF de 94,6%, superior aos 87,7% observados em junho de 2025, reflexo da normalização das afluições 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 afluições do SIN e com o padrão executado em 2025.

A Energia Alocada da Companhia no 2T26 totalizou 426 MWmed, praticamente estável em relação aos 425 MWmed registrados no 2T25, a despeito de Garantia Física Líquida inferior no período (429 MWmed no 2T26, frente a 445 MWmed no 2T25). A manutenção do volume alocado, mesmo com menor Garantia Física Líquida, é explicada pela melhora do GSF no período.

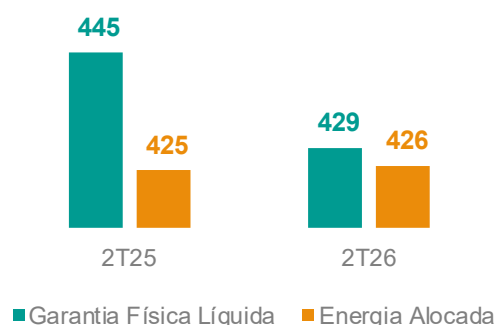
GSF

(%)



Garantia Física Líquida e Energia Alocada

(MWmed)



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.

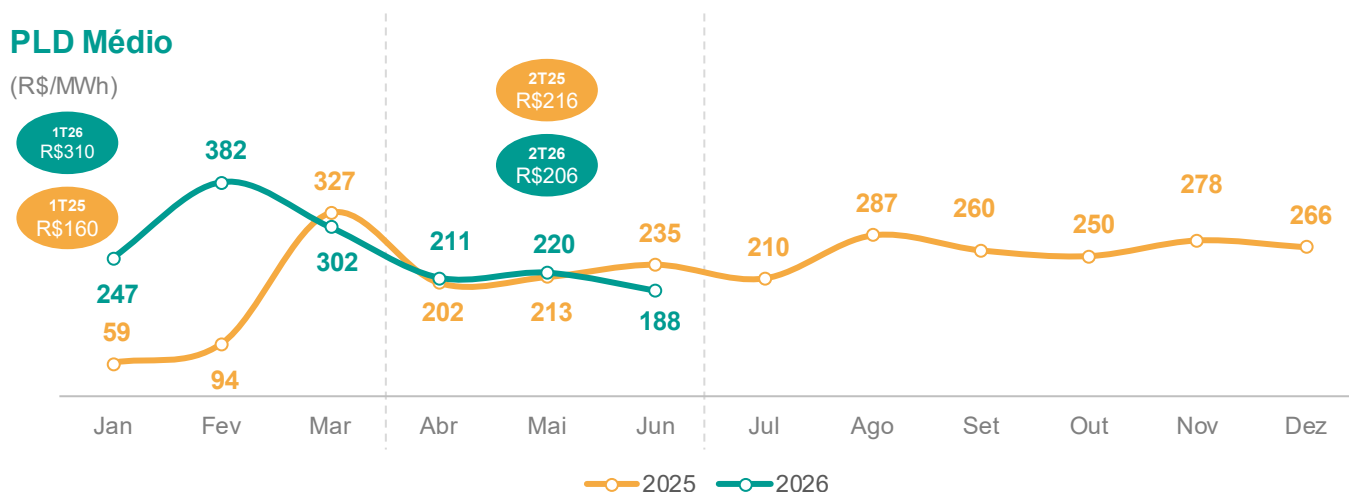
Cenário de Preços

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio registrou R\$206/MWh no 2T26, redução de -5% frente aos R\$216/MWh verificados no 2T25, reflexo da melhora nas afluências e dos níveis de armazenamento preservados ao longo do período.

Na dinâmica mensal do período, o PLD seguiu trajetória descendente, com abril (R\$211/MWh) e maio (R\$220/MWh) levemente acima do registrado nos mesmos meses de 2025, ao passo que junho (R\$188/MWh) encerrou em patamar 20% inferior ao de junho de 2025 (R\$235/MWh).

PLD Médio

(R\$/MWh)



Comercialização de Energia

A Light COM, comercializadora do grupo, registrou volume comercializado de 1.011 MWm no 2T26, crescimento de +28,1% frente ao 2T25. A energia convencional cresceu +21,2% A/A, enquanto a energia incentivada avançou +72,6% A/A. Com isso, a energia incentivada passou a representar 17,9% do mix de vendas no trimestre, ante 13,3% no 2T25.

O resultado reflete a expansão consistente do portfólio da comercializadora ao longo dos últimos trimestres, 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.

3.0 Light Energia + Comercialização

3.2 Desempenho financeiro

(R\$ milhões)	2T26	2T25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Receita Líquida	463	317	45,8%	991	581	70,5%
Receita Líquida Ajustada ⁽¹⁾	463	317	45,8%	945	581	62,7%
Energia Comprada	(295)	(167)	76,2%	(586)	(297)	97,4%
Margem Bruta	168	150	11,8%	359	284	26,4%
PMSO	(24)	(21)	16,9%	(52)	(42)	22,5%
Pessoal	(11)	(10)	10,8%	(22)	(19)	14,5%
Material	(1)	(1)	34,0%	(1)	(1)	31,9%
Serviços de Terceiros	(9)	(8)	7,1%	(18)	(16)	13,3%
Outros	(4)	(2)	76,1%	(10)	(6)	75,4%
Contingências	(1)	(0)	9622,2%	(1)	0	-
EBITDA Ajustado ⁽²⁾	143	129	10,3%	307	242	26,6%
Efeito Marcação a Mercado	(9)	(15)	-36,5%	(64)	138	-
Outras Rec./Desp. Operacionais	7	(1)	-	(30)	(1)	2658,2%
Itens não recorrentes	-	-	-	45	-	-
EBITDA CVM	141	113	24,1%	258	379	-31,8%

Os segmentos de Geração e Comercialização registraram receita líquida combinada de R\$463 milhões no 2T26, crescimento de +45,8% frente ao 2T25, impulsionado pela expansão do volume comercializado e pelo maior portfólio da LightCOM. O custo de energia comprada avançou +76,2%, para R\$295 milhões, reflexo do incremento de volume. A Margem Bruta expandiu de R\$150 milhões para R\$168 milhões, crescimento de +11,8% A/A, sustentada pela gestão equilibrada do *mix* de contratos e pela expansão da carteira de energia.

As despesas de PMSO totalizaram R\$24 milhões no 2T26, em linha com o 2T25, ancoradas no crescimento e estruturação das novas operações comerciais. Como resultado, o EBITDA Ajustado das operações combinadas atingiu R\$143 milhões no 2T26, crescimento de +10,3% A/A, reflexo da expansão da Margem Bruta e do equilíbrio entre crescimento de receita e custos do segmento.

3.3 Resultado financeiro

(R\$ milhões)	2T26	2T25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Custo da Dívida	(13)	48	-	(34)	86	-
Encargos Líquidos	(43)	(17)	148,6%	(90)	(52)	72,3%
Δ Cambial e Monetária	(8)	31	-	(13)	79	-
Aplicações Financeiras	33	33	1,1%	66	60	10,2%
AVJ e MTM de Swaps	4	2	123,0%	3	(1)	-
Receita e Desp. Financeiras	8	(0)	-	17	3	508,2%
Atualização de Contas do BP	(1)	(1)	-23,1%	(1)	(1)	28,5%
Outros	9	1	1121,7%	18	4	376,0%
Resultado Financeiro	(5)	48	-	(17)	88	-

O resultado financeiro das operações de Geração e Comercialização foi negativo em R\$5 milhões no 2T26, revertendo o montante positivo de R\$48 milhões registrado no mesmo período do ano anterior.

A variação foi explicada, majoritariamente, pelas operações de *swap* contratadas como proteção cambial das *Notes* da Light Energia, liquidadas em junho de 2026. Com a liquidação conjunta dos dois instrumentos, realizou-se o resultado da ponta em dólar da estrutura de proteção, que registrou impacto negativo no trimestre, frente a um efeito praticamente nulo no 2T25. Cabe destacar que esse efeito deve ser lido em conjunto com a variação cambial da dívida protegida.

Com a liquidação das *Notes* e dos *swaps* associados, o segmento encerrou sua exposição a dívida em moeda estrangeira, conferindo maior previsibilidade ao resultado financeiro dos próximos períodos, sem a volatilidade decorrente da marcação desses instrumentos.

3.4 Resultado Líquido

As operações combinadas de Light Energia e Light COM registraram lucro líquido reportado de R\$70 milhões no 2T26, ante R\$88 milhões no 2T25 (-20,1% A/A). A retração ocorreu a despeito da evolução operacional do período – o EBITDA ajustado avançou 10,3% A/A, para R\$143 milhões, sustentado pelo crescimento de 11,8% da margem bruta – e foi explicada pela reversão do resultado financeiro, que passou de resultado positivo de R\$48 milhões no 2T25 para resultado negativo de R\$5 milhões no 2T26, conforme detalhado na seção anterior. Esse efeito foi parcialmente mitigado pela menor carga de imposto de renda e contribuição social, de R\$33 milhões no 2T26 contra R\$41 milhões no 2T25. Em base ajustada, o lucro líquido foi de R\$79 milhões (-22,4% A/A), sendo a diferença em relação à visão reportada explicada pelo efeito, sem impacto caixa, da marcação a mercado dos contratos da Light COM.

3.5 Endividamento

	2T26	2T25	Δ%	1T26	Δ%
Dívida Bruta	668	1.767	-62,2%	1.591	-58,0%
Curto Prazo	255	1.109	-77,0%	1.166	-78,1%
Em Moeda Nacional	255	259	-1,5%	244	4,5%
Em Moeda Estrangeira	0	850	-100,0%	922	-100,0%
Longo Prazo	413	658	-37,3%	426	-3,1%
Em Moeda Nacional	413	658	-37,3%	426	-3,1%
Em Moeda Estrangeira	-	-	-	-	-
Posição de Caixa	191	1.216	-84,3%	958	-80,0%
Dívida Líquida	477	551	-13,5%	633	-24,7%
Dív. Líq. / EBITDA Ajust. 12M	0,97x	0,92x	6,1%	1,34x	-27,4%

No 2T26, a Light Energia liquidou integralmente as *Notes* com vencimento em junho de 2026, evento que reconfigurou de forma significativa o perfil de endividamento da Companhia. A dívida bruta recuou para R\$668 milhões, redução de 62,2% em relação ao 2T25 e de 58,0% em relação ao 1T26. A dívida em moeda estrangeira foi integralmente quitada, ante R\$922 milhões no 1T26 e R\$ 850 milhões no 2T25. A Companhia passou a operar com endividamento 100% em moeda nacional, eliminando o risco cambial na estrutura de capital.

A posição de caixa encerrou o trimestre em R\$191 milhões, redução em relação ao 1T26 (R\$958 milhões), reflexo da liquidação integral das *Notes* e do *swap* cambial associado à proteção dessa dívida, cujo encerramento gerou desembolso adicional em função da apreciação do real no período. A dívida líquida totalizou R\$477 milhões, redução de 13,5% em relação ao 2T25 e de 24,7% em relação ao 1T26. A alavancagem medida pela relação dívida líquida sobre EBITDA Ajustado 12 meses encerrou o trimestre em 0,97x.

Anexo I – Conciliação do EBITDA

Light SESA (Distribuidora)

(R\$ milhões)	2T26	2T25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Lucro Líquido	(301)	(82)	265,8%	2.462	160	1434,4%
(-) IR/CS	-	-	-	-	-	-
(-) IR/CS diferido	177	(87)	-	2.981	(158)	-
EBT	(477)	5	-	(519)	319	-
(-) Depreciação e Amortização	(207)	(194)	6,2%	(410)	(381)	7,6%
(-) Resultado Financeiro	(315)	(65)	386,5%	(469)	(207)	126,9%
EBITDA CVM	44	264	-83,2%	360	907	-60,3%
(-) VNR	125	84	48,2%	282	286	-1,5%
EBITDA ex-VNR	(81)	179	-	78	621	-87,4%
(-) Outras Rec./Desp. Oper.	(495)	(23)	2006,7%	(583)	(54)	987,0%
(-) Não recorrentes	(47)	-	-	(47)	-	-
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	461	203	127,5%	709	674	5,1%

Light Energia + Com. (Geração & Comercialização)

(R\$ milhões)	2T26	2T25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Lucro Líquido	70	88	-20,1%	124	271	-54,1%
(-) IR/CS	(57)	(22)	161,7%	(106)	(61)	74,7%
(-) IR/CS diferido	24	(19)	-	55	(71)	-
EBT	103	129	-20,2%	176	402	-56,3%
(-) Depreciação e Amortização	(33)	(33)	-0,3%	(66)	(65)	0,9%
(-) Resultado Financeiro	(5)	48	-	(17)	88	-
EBITDA CVM	141	113	24,1%	258	379	-31,8%
(+/-) Efeito MtM Light COM.	(9)	(15)	-36,5%	(64)	138	-
(-) Outras Rec./Desp. Oper.	7	(1)	-	(30)	(1)	2658,2%
(-) Não recorrentes	-	-	-	45	-	-
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	143	129	10,3%	307	242	26,6%

(1) EBITDA Ajustado é uma medida não contábil que busca refletir melhor o desempenho operacional da companhia. Parte do EBITDA e exclui efeitos de equivalência patrimonial, outras receitas/despesas operacionais, o impacto do VNR (sem efeito caixa) e itens não recorrentes.

