

# 120 ANOS



## Release de Resultados

# 4T25

Conferência de Resultados

23 de Março de 2026

11h00 (BRT) – Brasília, Brasil

10h00 (EDT) – Nova York, EUA

14h00 (GMT) – Londres, UK

Webcast em  
Português com  
tradução simultânea:

[clique aqui](#)

**LIGT**  
B3 LISTED NM

Relações com Investidores

[ri@light.com.br](mailto:ri@light.com.br)

<https://ri.light.com.br/>

## **Mensagem do CEO**

Em 2025, a Light completou uma transformação que vai muito além dos números que apresentamos nesta divulgação. Após um processo de recuperação judicial que exigiu de toda a organização resiliência, disciplina e clareza de propósito, a Companhia encerrou o exercício com fundamentos operacionais consistentemente mais sólidos, uma estrutura de dívida adequada ao modelo de negócio do setor elétrico e – o resultado que mais nos orgulha – a melhor qualidade de serviço da nossa história recente.

Na Distribuidora, a trajetória do ano foi de melhoria nos fundamentos que mais importam para a sustentabilidade do negócio. As provisões para contingências jurídicas atingiram, em 2