Anexo II – DRE Trimestral Consolidada

(R\$ milhões)	Ajustado			Reportado		
	2T26	2T25	Δ%	2T26	2T25	Δ%
Receita Líquida	3.843	3.456	11,2%	3.796	3.456	9,8%
Energia Comprada	(2.431)	(2.274)	6,9%	(2.431)	(2.274)	6,9%
Despesa Operacional	(741)	(667)	11,1%	(750)	(681)	10,1%
PMSO	(321)	(325)	-1,0%	(321)	(325)	-1,0%
Pessoal	(188)	(165)	13,9%	(188)	(165)	13,9%
Material	(15)	(18)	-15,6%	(15)	(18)	-15,6%
Serviço de Terceiros	(134)	(163)	-17,6%	(134)	(163)	-17,6%
Outros	16	21	-24,3%	16	21	-24,3%
Depreciação e Amortização	(242)	(228)	6,2%	(242)	(228)	6,2%
Contingências	(61)	(87)	-29,1%	(61)	(87)	-29,1%
PECLD	(108)	(27)	299,4%	(108)	(27)	299,4%
Efeito Marcação a Mercado	-	-	-	(9)	(15)	-36,5%
Equivalência Patrimonial	(8)	-	-	(8)	-	-
Outras Rec./Desp. Oper.	(52)	(73)	-28,5%	(486)	(73)	561,6%
Resultado Financeiro	(294)	(21)	1332,1%	(327)	(21)	1491,2%
Receita Financeira	132	154	-14,7%	132	154	-14,7%
Despesa Financeira	(426)	(175)	143,3%	(458)	(175)	162,0%
Resultado Antes dos Impostos	128	91	40,3%	(395)	77	-
IR/CS	(59)	(22)	167,8%	(59)	(22)	167,8%
IR/CS Diferido	81	(106)	-	201	(106)	-
Lucro Líquido	150	(37)	-	(252)	(51)	390,2%
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	599	329	82,3%			

(1) Exclui VNR, outras receitas/despesas operacionais, efeito da marcação a mercado dos contratos da Light COM, equivalência patrimonial e itens não recorrentes relacionados ao Refis e à baixa de ativos.

Anexo II – DRE Acumulada Consolidada

(R\$ milhões)	Ajustado			Reportado		
	6M26	6M25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Receita Líquida	7.844	7.199	9,0%	7.842	7.199	8,9%
Energia Comprada	(5.158)	(4.486)	15,0%	(5.158)	(4.486)	15,0%
Despesa Operacional	(1.549)	(1.364)	13,5%	(1.612)	(1.227)	31,4%
PMSO	(672)	(590)	14,0%	(672)	(590)	14,0%
Pessoal	(375)	(302)	24,2%	(375)	(302)	24,2%
Material	(35)	(38)	-6,0%	(35)	(38)	-6,0%
Serviço de Terceiros	(278)	(305)	-8,6%	(278)	(305)	-8,6%
Outros	16	54	-69,9%	16	54	-69,9%
Depreciação e Amortização	(482)	(448)	7,6%	(482)	(448)	7,6%
Contingências	(127)	(155)	-18,1%	(127)	(155)	-18,1%
PECLD	(253)	(172)	47,3%	(253)	(172)	47,3%
Efeito Marcação a Mercado	-	-	-	(64)	138	-
Equivalência Patrimonial	(15)	-	-	(15)	-	-
Outras Rec./Desp. Oper.	(619)	(134)	363,1%	(619)	(134)	363,1%
Resultado Financeiro	(447)	(92)	387,0%	(479)	(92)	422,6%
Receita Financeira	300	292	2,5%	300	292	2,5%
Despesa Financeira	(746)	(384)	94,3%	(779)	(384)	102,8%
Resultado Antes dos Impostos	(259)	521	-	(357)	658	-
IR/CS	(110)	(62)	79,1%	(110)	(62)	79,1%
IR/CS Diferido	6	(229)	-	3.036	(229)	-
Lucro Líquido	(363)	230	-	2.569	368	598,5%
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	1.022	908	12,6%			

(1) Exclui VNR, outras receitas/despesas operacionais, efeito da marcação a mercado dos contratos da Light COM, equivalência patrimonial e itens não recorrentes relacionados ao Refis e à baixa de ativos.

Anexo III – DRE Trimestral da Distribuidora

(R\$ milhões)	Ajustado			Reportado		
	2T26	2T25	Δ%	2T26	2T25	Δ%
Receita Líquida	3.397	3.153	7,7%	3.349	3.153	6,2%
Energia Comprada	(2.153)	(2.120)	1,6%	(2.153)	(2.120)	1,6%
Margem Bruta	1.047	702	49,1%	999	702	42,4%
Despesa Operacional	(667)	(609)	9,5%	(667)	(609)	9,5%
PMSO	(292)	(301)	-3,1%	(292)	(301)	-3,1%
Pessoal	(159)	(148)	7,6%	(159)	(148)	7,6%
Material	(12)	(16)	-24,5%	(12)	(16)	-24,5%
Serviço de Terceiros	(142)	(150)	-5,8%	(142)	(150)	-5,8%
Outros	20	12	64,6%	20	12	64,6%
Depreciação e Amortização	(207)	(194)	6,2%	(207)	(194)	6,2%
Contingências	(61)	(86)	-29,8%	(61)	(86)	-29,8%
PECLD	(108)	(27)	299,4%	(108)	(27)	299,4%
Outras Rec./Desp. Operacionais	(62)	(23)	162,1%	(495)	(23)	2006,7%
Resultado Financeiro	(282)	(65)	336,1%	(315)	(65)	386,5%
Receita Financeira	92	105	-11,7%	92	105	-11,7%
Despesa Financeira	(375)	(169)	121,3%	(408)	(169)	140,6%
Resultado Antes dos Impostos	36	5	695,1%	(477)	5	-
IR/CS	-	-	-	-	-	-
IR/CS Diferido	56	(87)	-	177	(87)	-
Lucro Líquido	92	(82)	-	(301)	(82)	265,8%
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	461	203	127,5%			

Anexo III – DRE Acumulada da Distribuidora

(R\$ milhões)	Ajustado			Reportado		
	6M26	6M25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Receita Líquida	6.926	6.646	4,2%	6.879	6.646	3,5%
Energia Comprada	(4.604)	(4.217)	9,2%	(4.604)	(4.217)	9,2%
Despesa Operacional	(1.413)	(1.248)	13,2%	(1.413)	(1.248)	13,2%
PMSO	(624)	(541)	15,3%	(624)	(541)	15,3%
Pessoal	(319)	(269)	18,5%	(319)	(269)	18,5%
Material	(30)	(33)	-9,3%	(30)	(33)	-9,3%
Serviço de Terceiros	(302)	(280)	7,9%	(302)	(280)	7,9%
Outros	27	42	-33,9%	27	42	-33,9%
Depreciação e Amortização	(410)	(381)	7,6%	(410)	(381)	7,6%
Contingências	(126)	(154)	-18,6%	(126)	(154)	-18,6%
PECLD	(253)	(172)	47,3%	(253)	(172)	47,3%
Outras Rec./Desp. Operacionais	(583)	(54)	987,0%	(583)	(54)	987,0%
Resultado Financeiro	(437)	(207)	111,1%	(469)	(207)	126,9%
Receita Financeira	224	210	6,5%	224	210	6,5%
Despesa Financeira	(661)	(417)	58,4%	(693)	(417)	66,2%
Resultado Antes dos Impostos	(439)	319	-	(519)	319	-
IR/CS	-	-	-	-	-	-
IR/CS Diferido	(49)	(158)	-68,9%	2.981	(158)	-
Lucro Líquido	(488)	160	-	2.462	160	1434,4%
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	709	674	5,1%			

(1) Exclui VNR, outras receitas/despesas operacionais e itens não recorrentes relacionados ao Refis e à baixa de ativos.

Anexo IV – DRE Trimestral da Geradora e Comercializadora

(R\$ milhões)	Ajustado			Reportado		
	2T26	2T25	Δ%	2T26	2T25	Δ%
Receita Líquida	463	317	45,8%	463	317	45,8%
Energia Comprada	(295)	(167)	76,2%	(295)	(167)	76,2%
Margem Bruta	168	150	11,8%	168	150	11,8%
Despesa Operacional	(58)	(54)	8,0%	(67)	(68)	-1,5%
PMSO	(24)	(21)	16,9%	(24)	(21)	16,9%
Pessoal	(11)	(10)	10,8%	(11)	(10)	10,8%
Material	(1)	(1)	34,0%	(1)	(1)	34,0%
Serviço de Terceiros	(9)	(8)	7,1%	(9)	(8)	7,1%
Outros	(4)	(2)	76,1%	(4)	(2)	76,1%
Depreciação e Amortização	(33)	(33)	-0,3%	(33)	(33)	-0,3%
Contingências	(1)	(0)	9622,2%	(1)	(0)	9622,2%
Efeito Marcação a Mercado	-	-	-	(9)	(15)	-36,5%
Outras Rec./Desp. Operacionais	7	(1)	-	7	(1)	-
Resultado Financeiro	(5)	48	-	(5)	48	-
Receita Financeira	44	53	-15,8%	44	53	-15,8%
Despesa Financeira	(49)	(4)	1045,6%	(49)	(4)	1045,6%
Resultado Antes dos Impostos	112	143	-21,9%	103	129	-20,2%
IR/CS	(57)	(22)	161,7%	(57)	(22)	161,7%
IR/CS Diferido	24	(19)	-	24	(19)	-
Lucro Líquido	79	102	-22,4%	70	88	-20,1%
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	143	129	10,3%			

(1) Exclui outras receitas e despesas operacionais e o efeito da marcação a mercado dos contratos da Light Com.

Anexo IV – DRE Acumulada da Geradora e Comercializadora

(R\$ milhões)	Ajustado			Reportado		
	6M26	6M25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Receita Líquida	945	581	62,7%	991	581	70,5%
Energia Comprada	(586)	(297)	97,4%	(586)	(297)	97,4%
Margem Bruta	359	284	26,4%	405	284	42,4%
Despesa Operacional	(118)	(107)	10,5%	(182)	31	-
PMSO	(52)	(42)	22,5%	(52)	(42)	22,5%
Pessoal	(22)	(19)	14,5%	(22)	(19)	14,5%
Material	(1)	(1)	31,9%	(1)	(1)	31,9%
Serviço de Terceiros	(18)	(16)	13,3%	(18)	(16)	13,3%
Outros	(10)	(6)	75,4%	(10)	(6)	75,4%
Depreciação e Amortização	(66)	(65)	0,9%	(66)	(65)	0,9%
Contingências	(1)	0	-	(1)	0	-
Efeito Marcação a Mercado	-	-	-	(64)	138	-
Outras Rec./Desp. Operacionais	(30)	(1)	2658,2%	(30)	(1)	2658,2%
Resultado Financeiro	(17)	88	-	(17)	88	-
Receita Financeira	88	85	3,2%	88	85	3,2%
Despesa Financeira	(105)	3	-	(105)	3	-
Resultado Antes dos Impostos	194	265	-26,7%	176	402	-56,3%
IR/CS	(106)	(61)	74,7%	(106)	(61)	74,7%
IR/CS Diferido	55	(71)	-	55	(71)	-
Lucro Líquido	142	133	7,0%	124	271	-54,1%
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	307	242	26,6%			

(1) Exclui outras receitas e despesas operacionais e o efeito da marcação a mercado dos contratos da Light Com.

Anexo V – Balanço Patrimonial Consolidado

Ativo

(R\$ milhões)

	30.06.2026	31.03.2026
Circulante	6.465	5.011
Caixa e equivalente de caixa	1.551	155
Títulos e valores mobiliários	304	1.262
Contas a receber de clientes	1.785	1.719
Estoques	104	99
Tributos e contribuições a recuperar	1.250	368
Ativos financeiros setoriais	277	-
Despesas pagas antecipadamente	29	20
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber	-	-
Serviços prestados a receber	28	20
Instrumentos financeiros derivativos swaps	7	-
Saldo remanescentes de inst. fin. derivativos swaps	-	9
Valor justo na compra e venda de energia	409	525
Outros créditos	723	834
Não Circulante	23.937	23.272
Contas a receber de clientes	985	1.080
Tributos e contribuições a recuperar	1.740	2.953
Tributos diferidos	3.281	3.104
Depósitos judiciais	377	391
Instrumentos financeiros derivativos swaps	26	23
Mútuo com partes relacionadas	-	-
Ativo financeiro da concessão	855	11.275
Valor justo na compra e venda de energia	211	273
Repasse REFIS - Lei Complementar nº 225/2025	1.699	-
Outros créditos	43	36
Ativos financeiros setoriais	-	-
Ativo contratual – infraestrutura em construção	416	715
Investimentos	189	197
Imobilizado	2.066	2.078
Intangível	11.707	810
Ativo de direito de uso	336	336
Despesas pagas antecipadamente	7	-
Ativo Total	30.403	28.283

Anexo V – Balanço Patrimonial Consolidado (cont.)

Passivo

(R\$ milhões)

	30.06.2026	31.03.2026
Circulante	5.578	7.120
Fornecedores	2.508	2.840
Tributos e contribuições a pagar	185	255
REFIS - Lei Complementar nº 225/2025	236	-
Tributos diferidos	2	4
Empréstimos e financiamentos	269	944
Debêntures	229	278
Dividendos a pagar	-	-
Instrumentos financeiros derivativos swaps	0	83
Saldo remanescentes de inst. fin. derivativos swaps	-	-
Passivos financeiros setoriais	-	601
Provisões para contingências	-	-
Obrigações trabalhistas	139	193
Benefícios pós-emprego	31	31
Valores a serem restituídos a consumidores	259	-
Obrigações por arrendamento	93	85
Encargos regulatórios	449	422
Valor justo na compra e venda de energia	333	458
Outros débitos	846	925
Não Circulante	15.515	12.840
Empréstimos e financiamentos	1.904	1.924
Debêntures	6.750	6.606
Saldo remanescentes de inst. fin. derivativos swaps	-	-
Passivos financeiros setoriais	72	47
Tributos e contribuições a pagar	49	45
REFIS - Lei Complementar nº 225/2025	1.764	-
Tributos diferidos	263	288
Provisões para contingências	3.948	3.137
Benefícios pós-emprego	198	190
Obrigações por arrendamento	288	293
Valores a serem restituídos a consumidores	-	-
Valor justo na compra e venda de energia	227	268
Outros débitos	53	42
Patrimônio Líquido	9.310	8.323
Capital social	5.392	5.392
Reserva de capital	360	359
Lucros/Prejuízos acumulados	2.209	2.458
Ajustes de avaliação patrimonial	219	224
Outros resultados abrangentes	(111)	(111)
Recursos destinados a aumento de capital	1.241	-
Passivo Total	30.403	28.283

Anexo VI – Endividamento por instrumento no 2T26

Light S.A. (Consolidado)

(R\$ milhões)	Valor de Face	AVJ	Valor Justo
Light SESA	7.781	(1.055)	6.726
Light Energia	668	0	668
Conversível Local	1.663	(457)	1.206
Conversível Estrangeiro	538	(48)	490
Credor Não Optante Local	57	(34)	23
Credor Não Optante Estrangeiro	20	(12)	8
Total	10.727	(1.606)	9.121

Light SESA (Distribuidora)

(R\$ milhões)	Valor de Face	AVJ	Valor Justo
IPCA + 5%	3.540	(329)	3.211
IPCA + 3%	1.814	(464)	1.349
USD @ 4,21%	1.002	(106)	896
USD @ 2,26%	543	(145)	398
CDI + 0,5%	708	(12)	696
Capital de Giro	175	-	175
Total	7.781	(1.055)	6.726

Light Energia (Geração)

(R\$ milhões)	Valor de Face	AVJ	Valor Justo
IPCA + 4,85%	462	-	462
USD @ 4,375%	(0)	0	(0)
CDI + 2%	168	-	168
CDI + 2,85%	13	-	13
Outros	24	-	24
Total	668	0	668

Anexo VII – Balanço Energético

(GWh)	2T26	%	6M26	%
(+) Proinfa	73	1,3%	148	1,2%
(+) Itaipu	964	17,0%	1.917	14,9%
(+) Leilões	4.275	75,4%	8.947	69,4%
(+) Cotas	459	8,1%	1.052	8,2%
(+) Angra I e II	82	1,5%	182	1,4%
(+) Outros (CCEE)	(179)	-3,2%	644	5,0%
Energia Requerida (CCEE)	5.674	-	12.891	-
Carga Própria	5.564	-	12.630	-
Energia Medida (Cativos)	3.265	-	7.055	-
Residencial	1.981	60,7%	4.357	61,8%
Industrial	40	1,2%	84	1,2%
Comercial	833	25,5%	1.744	24,7%
Demais	412	12,6%	870	12,3%
Balanço de Energia	2.223			
(+) Perdas Técnicas	588	-	-	-
(+) Perdas Não Técnicas	1.969	-	-	-
(-) Injetada da MMGD	330			
(+) REN (faturada)	(4)			
Perdas Rede Básica	110	-	222	-

(GWh)	2T26	2T25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Carga Fio	8.730	8.453	3,3%	19.090	19.501	-2,1%
Uso de Rede	3.166	3.090	2,5%	6.460	6.334	2,0%
Carga Própria	5.564	5.363	3,7%	12.630	13.166	-4,1%
Energia Medida (Cativo)	3.265	3.249	0,5%	7.055	7.354	-4,1%
Baixa Tensão	2.983	2.779	7,3%	6.437	6.295	2,3%
Média e Alta Tensão	282	470	-40,0%	618	1.059	-41,7%
Balanço de Energia	2.299	2.114	8,7%	5.575	5.812	-4,1%



Earnings Release

2Q26

EARNINGS
CONFERENCE
CALL

August 14, 2026

11:00 AM (BRT) – Brasília, Brazil

10:00 AM (EDT) – New York, USA

03:00 PM (BST) – London, UK

WEBCAST IN
PORTUGUESE WITH
SIMULTANEOUS
TRANSLATION:

CLICK HERE

ri@light.com.br
ri.light.com.br

LIGT
B3 LISTED NM

2Q26 Highlights – Light S.A.

- **DisCo Concession Renewal:** additional 30 years of Concession, with the regulatory agenda advancing towards the 2027 Periodic Tariff Review;
- **Private Capital Increase ratified at R\$ 1.5 billion**, at the top of the approved range, strengthening the Company's capital structure, with R\$ 1.241 billion received in the quarter;
- **Mandatory Debt Conversion**, which occurred in July;
- **Request for Termination of the Judicial Reorganization:** completion of the obligations set forth in the Plan and filing of the request for termination of the proceeding;
- **Consolidated Adjusted EBITDA of R\$ 599 million in 2Q26** (+82.3% YoY), with performance mainly reflecting the 49.2% expansion in the DisCo's Adjusted Gross Margin⁽¹⁾ and the decrease in consolidated PMSO (-1.0% YoY);
- **CAPEX of R\$ 449 million in 2Q26** (+7.1% YoY), explained by the expansion of grid quality and modernization projects, in line with the multi-year investment plan;
- **Continuous evolution of field operating indicators:** TMA of 526 minutes over the last 12 months (-38.9% YoY) and interruptions exceeding 24 hours at 3.7% (compared to 9.8% in 2Q25);
- **Leverage of 2.85x** at the end of 2Q26, still partially impacted by the effects of the Capital Increase.

Key Indicators

(R\$ million)	2Q26	2Q25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Distributed Energy (GWh)	6,160	6,123	0.6%	12,910	13,251	-2.6%
Adjusted Net Revenue ⁽¹⁾	3,521	3,041	15.8%	7,232	6,310	14.6%
Adjusted EBITDA ⁽²⁾	599	329	82.3%	1,022	908	12.6%
Net Income	(252)	(51)	390.2%	2,569	368	598.5%
Cash	1,855	3,176	-41.6%	1,855	3,176	-41.6%
Adjusted Net Debt ⁽³⁾	5,570	4,779	16.5%	5,570	4,779	16.5%
Net Debt / EBITDA 12M ⁽⁴⁾	2.85x	2.56x	11.5%	2.85x	2.56x	11.5%
Capex	449	419	7.1%	798	715	11.6%

(1) Excludes construction revenue, NRV, and non-recurring items; (2) Excludes NRV, other operating revenues/expenses, mark-to-market (MtM) effect of Light COM contracts, and non-recurring items, as per the reconciliation shown in Annex I; (3) Disregards the portion of debt convertible into Light S.A. shares; (4) Consolidated calculation of the indicator for covenant purposes, as per the indenture.

1.0 Light Consolidated

- 1.1 Financial Performance
- 1.2 Investments
- 1.3 Debt

2.0 DisCo (Light SESA)

- 2.1 Measured Energy Market
- 2.2 Losses
- 2.3 Revenue Collection
- 2.4 Quality
- 2.5 Gross Margin
- 2.6 EBITDA
- 2.7 Net Financial Result
- 2.8 Income Tax and Social Contribution and Net Income
- 2.9 Debt

3.0 Generation and Trading (Light Energia & Com.)

- 3.1 Operational Context
- 3.2 Financial Performance
- 3.3 Net Financial Result
- 3.4 Net Income
- 3.5 Debt Light Energia

4.0 Annex

- 4.1 I – EBITDA Reconciliation
- 4.2 II – Consolidated Income Statement (DRE)
- 4.3 III – DisCo Income Statement
- 4.4 IV – GenCo + Trading Company Income Statement
- 4.5 V – Consolidated Balance Sheet
- 4.6 VI – Debt
- 4.7 VII – Energy Balance

1.0 Light Consolidated

1.1 Financial Performance

(R\$ million)	2Q26	2Q25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Net Revenue	3,796	3,456	9.8%	7,842	7,199	8.9%
Adjusted Net Revenue ⁽¹⁾	3,521	3,041	15.8%	7,232	6,310	14.6%
Purchased Electricity	(2,431)	(2,274)	6.9%	(5,158)	(4,486)	15.0%
Adjusted Gross Margin ⁽¹⁾	1,090	767	42.0%	2,074	1,824	13.7%
Operating Expense	(750)	(681)	10.1%	(1,612)	(1,227)	31.4%
PMSO	(321)	(325)	-1.0%	(672)	(590)	14.0%
Depreciation and Amortization	(242)	(228)	6.2%	(482)	(448)	7.6%
Contingency	(61)	(87)	-29.1%	(127)	(155)	-18.1%
PECLD (delinquency)	(108)	(27)	299.4%	(253)	(172)	47.3%
Mark-to-Market Effect	(9)	(15)	-36.5%	(64)	138	-
Equity Pickup	(8)	-	-	(15)	-	-
Other Oper. Rev./Expense	(486)	(73)	561.6%	(619)	(134)	363.1%
Financial Revenue/Expense	(327)	(21)	1491.2%	(479)	(92)	422.6%
Income Tax/Social Contribution	143	(128)	-	2,926	(291)	-
Net Income	(252)	(51)	390.2%	2,569	368	598.5%
Adjusted Net Income ⁽²⁾	150	(37)	-	(363)	230	-
CVM EBITDA	174	325	-46.4%	605	1,198	-49.5%
Adjusted EBITDA ⁽³⁾	599	329	82.3%	1,022	908	12.6%

Adjusted Gross Margin totaled R\$ 1.1 billion in 2Q26, growth of 42.0% YoY explained by the expansion in both verticals. In Distribution, margin grew +49.2% YoY, to R\$ 921 million as a result of the +12.3% YoY growth in Adjusted Net Revenue, driven by the Annual Tariff Adjustment combined with market stability. In the Generation & Trading segment, margin totaled R\$ 168 million (+11.8% YoY), sustained by the expansion of the energy portfolio (1,011 MWavg traded in 2Q26 | +28.1% YoY) combined with the maintenance of margin on these contracts.

Adjusted EBITDA totaled R\$ 599 million in 2Q26, growth of +82.3% YoY, in line with the expansion in gross margin and the decrease in PMSO, which totaled R\$ 321 million in the quarter (-1.0% YoY).

(1) Excludes construction revenue (and cost in margin), NRV and non-recurring items; (2) Excludes the mark-to-market effect of Light COM's contracts ("MtM of COM") and non-recurring items; (3) Excludes NRV, other operating income/expenses, MtM of COM, equity method results and non-recurring items. In 2Q26, among the adjustments in the "other operating income/expenses" line, this heading also considers the expectation of non-collection of R\$ 354 million related to Light's enrollment in Refis. In the quarter, the Company recognized on its balance sheet the liability payable to the tax authorities, the asset related to the billing to the consumer, as well as the provision for the expectation of non-collection of a portion of this asset.

mainly determined by the dynamics of Distribution. Adjusted EBITDA considers CVM EBITDA adjusted for non-recurring or non-cash effect items, such as Other operating results, MtM, NRV and equity method results.

In particular in 2Q26, the Company recognized the result of its enrollment in the special tax credit installment payment program (Refis), encompassing a long-standing discussion with the State regarding the levy of ICMS on economic subsidies and discounts granted to certain consumer classes.

In line with current regulations, and given that Light acted in the best interest of its consumers, the Company may charge the counterpart of these amounts. Accordingly, in 2Q26 results, in addition to recognizing the Liability and Asset related to Refis, the Company also recognized — mainly under Other Operating Results — an expected shortfall in full collection of these amounts, negatively impacting results by R\$354 million. It is worth noting that the matter of "ICMS levied on subsidies" is under discussion at the Federal Supreme Court (STF), in an ongoing virtual voting process, with the partial outcome so far favoring the non-levy thesis. The Company expects a favorable outcome from this judgment. Should this occur, the Company will reverse the vast majority of the liability and asset amounts, as well as the expected shortfall on the amounts charged.

In 2Q26, the Company recorded a net loss of R\$ 252 million, worsening compared to the loss of R\$ 51 million in 2Q25, with the improvement in operating performance offset by non-recurring effects in the Other Operating Income and Expenses line, related to Refis and the write-off of assets due to the Concession Renewal.

1.2 Investments

(R\$ million)	2Q26	2Q25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Light Energia	21	21	0.4%	29	29	1.0%
Light SESA	428	399	7.4%	769	686	12.0%
Electrical Assets	324	304	6.6%	613	552	11.1%
Maintenance	126	134	-6.0%	262	257	1.9%
Expansion	117	104	12.8%	205	177	16.0%
Loss reduction plan	76	61	25.6%	138	108	27.7%
Receivables	4	5	-15.3%	7	9	-19.9%
Non-electrical Assets	105	95	10.0%	156	135	15.7%
IT	95	72	31.4%	129	105	23.9%
Commercial	3	0	764.4%	5	1	576.6%
Other	6	22	-71.4%	22	29	-26.2%
Total	449	419	7.1%	798	715	11.6%

The Company invested R\$449 million in 2Q26, up +7.1% year-over-year, in line with its new investment cycle in Distribution, focused on network renewal, modernization and digitalization, aiming for continuous improvement in service quality, greater service reliability, and increased operational resilience and efficiency.

Investments in the Distribution business totaled R\$428 million (+7.4% YoY), of which R\$324 million (76%) were allocated to electrical assets.

Maintenance investments totaled R\$126 million in the quarter (-6.0% YoY), remaining the main Capex line item. The quarterly variation reflects a shift in the activity mix, with a lower volume of major corrective interventions and greater participation of preventive maintenance, smaller-scale services and emergency replacements.

Investments in expansion totaled R\$117 million (+12.8% YoY), driven by reinforcement and capacity expansion works at substations and high-voltage lines, as well as progress in network automation. The loss-reduction plan received R\$76 million (+25.6% YoY), directed toward the intensified replacement of obsolete meters.

Investments in non-electrical assets (systems, IT, property and other) totaled R\$105 million (+10.0% YoY), driven by IT, which reached R\$95 million (+31.4% YoY), reflecting progress in systems migration (e.g., SAP S/4HANA), developments related to regulatory and tax requirements, and the modernization of data communication infrastructure.

In the quarter, the Company used R\$96 million in granted ICMS tax credits (R\$244 million in the first half of the year), a tax benefit from the State of Rio de Janeiro contingent upon investments in electricity infrastructure, the amounts of which are recorded as special obligations tied to the concession.

Light Energia invested R\$21 million in the quarter, in line with 2Q25, focused on the replacement and modernization of equipment and systems at substations and power plants.

1.3 Debt

(R\$ million)	2Q26	2Q25	Δ%	1Q26	Δ%
Adjusted Gross Debt ⁽¹⁾	7,425	7,955	-6.7%	8,118	-8.5%
Short-term	492	1,184	-58.4%	1,296	-62.1%
Local Currency	490	332	47.5%	362	35.6%
Foreign currency	1	851	-99.8%	935	-99.8%
Adjusted Long-term ⁽¹⁾	6,933	6,772	2.4%	6,821	1.6%
Local Currency	5,633	5,446	3.4%	5,517	2.1%
Foreign currency	1,300	1,325	-1.9%	1,304	-0.3%
Gross Debt	9,121	9,637	-5.4%	9,803	-7.0%
Adjusted Gross Debt ⁽¹⁾	7,425	7,955	-6.7%	8,118	-8.5%
Convertible Debt	1,696	1,682	0.8%	1,686	0.6%
Cash Position	1,855	3,176	-41.6%	1,417	30.9%
Adjusted Net Debt ⁽¹⁾	5,570	4,779	16.5%	6,701	-16.9%
Net Debt	7,266	6,461	12.5%	8,386	-13.4%
Net Debt / EBITDA (LTM) ⁽²⁾	2.85x	2.56x	11.5%	3.69x	-22.7%
USD (EOP)	5.18	5.46	-5.1%	5.22	-0.8%
IPCA 12M	4.64%	5.48%	-0.8 p.p.	4.14%	0.5 p.p.
CDI 12M	14.72%	12.08%	2.6 p.p.	14.73%	0.0 p.p.

The Company's adjusted gross debt closed the quarter at R\$ 7.4 billion, a reduction of 6.7% compared to 2Q25. The movement essentially reflected the full settlement of Light Energia's foreign currency Notes, and associated swap operations, which occurred in June 2026 and was supported by the GenCo's cash position.

This same event reordered the debt's maturity profile and currency composition. Short-term debt closed the quarter at R\$ 492 million, showing a reduction of more than 58% both QoQ and YoY, and coming to be composed almost entirely of local currency obligations. At the end of June, 93% of adjusted gross debt had long-term maturity.

The consolidated cash position at the end of 2Q26 was R\$ 1.9 billion, an increase of 30.9% compared to 1Q26 and a decrease of 41.6% YoY, the latter reflecting the use of liquidity in the settlement mentioned above. The growth in the quarter is concentrated at the holding level and results from the receipt of R\$ 1.2 billion related to

(1) Excludes the convertible debt amount, both in local and foreign currency;

(2) Considers the indicators as defined in the respective debt indentures.

subscription round of shareholders' preemptive right, under Light S.A.'s Private Capital Increase, concluded in July 2026.

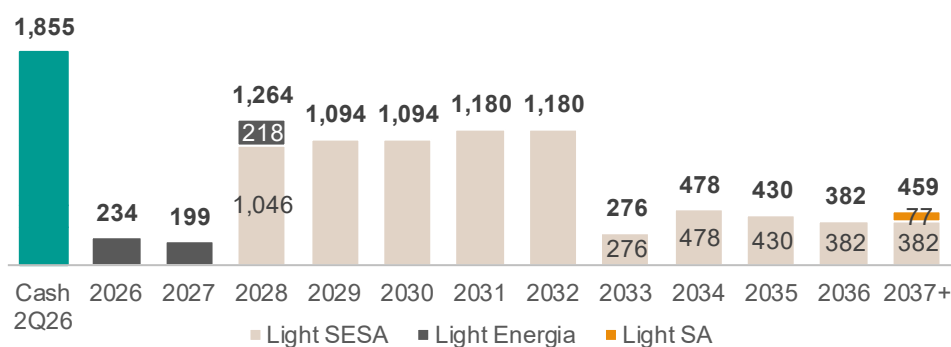
As a result, adjusted net debt totaled R\$ 5.6 billion at the end of June 2026 (-16.9% compared to 1Q26), still partially reflecting the effects of the Capital Increase. The net debt / last-12-months Adjusted EBITDA ratio for covenants was 2.85x in the period, compared to 3.69x in 1Q26.

The settlement of the Notes also had an equally significant effect on the Company's exposure to indexers. With the exit of the GenCo's US Dollar instrument, foreign exchange exposure came to be concentrated exclusively in the DisCo's two bonds, contracted at USD + 4.21% and USD + 2.26%, equivalent to an average cost of Dollar + 3.5% per year, and was reduced to 23% of adjusted debt. In turn, the portion indexed to IPCA came to account for approximately 63% of the total, at an average cost of IPCA + 4.23% per year, with CDI accounting for the remaining 14%. This is a profile aligned with the electric sector's business model, in which the DisCo's revenues are annually adjusted by a price index, which provides natural protection to debt service and reduces the sensitivity of the net financial result to movements in the base interest rate.

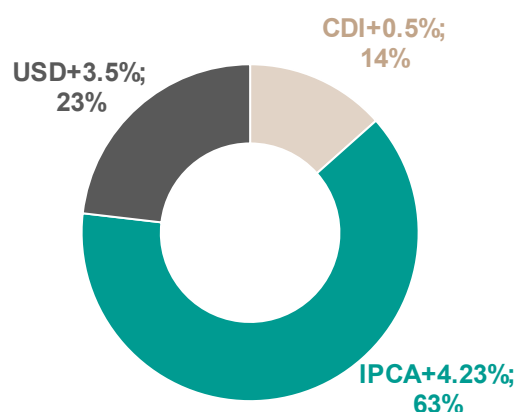
The amortization schedule reinforces this reading. Principal amortizations of non-convertible debt scheduled for 2026 and 2027 total R\$ 433 million, equivalent to less than a quarter of the cash position at the end of the quarter, and the first materially relevant amortization occurs only in 2028, in the amount of R\$ 1.3 billion, with the remainder evenly distributed through 2037.

Amortization Schedule of the Principal of the Non-Convertible Debt ⁽¹⁾

(R\$ million)



Adjusted Debt by Index



(1) Excludes the amount of convertible debt, both in local and foreign currency.

2.0 DisCo (Light SESA)

2.1 Measured Energy Market

(GWh)	2Q26	2Q25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Distributed Energy	6,160	6,123	0.6%	12,910	13,251	-2.6%
Residential	1,981	1,904	4.0%	4,357	4,402	-1.0%
Commercial	1,878	1,840	2.1%	3,945	3,996	-1.3%
Industrial	1,180	1,281	-7.9%	2,362	2,547	-7.3%
Other Disco	285	267	6.8%	530	537	-1.3%
Other	837	831	0.7%	1,716	1,768	-3.0%
Captive	3,265	3,249	0.5%	7,055	7,354	-4.1%
Residential	1,981	1,904	4.0%	4,357	4,402	-1.0%
Commercial	833	847	-1.7%	1,744	1,876	-7.1%
Industrial	40	49	-18.5%	84	107	-21.4%
Other	412	449	-8.3%	870	969	-10.2%
Grid Usage / Free Customer	2,470	2,491	-0.9%	5,009	5,097	-1.7%
Commercial	1,045	993	5.2%	2,202	2,120	3.9%
Industrial	1,140	1,232	-7.4%	2,278	2,440	-6.7%
Other Disco	285	267	6.8%	530	537	-1.3%
Other	425	382	11.2%	845	799	5.8%

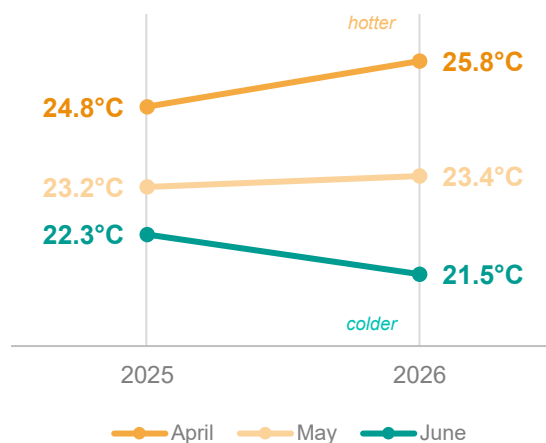
Energy distributed by Light SESA totaled 6,160 GWh in 2Q26, a 0.6% YoY increase. Given the profile of consumption classes, the Company's Concession Area is mainly impacted by the temperature effect, which on a quarterly average basis remained practically stable compared to 2Q25, at 23.5°C versus 23.4°C (+0.1°C). On a monthly basis, however, April and May recorded warmer YoY averages, favoring consumption in the residential and commercial classes.

In terms of market composition, captive consumption totaled 3,265 GWh (+0.5% YoY), sustained by the performance of the residential class, while grid usage totaled 2,470 GWh (-0.9% YoY), reflecting the decline in the industrial class,



Average Temperature

(M/M YoY variation; °C)



partially offset by the increase in the commercial class, benefiting from the continued migration to the Free Market.

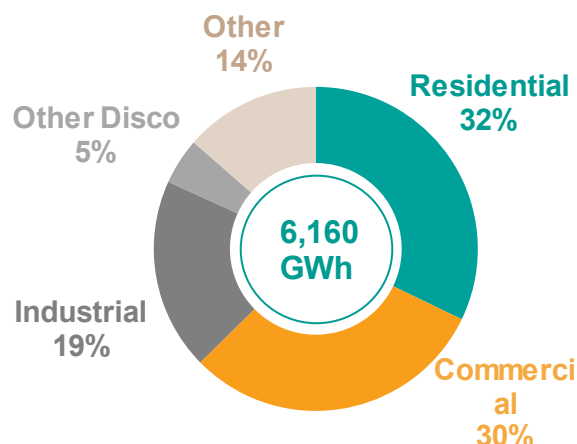
The residential class, the Company's main market (32% of distributed energy), accounted for 1,981 GWh in 2Q26 (+4.0% YoY), driven by higher average consumption in April and May.

The commercial class recorded 1,878 GWh (+2.1% YoY), with the +5.2% growth in grid usage standing out, reaching 1,045 GWh, reflecting the advance of migrations to the Free Market. Due to the same effect, the class's captive consumption decreased - 1.7% YoY, to 833 GWh.

The industrial class totaled 1,180 GWh in 2Q26 (-7.9% YoY), reflecting the slowdown in steel production within the Concession Area and energy efficiency gains and self-generation by large metallurgy consumers. It is worth noting that the metallurgy, chemical products, and rubber and plastic production sectors account for nearly three-quarters of the Company's industrial market.

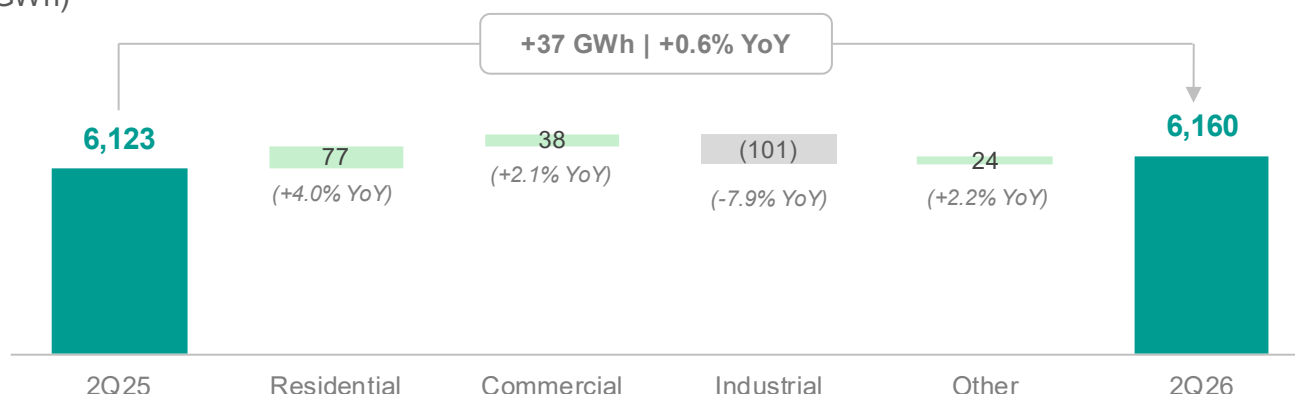
Other Disco, in turn, posted consumption of 285 GWh in the quarter (+6.8% YoY), reversing the decline observed in 1Q26.

Distributed Energy (2Q26) (GWh)



Distributed Energy

(GWh)



2.2 Losses

As previously mentioned in prior reports, starting in 2Q26 the Company will begin disclosing all Losses data in accordance with the methodology currently being implemented by ANEEL, adopted following Public Consultation 09, under which all analyses consider market and measured energy criteria, replacing the market or energy as billed. This adjustment in disclosure provides greater comparability between regulatory parameters and those actually observed by the Company in the course of its operations. Some changes will occur in the figures and indicators disclosed in prior reports, but the Company will keep the respective comparative databases available on the Investor Relations website, in order to maintain transparency and comparability for investors and analysts.

Below we present the main variations between the previous view and the current view.

Grid Load

Components	Current Methodology	Previous View
Basic Grid	✓	✓
External Generation	✓	✓
MMGD	✓ (injected)	✓ (offset)
Own Generation	✓	✓
Pass-through Flow	✓	-

Distributed Energy

Components	Current Methodology	Previous View
Captive	Metered	Billed
Free	Metered	Billed
DisCo	Metered	Billed
MMGD	Allocated across consumption classes	Offset (GD I + GD II)
REN	Billed	Billed
Pass-through Flow	✓	-

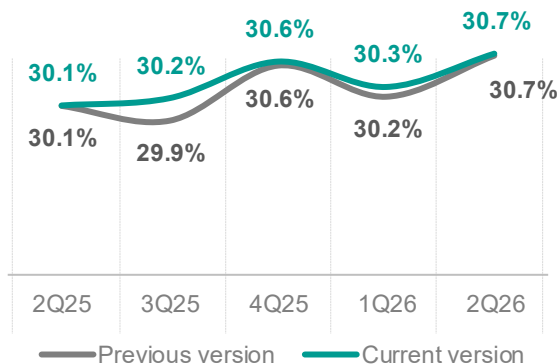
According to the comparative table above, the main impacts on the figures to be disclosed are: (i) billing by minimum consumption or by estimate, which may increase the number of losses, without impacting the loss disallowance (in R\$ mm) itself; and (ii) the variation between injected and offset DG, which could also distort the comparison between disclosed loss figures. Below, we present the evolution of Grid Load and Total Losses, according to the previous and current criteria.

In the accumulated last 12 months ended in 2Q26, Total Losses (TL) reached 11,502 GWh, a decrease of 170 GWh (-1.45% YoY) compared to the same period of the prior year. The decline was driven by non-technical losses, which decreased 69 GWh over the 12-month window, reflecting the progress of the Loss Reduction Plan actions, as well as a reduction in the calculation of technical losses, of 101 GWh.

Non-technical losses totaled 9,184 GWh in 2Q26, a variation of -69 GWh (-0.74% YoY) compared to the same period of the prior year, with a slight decline in the share of Risk Areas in the mix between region profiles (85%, versus 86% in 2Q25, with 15% in Conventional Treatment Areas, ATC). From a regulatory standpoint, the difference between actual and regulatory losses (recognized non-technical loss of 42.88%) negatively impacted EBITDA for the last 12 months by approximately R\$1 billion.

Total Losses / Grid Load

(%)

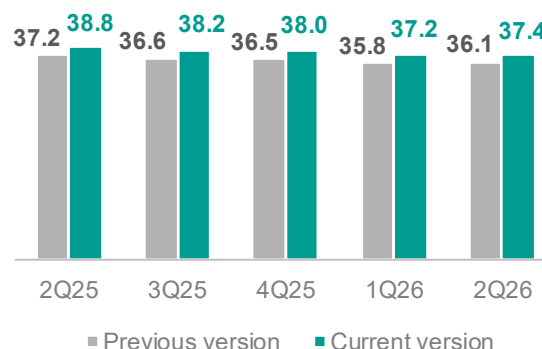


Mix of non-technical losses (% of NTL)

	2Q25	3Q25	4Q25	1Q26	2Q26
ATC	14%	14%	16%	16%	15%
ASRO	86%	86%	84%	84%	85%

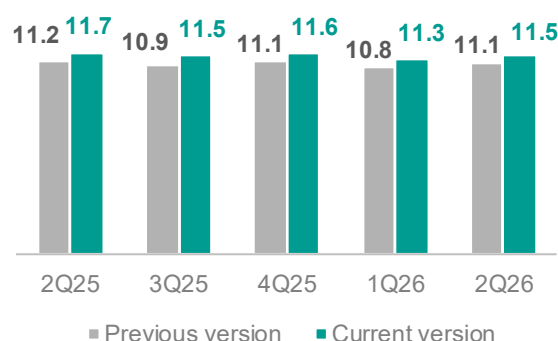
Grid Load

(TWh; LTM)



Total Losses

(TWh; LTM)



Loss Prevention Strategy and Measures

Regarding the loss reduction plan, the quarter was positively impacted by greater assertiveness in field actions. In Conventional Treatment Areas (ATC), operations continued to be supported by technology, data intelligence and assertive field actions, with an emphasis on the modernization of metering infrastructure.

In 2Q26, the program to replace obsolete meters with more modern equipment (mainly remote metering) reached approximately 39 thousand replacements in the period, more than double the amount recorded in the same period of the prior year, expanding the coverage of smart metering in the concession area. Also in line with operational efficiency, the quarter was marked by a high accuracy rate in the inspection and normalization process, reaching a level of 60.9%.

In Risk Areas (ASRO), the Company maintained its containment efforts through network shielding in regions bordering ASRO areas, with 2,281 consumer units shielded in the quarter, a significant recovery compared to 1Q26 (549 units, +315% QoQ). The composition of shielding normalizations reflected the maturation of the program: of the 2,479 normalizations recorded in the quarter, 2,281 corresponded to new shielded consumer units (92% of the total), while sustaining actions in areas already completed decreased substantially (198 normalizations, versus 4,391 in 2Q25), indicating the stability of already modernized networks.

2.3 Revenue Collection

(%; LTM)	2Q26	2Q25	Δ YoY	1Q26	Δ QoQ
Total Collection	98.5%	97.6%	<i>0.9 p.p.</i>	97.4%	<i>1.1 pp</i>
Adjusted Total Collection ⁽¹⁾	98.6%	97.8%	<i>0.8 p.p.</i>	97.6%	<i>1.1 p.p.</i>
Retail	97.0%	96.6%	<i>0.4 p.p.</i>	96.4%	<i>0.6 pp</i>
Large Customers	101.1%	101.1%	<i>-0.1 p.p.</i>	100.3%	<i>0.8 pp</i>
Large Public Services	103.3%	99.1%	<i>4.1 p.p.</i>	99.0%	<i>4.3 pp</i>

Total adjusted revenue collection reached 98.6%, an increase of 0.8 p.p. YoY and of 1.1 p.p. compared to 1Q26, with positive progress across all segments on a quarterly comparison. The performance combines the improvement in payment behavior in the Retail segment and significant receipts from Public Sector customers.

In the Retail segment, the revenue collection rate reached 97.0%, up +0.4 p.p. compared to the same period of 2025 and +0.6 p.p. compared to 1Q26. The improvement reflects better recovery of payments from delinquent customers and greater effectiveness of administrative collection actions, structured in segmented workflows according to each customer's profile, which combine contacts through digital channels, administrative measures, negotiations prior to supply suspension, and field actions. The Company continues to enhance its collection processes and tools, with greater granularity in the treatment of outstanding invoices and reinforcement of re-notification routines, maintaining its focus on base regularization and active delinquency management. This progress in Retail, the Company's recurring revenue collection base, confirms the one-off nature of the factors that impacted prior quarters, with no structural change in the collection profile.

In the Large Private and Public Customers segments, performance remains positive, sustained by consistent results in negotiations and the continuity of receivables recovery actions. Noteworthy in the period is the Large Public Customers segment, whose rate reached 103.3%, up +4.1 p.p. YoY, reflecting the receipt of credits related to billings from prior periods, resulting from specific negotiations concluded in the quarter. Rates remained at elevated levels, and the Company continues to monitor the Public Sector's payment dynamics, a segment that shows greater volatility throughout the year.

2.4 Quality

In the accumulated last 12 months ended in June 2026, service quality indicators remained within the regulatory limits established by ANEEL, in a quarter marked by adverse weather events and isolated occurrences in the high-voltage grid, which increased the volume of field service calls. Even so, operational efficiency indicators continued to advance, with TMA reaching a new record low in the historical series and interruptions exceeding 24 hours maintaining their downward trajectory.

(1) Excludes non-recurring items.

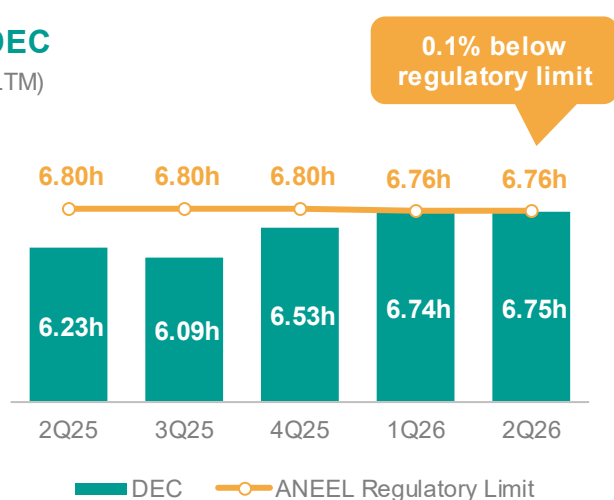
In 2Q26, DEC reached 6.75h, slightly below the regulatory limit and stable compared to 6.74h in 1Q26. The indicator continues to reflect, within the 12-month window, the atypical weather events since 4Q25, compounded in the quarter by episodes of heavy rains and strong winds, as well as isolated occurrences at substations.

FEC, in turn, closed the period at 3.57x, 20.0% below the regulatory limit of 4.46x, reflecting the same operational and weather dynamics. The stability of DEC and the significant headroom of FEC relative to regulatory parameters, even with the incorporation of these new events into the measurement window, demonstrate the Company's operational response capacity.

In response to the events of the quarter, in addition to corrective and preventive actions on the affected high-voltage assets, the Company extended maintenance plans to similar equipment, complementing the modernization and renovation projects already underway. The specific plan for responding to severe weather events, which integrates maintenance, operation, resource planning, and meteorological intelligence, is being enhanced to allow for greater anticipation of preventive actions. These initiatives add to the structural investments already planned for 2026, which include transformer works, installation of reclosers, revitalization of underground grids, and intensification of pruning and grid services, with the objective of increasing grid resilience and consolidating the improvement trajectory of continuity indicators in the coming cycles.

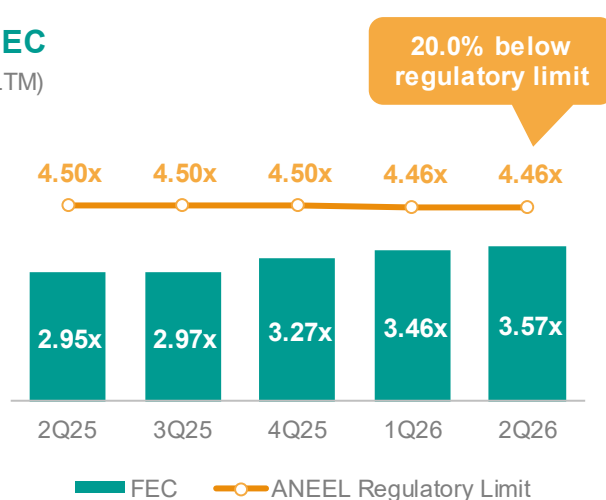
DEC

(LTM)



FEC

(LTM)

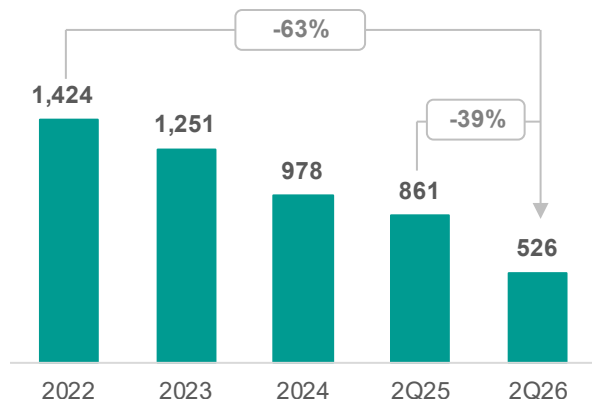


Light recorded a new record level for Average Emergency Service Time (TMA) in its historical series, at 526 minutes in the accumulated last 12 months ended in 2Q26, a 38.9% decrease compared to 2Q25, even amid the high volume of occurrences recorded in the period. This result stems from the coordinated efforts of several fronts already reported in prior periods, including team structure and qualification, with the in-house hiring and multiskill training that ensures flexibility in transitioning between activities; dispatch and routing, with the adoption of automatic routing at the Operations Centers; and first-response modes, such as the implementation of motorcycles.

Along the same lines, the percentage of interruptions exceeding 24 hours continued its downward trajectory, reaching 3.7% in 2Q26, versus 9.8% in 2Q25. Excluding the Areas of Severe Operational Restriction (ASRO), the indicator reached 1.8%, a new all-time low in the series, positioning Light among the best operationally performing DisCos in the sector in the regions under the Company's full management.

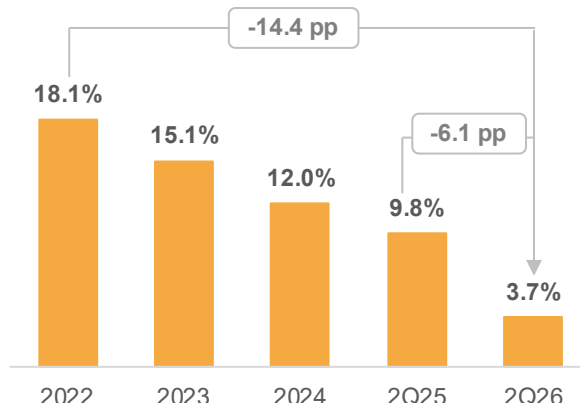
Average Emergency Service Time

(minutes, LTM)



Interruptions >24h

(%, LTM)



2.5 Gross Margin

(R\$ million)

	2Q26	2Q25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Gross Revenue	7,491	4,932	51.9%	13,201	10,462	26.2%
Energy Supply	4,995	4,072	22.7%	9,950	9,410	5.7%
Residential	2,356	2,093	12.6%	4,976	4,874	2.1%
Industrial	59	62	-4.6%	114	135	-15.5%
Commercial	929	900	3.2%	1,841	1,974	-6.7%
Public Sector	348	331	4.9%	664	698	-4.9%
Others	105	100	5.2%	201	199	1.1%
Unbilled Supply	134	(316)	-	212	(124)	-
Grid Usage	1,065	902	18.0%	1,943	1,655	17.4%
Short-Term Energy	84	-	-	5,329	2	163.8%
Other Revenues	2,412	860	180.4%	3,245	1,050	209.2%
Of which CVA	(173)	234	-	125	(270)	-
Of which Construction revenue	197	331	-40.4%	329	602	-45.3%
Of which NRV	125	84	48.2%	282	286	-1.5%
Net Revenue	3,349	3,153	6.2%	6,879	6,646	3.5%
Adjusted Net Revenue ⁽¹⁾	3,075	2,738	12.3%	6,315	5,758	9.7%
Energy Purchase	(2,153)	(2,120)	1.6%	(4,604)	(4,217)	9.2%
Adjusted Gross Margin ⁽¹⁾	921	617	49.2%	1,711	1,541	11.0%

(1) Excludes NRV, construction revenue (and cost, on a margin basis), and non-recurring items.

The Adjusted Gross Margin of the DisCo reached R\$ 921 million in 2Q26, an expansion of +49.2% YoY, resulting from the growth in Adjusted Net Revenue combined with the stability of the electricity purchase cost.

Adjusted Net Revenue advanced +12.3% YoY, to R\$ 3,075 million, reflecting the effect of the 2026 Annual Tariff Adjustment on Parcel B and the higher consumption from the Residential class, which ensured the stability of the total billed market.

Electricity purchases remained practically stable at R\$ 2.2 billion (+1.6% YoY), with the lower contracted volume largely offsetting the higher average purchase price (PMIX). It should be noted that the effect of electricity purchases on margin is restricted only to the portion of losses not recognized under the current economic model.

2.6 EBITDA

(R\$ million)	2Q26	2Q25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Adjusted Gross Margin ⁽¹⁾	921	617	49.2%	1,711	1,541	11.0%
PMSO	(292)	(301)	-3.1%	(624)	(541)	15.3%
Personnel	(159)	(148)	7.6%	(319)	(269)	18.5%
Material	(12)	(16)	-24.5%	(30)	(33)	-9.3%
Outsourced Services	(142)	(150)	-5.8%	(302)	(280)	7.9%
Other	20	12	64.6%	27	42	-33.9%
PECLD (Delinquency)	(108)	(27)	299.4%	(253)	(172)	47.3%
Contingencies	(61)	(86)	-29.8%	(126)	(154)	-18.6%
Adjusted EBITDA ⁽²⁾	461	203	127.5%	709	674	5.1%
EBITDA (ex-VNR)	(81)	179	-	78	621	-87.4%

In 2Q26, the DisCo's Adjusted EBITDA reached R\$ 461 million (+127.5% YoY), more than doubling compared to the amount recorded in 2Q25. The R\$ 304 million expansion in Adjusted Gross Margin (+49.2% YoY) was the main driver of this performance, accompanied by the decrease in operating costs, with PMSO falling -3.1% compared to the prior year (positive effect of R\$ 9 million YoY), and by the 29.8% reduction in contingencies (positive effect of R\$ 26 million YoY). Conversely, Adjusted PECLD recorded an increase of R\$ 81 million YoY, more than offset by the other effects, reflecting the reduced comparison base in 2Q25, which was positively impacted by the one-off effect of negotiations with public sector clients.

PMSO totaled R\$ 292 million in 2Q26, a decrease of 3.1% YoY.

The Personnel line totaled R\$ 159 million (+7.6% YoY) in the period. The result mainly reflects the cycle of strengthening in-house teams, resulting from the internalization of field activities that began at the end of 2024, over the last twelve months (+554 employees YoY). On a quarterly comparison, this cycle is already showing signs of accommodation, as signaled by the Company at the end of 2025, with a nominal decrease in the Personnel line vs. 1Q26.

The Outsourced Services line decreased 5.8% YoY, to R\$ 142 million, reflecting the greater allocation of services to grid quality and modernization projects, in line with the period's investment cycle, in addition to the lower volume of emergency service calls compared to the same period of 2025, partially offset by the growth in legal and consulting costs and IT operation costs. The Material line decreased 24.5% YoY, to R\$ 12 million, in line with the main dynamic of Outsourced Services.

The Other line recorded net revenue of R\$ 20 million (vs. R\$ 12 million in 2Q25). The result was driven by the increase in the recovery of legal expenses.

PECLD increased, totaling R\$ 108 million in the quarter, mainly due to the comparison base in 2Q25 being benefited by the effect of one-off negotiations with public sector clients. In the period, PECLD reached 2.2% of billed supply and grid usage.

Contingency expenses totaled R\$61 million in 2Q26, in line with 1Q26 and 29.8% lower than 2Q25. The recurring improvement mainly reflected the decline in expenses related to Small Claims Court (JEC) and civil lawsuits, sustained by the continued reduction in the inflow of new lawsuits, a result of the Company's initiatives targeting the root causes of litigation.

2.7 Net Financial Result

(R\$ million)	2Q26	2Q25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Cost of Debt	(221)	(11)	1904.8%	(358)	(100)	258.0%
Net Charges	(99)	(90)	9.6%	(192)	(180)	6.8%
Δ FX Exchange and Monetary	(99)	51	-	(111)	72	-
Swap Operations	(0)	-	-	(0)	-	-
Financial Investments	16	68	-77.2%	34	119	-
Fair Value Adjust.	(38)	(40)	-4.4%	(89)	(112)	-19.9%
Financial Revenue / Exp.	(94)	(54)	74.9%	(111)	(107)	3.9%
Interest Installments	10	15	-31.7%	25	31	-19.9%
Balance Accounts Adjust.	(12)	(16)	-27.1%	(29)	(25)	17.7%
CVA adjustments	(2)	(41)	-94.9%	36	(61)	-
Other	(90)	(12)	660.0%	(142)	(51)	178.1%
Financial Result	(315)	(65)	386.5%	(469)	(207)	126.9%

In 2Q26, the DisCo's net financial result totaled a negative R\$ 315 million, compared to the negative R\$ 65 million recorded in 2Q25, a movement mainly explained by the evolution of the cost of debt.

The cost of debt totaled R\$ 221 million, mainly reflecting the reversal of foreign exchange and monetary variation, which went from a positive R\$ 51 million in 2Q25 to a negative R\$ 99 million in 2Q26. In the period, monetary variation prevailed, resulting from the accumulated IPCA on the principal of local debentures, while the appreciation of the Real, more moderate than that observed in 2Q25, only partially mitigated this effect on foreign currency denominated debt. Net charges totaled R\$ 99 million, an increase of 9.6% YoY, tracking the indexers of the renegotiated debt. Income from financial investments maintained a positive contribution of R\$ 16 million in the quarter, although lower than in 2Q25, reflecting the lower average balance of investments in the period, which did not yet incorporate the proceeds from the DisCo's Capital Increase, concluded in July.

Financial income and expenses totaled R\$ 94 million in expenses in 2Q26, an increase of 74.9%. The increase was concentrated in the Other line, which went from a negative R\$ 12 million to a negative R\$ 90 million, due to charges from tax installment payment plans, financial charges on long-term agreements and costs of cash management operations. Conversely, the financial update of the CVA showed a significant improvement, from a negative R\$ 41 million in 2Q25 to a negative R\$ 2 million in 2Q26, partially offsetting this movement.

2.8 Income Tax and Social Contribution and Net Income

In 2Q26, Light SESA recorded a positive Income Tax and Social Contribution (IR/CS) result of R\$177 million, entirely composed of deferred taxes, compared to a negative result of R\$87 million in 2Q25. The quarter reflected the recognition of deferred tax credits from the operation, partially offset by the realization of the deferred taxes recognized on the IFRS adjustments of the concession. There was no current IR/CS expense in the period, due to the DisCo's tax loss position.

Light SESA recorded a loss of R\$301 million in 2Q26, a deterioration compared to the loss of R\$82 million in the same period of the previous year. Despite the improvement in the margin, this performance was explained by the Other Operating Revenues and Expenses line at a negative R\$495 million and by the Net Financial Result at a negative R\$315 million in 2Q26, both impacted by non-recurring effects related to the adherence to Refis.

2.9 Debt

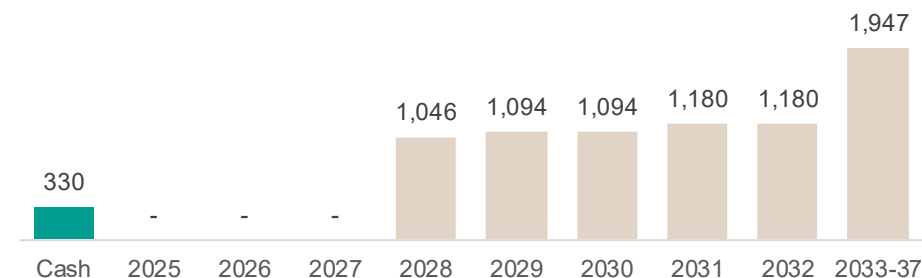
(R\$ million)	2Q26	2Q25	Δ%	1Q26	Δ%
Gross Debt	6,726	6,163	9.1%	6,497	3.5%
Short-term	237	75	215.7%	131	80.9%
Local Currency	235	73	220.1%	118	99.8%
Foreign currency	1	1	-2.3%	13	-89.1%
Long-term	6,489	6,088	6.6%	6,366	1.9%
Local Currency	5,197	4,770	8.9%	5,070	2.5%
Foreign currency	1,292	1,318	-2.0%	1,296	-0.3%
Cash Position	330	1,814	-81.8%	358	-7.7%
Net Debt	6,396	4,349	47.0%	6,139	4.2%

The DisCo's Gross Debt closed 2Q26 at R\$6.7 billion, up 9.1% versus 2Q25 and 3.5% versus 1Q26. The variation reflects the monetary adjustment of IPCA-indexed debentures and the amortization of the Fair Value Adjustment (AVJ) on restructured debt (non-cash effect). With a predominantly long-term profile (96.5%) and the first principal amortization scheduled for 2028, Light SESA's debt duration stood at 5.04 years at the end of the period. Debt denominated in local currency totaled R\$5.4 billion, or 80% of the total amount, while foreign currency-denominated debt totaled R\$1.3 billion.

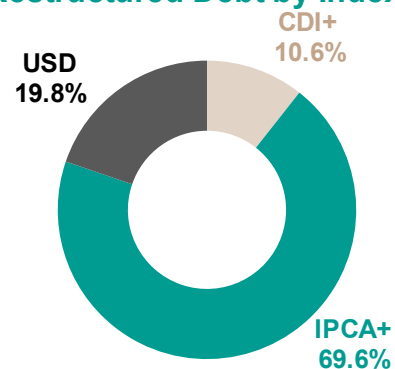
The DisCo's cash position closed the period at R\$330 million, down 81.8% versus the same period of the prior year, due to a higher volume of investment disbursements throughout the second half of 2025. As a result of this cash dynamic, Net Debt stood at R\$6.4 billion, up 47.0% versus June 2025.

Restructured Debt Amortization Schedule

(R\$ million)



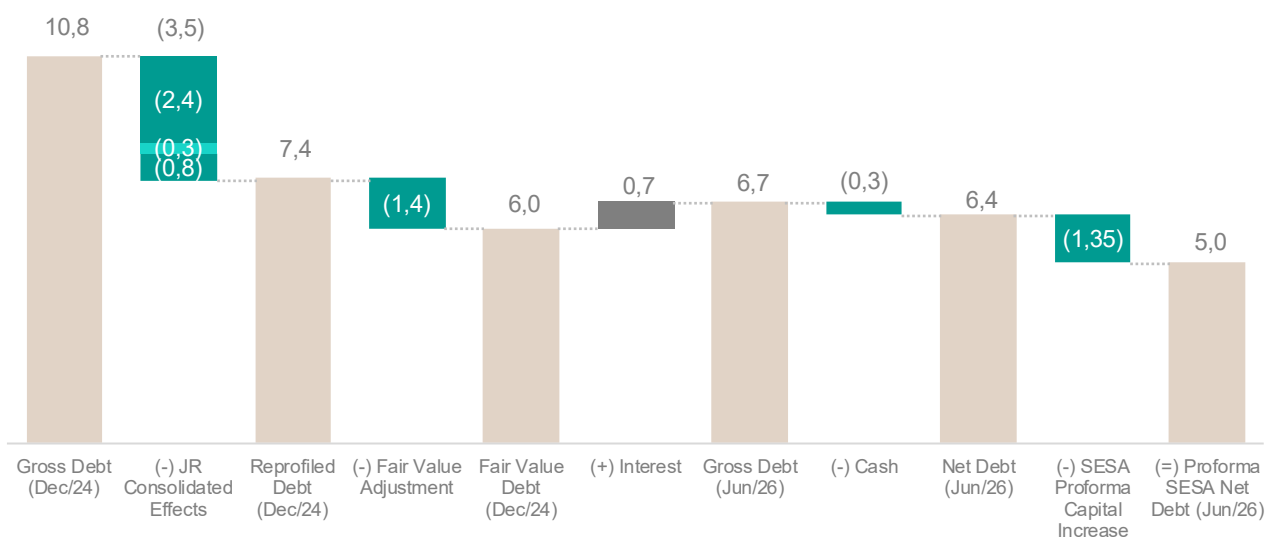
Restructured Debt by Index



As a result of the ratification of Light S.A.'s Capital Increase, in a subsequent event following the end of the quarter, R\$ 1.35 billion was capitalized into the DisCo's cash position, related to the allocation of proceeds from the Capital Increase under the terms of the Judicial Reorganization Plan. On a pro forma basis, considering this contribution, the DisCo's net debt would total approximately R\$ 5.0 billion.

Light SESA Debt Evolution and Proforma View with the Capital Increase Concluded in July

(R\$ billion)



3.0 Generation and Trading (Light Energia & Com.)

3.1 Operational Context

Hydrological Scenario

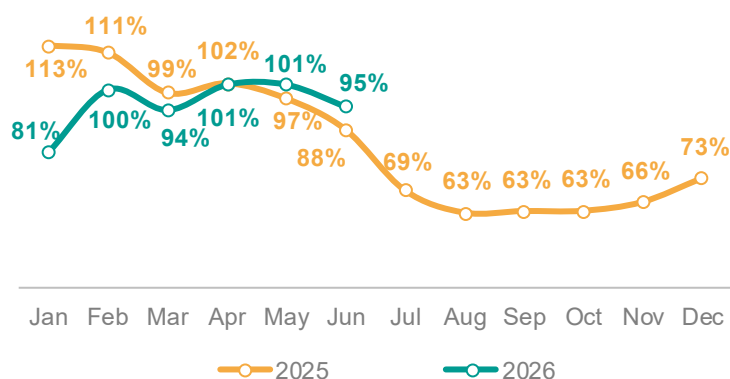
Natural Affluent Energy (ENA) showed behavior close to the historical average throughout 2Q26, a more favorable scenario than that observed at certain points in 2025. Inflows contributed to preserving Stored Energy (EAR) levels at high levels in the main subsystems, especially in the Southeast/Midwest, reducing the need for out-of-merit-order thermal dispatch.

The Generation Scaling Factor (GSF)⁽¹⁾ showed improvement compared to 2Q25 for most of the quarter. In April, the indicator reached 101.2%, close to the 101.7% recorded in the same month of the prior year. In May, the improvement was more significant: 101.3% versus 97.1% in May 2025. June recorded a GSF of 94.6%, higher than the 87.7% observed in June 2025, reflecting the normalization of inflows and reservoir recovery. The seasonalization strategy adopted by the Company maintained a concentration of allocation in the second half of the year, in line with the SIN's historical inflow profile and the pattern followed in 2025.

The Company's Allocated Energy in 2Q26 totaled 426 MWavg, practically stable compared to the 425 MWavg recorded in 2Q25, despite lower Net Guaranteed Capacity in the period (429 MWavg in 2Q26, versus 445 MWavg in 2Q25). The maintenance of the allocated volume, even with lower Net Guaranteed Capacity, is explained by the improvement in GSF during the period.

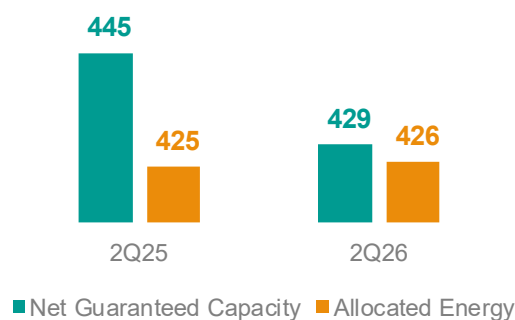
GSF

(%)



Net Guaranteed Capacity and Allocated Energy

(Mwavg)



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

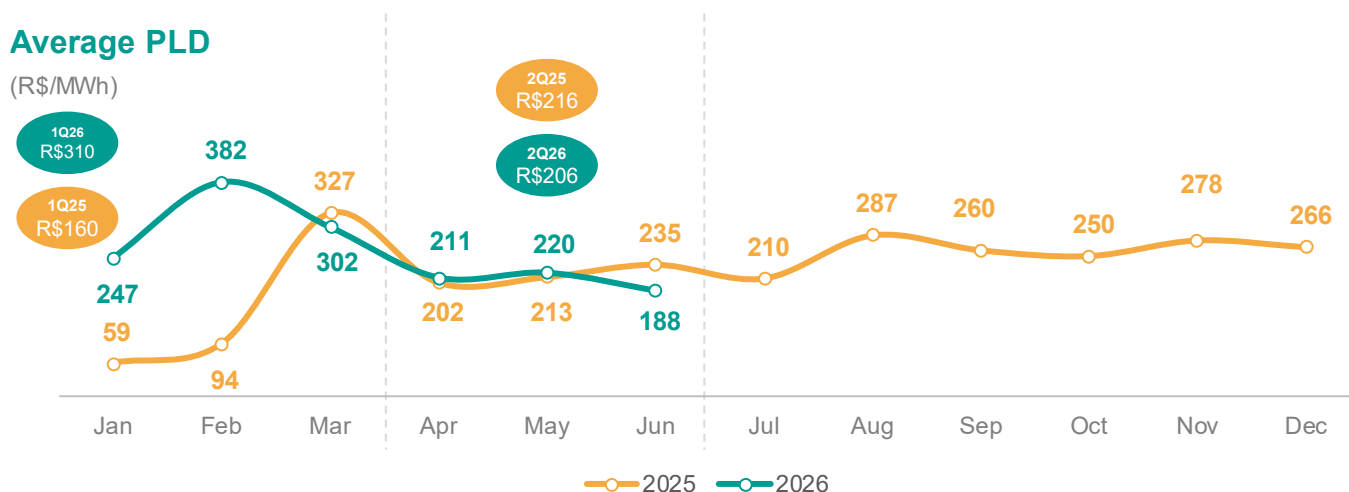
Price Scenario

The average Settlement Price for Differences (PLD) reached R\$ 206/MWh in 2Q26, a decrease of -5% compared to the R\$ 216/MWh recorded in 2Q25, reflecting the improvement in inflows and the storage levels preserved throughout the period.

In the monthly dynamics of the period, the PLD followed a downward trajectory, with April (R\$ 211/MWh) and May (R\$ 220/MWh) slightly above the levels recorded in the same months of 2025, while June (R\$ 188/MWh) closed at a level 20% lower than June 2025 (R\$ 235/MWh).

Average PLD

(R\$/MWh)



Energy Trading

Light COM, the group's Trading Company, recorded a traded volume of 1,011 MWavg in 2Q26, growth of +28.1% compared to 2Q25. Conventional energy grew +21.2% YoY, while incentivized energy advanced +72.6% YoY. As a result, incentivized energy came to represent 17.9% of the sales mix in the quarter, compared to 13.3% in 2Q25.

The result reflects the consistent expansion of the Trading Company's portfolio over the past few quarters, sustained by the broadening of the base of consumer units served, by the commercial initiatives implemented and by investments in systems and technology dedicated to the operation. The portfolio shows relevant sectoral diversification, with presence in the telecommunications, food retail, logistics, agribusiness, education and services segments, and concentration in counterparties with better risk ratings.

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

3.0 Generation and Trading (Light Energia + Com.)

3.2 Financial Performance

(R\$ million)	2Q26	2Q25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Net Revenue	463	317	45.8%	991	581	70.5%
Adjusted Net Revenue ⁽¹⁾	463	317	45.8%	945	581	62.7%
Purchased Electricity	(295)	(167)	76.2%	(586)	(297)	97.4%
Gross Margin	168	150	11.8%	359	284	26.4%
PMSO	(24)	(21)	16.9%	(52)	(42)	22.5%
Personnel	(11)	(10)	10.8%	(22)	(19)	14.5%
Material	(1)	(1)	34.0%	(1)	(1)	31.9%
Outsourced Services	(9)	(8)	7.1%	(18)	(16)	13.3%
Others	(4)	(2)	76.1%	(10)	(6)	75.4%
Contingency	(1)	(0)	9622.2%	(1)	0	-
Adjusted EBITDA⁽²⁾	143	129	10.3%	307	242	26.6%
Mark-to-Market Effect	(9)	(15)	-36.5%	(64)	138	-
Other Oper. Revenue/Expense	7	(1)	-	(30)	(1)	2658.2%
Non-recurring items	-	-	-	45	-	-
CVM EBITDA	141	113	24.1%	258	379	-31.8%

The Generation and Trading segments recorded combined net revenue of R\$ 463 million in 2Q26, growth of +45.8% compared to 2Q25, driven by the expansion in traded volume and by LightCOM's larger portfolio. The cost of purchased energy increased +76.2%, to R\$ 295 million, reflecting the increase in volume. Gross Margin expanded from R\$ 150 million to R\$ 168 million, growth of +11.8% YoY, sustained by the balanced management of the contract mix and by the expansion of the energy portfolio.

PMSO expenses totaled R\$ 24 million in 2Q26, in line with 2Q25, anchored in the growth and structuring of the new commercial operations. As a result, Adjusted EBITDA of the combined operations reached R\$ 143 million in 2Q26, growth of +10.3% YoY, reflecting the expansion in Gross Margin and the balance between revenue growth and segment costs.

3.3 Net Financial Result

(R\$ million)	2Q26	2Q25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Cost of Debt	(13)	48	-	(34)	86	-
Net Charges	(43)	(17)	148.6%	(90)	(52)	72.3%
Δ FX Exchange and Monetary	(8)	31	-	(13)	79	-
Financial Investments	33	33	1.1%	66	60	10.2%
Fair Value Adjust. and Swap MTM	4	2	123.0%	3	(1)	-
Financial Revenue /Exp.	8	(0)	-	17	3	508.2%
Balance Accounts Adjust.	(1)	(1)	-23.1%	(1)	(1)	28.5%
Other	9	1	1121.7%	18	4	376.0%
Financial Result	(5)	48	-	(17)	88	-

The Net Financial Result of the Generation and Trading operations was negative by R\$5 million in 2Q26, reversing the positive amount of R\$48 million recorded in the same period of the previous year.

The variation was mostly explained by the swap transactions contracted as foreign exchange protection for Light Energia's Notes, settled in June 2026. With the joint settlement of both instruments, the result of the U.S. dollar leg of the hedge structure was realized, recording a negative impact in the quarter, compared to a practically null effect in 2Q25. It is worth noting that this effect should be read together with the foreign exchange variation of the hedged debt.

With the settlement of the Notes and the associated swaps, the segment ended its exposure to foreign currency debt, providing greater predictability to the Net Financial Result of the coming periods, without the volatility arising from the mark-to-market of these instruments.

3.4 Net Income

The combined operations of Light Energia and Light COM posted Net Income of R\$70 million in 2Q26, versus R\$88 million in 2Q25 (-20.1% YoY). The decline occurred despite the period's operating evolution, as Adjusted EBITDA advanced 10.3% YoY, to R\$143 million, supported by 11.8% growth in gross margin, and was explained by the reversal in the Net Financial Result, which went from a positive result of R\$48 million in 2Q25 to a negative result of R\$5 million in 2Q26, as detailed in the previous section. This effect was partially mitigated by the lower Income Tax and Social Contribution burden, of R\$33 million in 2Q26 versus R\$41 million in 2Q25. On an adjusted basis, Net Income was R\$79 million (-22.4% YoY), with the difference versus the reported view explained by the non-cash effect of the Mark-to-Market of Light COM's contracts.

3.5 Debt Light Energia

	2Q26	2Q25	Δ%	1Q26	Δ%
Gross Debt	668	1,767	-62.2%	1,591	-58.0%
Short-term	255	1,109	-77.0%	1,166	-78.1%
Local Currency	255	259	-1.5%	244	4.5%
Foreign currency	0	850	-100.0%	922	-100.0%
Long-term	413	658	-37.3%	426	-3.1%
Local Currency	413	658	-37.3%	426	-3.1%
Foreign currency	-	-	-	-	-
Cash Position	191	1,216	-84.3%	958	-80.0%
Net Debt	477	551	-13.5%	633	-24.7%
Net Debt / Adj. EBITDA (LTM)	0.97x	0.92x	6.1%	1.34x	-27.4%

In 2Q26, Light Energia fully settled the Notes maturing in June 2026, an event that significantly reconfigured the Company's debt profile. Gross debt decreased to R\$ 668 million, a reduction of 62.2% compared to 2Q25 and of 58.0% compared to 1Q26. Foreign currency debt was fully paid off, compared to R\$ 922 million in 1Q26 and R\$ 850 million in 2Q25. The Company now operates with debt 100% in local currency, eliminating foreign exchange risk from its capital structure.

The cash position closed the quarter at R\$ 191 million, a decrease compared to 1Q26 (R\$ 958 million), reflecting the full settlement of the Notes and the foreign exchange swap associated with hedging this debt, whose termination generated an additional disbursement due to the appreciation of the Real during the period. Net debt totaled R\$ 477 million, a reduction of 13.5% compared to 2Q25 and of 24.7% compared to 1Q26. Leverage, measured by the ratio of net debt to 12-month Adjusted EBITDA, closed the quarter at 0.97x.

Annex I - EBITDA Reconciliation

Light SESA (DisCo)

(R\$ million)	2Q26	2Q25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Net Income (Loss)	(301)	(82)	265.8%	2,462	160	1434.4%
(-) Income Tax/Social Contribution	-	-	-	-	-	-
(-) Deferred Inc. Tax/Social Contribution	177	(87)	-	2,981	(158)	-
EBT	(477)	5	-	(519)	319	-
(-) Depreciation and Amortization	(207)	(194)	6.2%	(410)	(381)	7.6%
(-) Financial Revenue (Expense)	(315)	(65)	386.5%	(469)	(207)	126.9%
CVM EBITDA	44	264	-83.2%	360	907	-60.3%
(-) New Replacement Value (NRV)	125	84	48.2%	282	286	-1.5%
EBITDA ex-NRV	(81)	179	-	78	621	-87.4%
(-) Other Operating Revenue/Expense	(495)	(23)	2006.7%	(583)	(54)	987.0%
(-) Non-recurring effects	(47)	-	-	(47)	-	-
Adjusted EBITDA ⁽¹⁾	461	203	127.5%	709	674	5.1%

Light Energia + Com. (Generation & Trading)

(R\$ million)	2Q26	2Q25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Net Income (Loss)	70	88	-20.1%	124	271	-54.1%
(-) Income Tax/Social Contribution	(57)	(22)	161.7%	(106)	(61)	74.7%
(-) Deferred Inc. Tax/Social Contribution	24	(19)	-	55	(71)	-
EBT	103	129	-20.2%	176	402	-56.3%
(-) Depreciation and Amortization	(33)	(33)	-0.3%	(66)	(65)	0.9%
(-) Financial Revenue (Expense)	(5)	48	-	(17)	88	-
CVM EBITDA	141	113	24.1%	258	379	-31.8%
(+/-) Light COM. MtM effect	(9)	(15)	-36.5%	(64)	138	-
(-) Other Operating Revenue/Expense	7	(1)	-	(30)	(1)	2658.2%
(-) Non-recurring effects	-	-	-	45	-	-
Adjusted EBITDA ⁽¹⁾	143	129	10.3%	307	242	26.6%

(1) Adjusted EBITDA is a non-accounting measure that seeks to better reflect the Company's operating performance. It starts from EBITDA and excludes the effects of equity method results, other operating income/expenses, the impact of NRV (non-cash effect) and non-recurring items.

Annex II - Consolidated Quarterly Income Statement

(R\$ million)	Adjusted			Reported		
	2Q26	2Q25	Δ%	2Q26	2Q25	Δ%
Net Revenue	3,843	3,456	11.2%	3,796	3,456	9.8%
Purchased Electricity	(2,431)	(2,274)	6.9%	(2,431)	(2,274)	6.9%
Operating Expense	(741)	(667)	11.1%	(750)	(681)	10.1%
PMSO	(321)	(325)	-1.0%	(321)	(325)	-1.0%
Personnel	(188)	(165)	13.9%	(188)	(165)	13.9%
Material	(15)	(18)	-15.6%	(15)	(18)	-15.6%
Outsourced Services	(134)	(163)	-17.6%	(134)	(163)	-17.6%
Others	16	21	-24.3%	16	21	-24.3%
Depreciation and Amortization	(242)	(228)	6.2%	(242)	(228)	6.2%
Contingency	(61)	(87)	-29.1%	(61)	(87)	-29.1%
PECLD (delinquency)	(108)	(27)	299.4%	(108)	(27)	299.4%
Mark-to-market effect	-	-	-	(9)	(15)	-36.5%
Equity Income	(8)	-	-	(8)	-	-
Other Oper. Revenue/Expense	(52)	(73)	-28.5%	(486)	(73)	561.6%
Financial Revenue/Expense	(294)	(21)	1332.1%	(327)	(21)	1491.2%
Financial Revenue	132	154	-14.7%	132	154	-14.7%
Financial Expense	(426)	(175)	143.3%	(458)	(175)	162.0%
Income Before Taxes	128	91	40.3%	(395)	77	-
Income Tax/Social Contribution	(59)	(22)	167.8%	(59)	(22)	167.8%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	81	(106)	-	201	(106)	-
Net Income	150	(37)	-	(252)	(51)	390.2%
Adjusted EBITDA ⁽¹⁾	599	329	82.3%			

(1) Excludes NRV, other operating income/expenses, the mark-to-market effect on Light COM's contracts, equity income, and non-recurring items related to Refis and asset write-offs.

Annex II - Consolidated YTD Income Statement

(R\$ million)	Adjusted			Reported		
	6M26	6M25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Net Revenue	7,844	7,199	9.0%	7,842	7,199	8.9%
Purchased Electricity	(5,158)	(4,486)	15.0%	(5,158)	(4,486)	15.0%
Operating Expense	(1,549)	(1,364)	13.5%	(1,612)	(1,227)	31.4%
PMSO	(672)	(590)	14.0%	(672)	(590)	14.0%
Personnel	(375)	(302)	24.2%	(375)	(302)	24.2%
Material	(35)	(38)	-6.0%	(35)	(38)	-6.0%
Outsourced Services	(278)	(305)	-8.6%	(278)	(305)	-8.6%
Others	16	54	-69.9%	16	54	-69.9%
Depreciation and Amortization	(482)	(448)	7.6%	(482)	(448)	7.6%
Contingency	(127)	(155)	-18.1%	(127)	(155)	-18.1%
PECLD (delinquency)	(253)	(172)	47.3%	(253)	(172)	47.3%
Mark-to-market effect	-	-	-	(64)	138	-
Equity Income	(15)	-	-	(15)	-	-
Other Oper. Revenue/Expense	(619)	(134)	363.1%	(619)	(134)	363.1%
Financial Revenue/Expense	(447)	(92)	387.0%	(479)	(92)	422.6%
Financial Revenue	300	292	2.5%	300	292	2.5%
Financial Expense	(746)	(384)	94.3%	(779)	(384)	102.8%
Income Before Taxes	(259)	521	-	(357)	658	-
Income Tax/Social Contribution	(110)	(62)	79.1%	(110)	(62)	79.1%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	6	(229)	-	3,036	(229)	-
Net Income	(363)	230	-	2,569	368	598.5%
Adjusted EBITDA ⁽¹⁾	1,022	908	12.6%			

(1) Excludes NRV, other operating income/expenses, the mark-to-market effect on Light COM's contracts, equity income, and non-recurring items related to Refis and asset write-offs.

Annex III - DisCo Quarterly Income Statement

(R\$ million)	Adjusted			Reported		
	2Q26	2Q25	Δ%	2Q26	2Q25	Δ%
Net Revenue	3,397	3,153	7.7%	3,349	3,153	6.2%
Purchased Electricity	(2,153)	(2,120)	1.6%	(2,153)	(2,120)	1.6%
Gross Margin	1,047	702	49.1%	999	702	42.4%
Operating Expense	(667)	(609)	9.5%	(667)	(609)	9.5%
PMSO	(292)	(301)	-3.1%	(292)	(301)	-3.1%
Personnel	(159)	(148)	7.6%	(159)	(148)	7.6%
Material	(12)	(16)	-24.5%	(12)	(16)	-24.5%
Outsourced Services	(142)	(150)	-5.8%	(142)	(150)	-5.8%
Others	20	12	64.6%	20	12	64.6%
Depreciation and Amortization	(207)	(194)	6.2%	(207)	(194)	6.2%
Contingency Provisions	(61)	(86)	-29.8%	(61)	(86)	-29.8%
PECLD (delinquency)	(108)	(27)	299.4%	(108)	(27)	299.4%
Other Oper. Revenue/Expense	(62)	(23)	162.1%	(495)	(23)	2006.7%
Financial Revenue/Expense	(282)	(65)	336.1%	(315)	(65)	386.5%
Financial Revenue	92	105	-11.7%	92	105	-11.7%
Financial Expense	(375)	(169)	121.3%	(408)	(169)	140.6%
Income Before Taxes	36	5	695.1%	(477)	5	-
Income Tax/Social Contribution	-	-	-	-	-	-
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	56	(87)	-	177	(87)	-
Net Income	92	(82)	-	(301)	(82)	265.8%
Adjusted EBITDA ⁽¹⁾	461	203	127.5%			

(1) Excludes NRV, other operating income/expenses, and non-recurring items related to Refis and asset write-offs.

Annex III - DisCo YTD Income Statement

(R\$ million)	Adjusted			Reported		
	6M26	6M25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Net Revenue	6,926	6,646	4.2%	6,879	6,646	3.5%
Purchased Electricity	(4,604)	(4,217)	9.2%	(4,604)	(4,217)	9.2%
Operating Expense	(1,413)	(1,248)	13.2%	(1,413)	(1,248)	13.2%
PMSO	(624)	(541)	15.3%	(624)	(541)	15.3%
Personnel	(319)	(269)	18.5%	(319)	(269)	18.5%
Material	(30)	(33)	-9.3%	(30)	(33)	-9.3%
Outsourced Services	(302)	(280)	7.9%	(302)	(280)	7.9%
Others	27	42	-33.9%	27	42	-33.9%
Depreciation and Amortization	(410)	(381)	7.6%	(410)	(381)	7.6%
Contingency Provisions	(126)	(154)	-18.6%	(126)	(154)	-18.6%
PECLD (delinquency)	(253)	(172)	47.3%	(253)	(172)	47.3%
Other Oper. Revenue/Expense	(583)	(54)	987.0%	(583)	(54)	987.0%
Financial Revenue/Expense	(437)	(207)	111.1%	(469)	(207)	126.9%
Financial Revenue	224	210	6.5%	224	210	6.5%
Financial Expense	(661)	(417)	58.4%	(693)	(417)	66.2%
Income Before Taxes	(439)	319	-	(519)	319	-
Income Tax/Social Contribution	-	-	-	-	-	-
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(49)	(158)	-68.9%	2,981	(158)	-
Net Income	(488)	160	-	2,462	160	1434.4%
Adjusted EBITDA ⁽¹⁾	709	674	5.1%			

(1) Excludes NRV, other operating income/expenses, and non-recurring items related to Refis and asset write-offs.

Annex IV - GenCo and Trading Company Quarterly Income Statement

(R\$ million)	Adjusted			Reported		
	2Q26	2Q25	Δ%	2Q26	2Q25	Δ%
Net Revenue	463	317	45.8%	463	317	45.8%
Purchased Electricity	(295)	(167)	76.2%	(295)	(167)	76.2%
Gross Margin	168	150	11.8%	168	150	11.8%
Operating Expense	(58)	(54)	8.0%	(67)	(68)	-1.5%
PMSO	(24)	(21)	16.9%	(24)	(21)	16.9%
Personnel	(11)	(10)	10.8%	(11)	(10)	10.8%
Material	(1)	(1)	34.0%	(1)	(1)	34.0%
Outsourced Services	(9)	(8)	7.1%	(9)	(8)	7.1%
Others	(4)	(2)	76.1%	(4)	(2)	76.1%
Depreciation and Amortization	(33)	(33)	-0.3%	(33)	(33)	-0.3%
Contingency Provisions	(1)	(0)	9622.2%	(1)	(0)	9622.2%
Mark-to-market effect	-	-	-	(9)	(15)	-36.5%
Other Oper. Revenue/Expense	7	(1)	-	7	(1)	-
Financial Revenue/Expense	(5)	48	-	(5)	48	-
Financial Revenue	44	53	-15.8%	44	53	-15.8%
Financial Expense	(49)	(4)	1045.6%	(49)	(4)	1045.6%
Income Before Taxes	112	143	-21.9%	103	129	-20.2%
Income Tax/Social Contribution	(57)	(22)	161.7%	(57)	(22)	161.7%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	24	(19)	-	24	(19)	-
Net Income	79	102	-22.4%	70	88	-20.1%
Adjusted EBITDA ⁽¹⁾	143	129	10.3%			

(1) Excludes other operating income and expenses and the mark-to-market effect on Light Com's contracts.

Annex IV - GenCo and Trading Company YTD Income Statement

(R\$ million)	6M26	6M25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Net Revenue	945	581	62.7%	991	581	70.5%
Purchased Electricity	(586)	(297)	97.4%	(586)	(297)	97.4%
Gross Margin	359	284	26.4%	405	284	42.4%
Operating Expense	(118)	(107)	10.5%	(182)	31	-
PMSO	(52)	(42)	22.5%	(52)	(42)	22.5%
Personnel	(22)	(19)	14.5%	(22)	(19)	14.5%
Material	(1)	(1)	31.9%	(1)	(1)	31.9%
Outsourced Services	(18)	(16)	13.3%	(18)	(16)	13.3%
Others	(10)	(6)	75.4%	(10)	(6)	75.4%
Depreciation and Amortization	(66)	(65)	0.9%	(66)	(65)	0.9%
Contingency Provisions	(1)	0	-	(1)	0	-
Mark-to-market effect	-	-	-	(64)	138	-
Other Oper. Revenue/Expense	(30)	(1)	2658.2%	(30)	(1)	2658.2%
Financial Revenue/Expense	(17)	88	-	(17)	88	-
Financial Revenue	88	85	3.2%	88	85	3.2%
Financial Expense	(105)	3	-	(105)	3	-
Income Before Taxes	194	265	-26.7%	176	402	-56.3%
Income Tax/Social Contribution	(106)	(61)	74.7%	(106)	(61)	74.7%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	55	(71)	-	55	(71)	-
Net Income	142	133	7.0%	124	271	-54.1%
Adjusted EBITDA⁽¹⁾	307	242	26.6%			

(1) Excludes other operating income and expenses and the mark-to-market effect on Light Com's contracts.

Annex V - Consolidated Balance Sheet

Assets

(R\$ million)	30.06.2026	31.03.2026
Current	6,465	5,011
Cash and cash equivalents	1,551	155
Marketable securities	304	1,262
Trade accounts receivable	1,785	1,719
Inventory	104	99
Taxes and contributions recoverable	1,250	368
Sector Financial Assets	277	-
Prepaid expenses	29	20
Dividends and interest on equity receivable	-	-
Receivables for services provided	28	20
Derivative financial instruments swaps	7	-
Outstanding balances of derivative financial inst. such as swaps	-	9
Fair value in the purchase and sale of energy	409	525
Other receivables	723	834
Non-current	23,937	23,272
Trade accounts receivable	985	1,080
Taxes and contributions recoverable	1,740	2,953
Deferred taxes	3,281	3,104
Deposits related to litigation	377	391
Derivative financial instruments – swaps	26	23
Mutual loan with related parties	-	-
Concession financial assets	855	11,275
Fair value in the purchase and sale of energy	211	273
REFIS Pass-through – Complementary Law No. 225/2025	1,699	-
Other receivables	43	36
Sectoral financial assets	-	-
Contract assets – infrastructure under construction	416	715
Investments	189	197
Property, plant and equipment	2,066	2,078
Intangible assets	11,707	810
Right-of-use assets	336	336
Prepaid expenses	7	-
Total Assets	30,403	28,283

Annex V - Consolidated Balance Sheet (cont.)

Liabilities

(R\$ million)	30.06.2026	31.03.2026
Current	5,578	7,120
Trade accounts payable	2,508	2,840
Taxes and contributions payable	185	255
REFIS – Complementary Law No. 225/2025	236	-
Deferred taxes	2	4
Loans and financing	269	944
Debentures	229	278
Dividends payable	-	-
Financial instruments derivatives swaps	0	83
Remaining balances of derivative financial instruments swaps	-	-
Industry financial liabilities	-	601
Contingency Provisions	-	-
Labor liabilities	139	193
Post-employment benefits	31	31
Amounts refundable to consumers	259	-
Lease obligations	93	85
Regulatory charges	449	422
Fair value in the purchase and sale of energy	333	458
Other debits	846	925
Non-current	15,515	12,840
Loans and financing	1,904	1,924
Debentures	6,750	6,606
Remaining balances of derivative financial instruments swaps	-	-
Industry financial liabilities	72	47
Taxes and contributions payable	49	45
REFIS – Complementary Law No. 225/2025	1,764	-
Deferred taxes	263	288
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	3,948	3,137
Post-employment benefits	198	190
Lease obligations	288	293
Amounts refundable to consumers	-	-
Fair value in the purchase and sale of energy	227	268
Other debits	53	42
Equity	9,310	8,323
Share capital	5,392	5,392
Capital reserve	360	359
Accumulated Profits/Losses	2,209	2,458
Asset valuation adjustments	219	224
Other comprehensive income	(111)	(111)
Funds for capital increase	1,241	-
Total Liabilities	30,403	28,283

Annex VI - Debt by Instrument in 2Q26

Light S.A. (Consolidated)

(R\$ million)	Face Value	Fair Value Adjust.	Fair Value
Light SESA	7,781	(1,055)	6,726
Light Energia	668	0	668
Convertible - Local	1,663	(457)	1,206
Convertible - Foreign	538	(48)	490
Non-opting Creditor - Local	57	(34)	23
Non-opting Creditor - Foreign	20	(12)	8
Total	10,727	(1,606)	9,121

Light SESA (DisCo)

(R\$ million)	Face Value	Fair Value Adjust.	Fair Value
IPCA + 5%	3,540	(329)	3,211
IPCA + 3%	1,814	(464)	1,349
USD @ 4.21%	1,002	(106)	896
USD @ 2.26%	543	(145)	398
CDI + 0.5%	708	(12)	696
Working Capital	175	-	175
Total	7,781	(1,055)	6,726

Light Energia (Generation)

(R\$ million)	Face Value	Fair Value Adjust.	Fair Value
IPCA + 4.85%	462	-	462
USD @ 4.375%	(0)	0	(0)
CDI + 2%	168	-	168
CDI + 2.85%	13	-	13
Other	24	-	24
Total	668	0	668

Annex VII - Energy Balance

(GWh)	2Q26	%	6M26	%
(+) Proinfa	73	1,3%	148	1,2%
(+) Itaipu	964	17,0%	1.917	14,9%
(+) Auctions	4.275	75,4%	8.947	69,4%
(+) Quotas	459	8,1%	1.052	8,2%
(+) Angra I and II	82	1,5%	182	1,4%
(+) Others (CCEE)	(179)	-3,2%	644	5,0%
Energy Requirement (CCEE)	5.674	-	12.891	-
Own Load	5.564	-	12.630	-
Measured Energy (Captive)	3.265	-	7.055	-
Residential	1.981	60,7%	4.357	61,8%
Industrial	40	1,2%	84	1,2%
Commercial	833	25,5%	1.744	24,7%
Others	412	12,6%	870	12,3%
Energy Balance	2.223			
(+) Technical Losses	588	-	-	-
(+) Non-Technical Losses	1.969	-	-	-
(-) MMGD-Injected Energy	330			
(+) REN (billed)	(4)			
Backbone Grid Losses	110	-	222	-

(GWh)	2Q26	2Q25	Δ%	6M26	6M25	Δ%
Grid Load	8,730	8,453	3.3%	19,090	19,501	-2.1%
Grid Usage	3,166	3,090	2.5%	6,460	6,334	2.0%
Own Load	5,564	5,363	3.7%	12,630	13,166	-4.1%
Metered Energy (Captive)	3,265	3,249	0.5%	7,055	7,354	-4.1%
Low Voltage	2,983	2,779	7.3%	6,437	6,295	2.3%
Medium and High Voltage	282	470	-40.0%	618	1,059	-41.7%
Energy Balance	2,299	2,114	8.7%	5,575	5,812	-4.1%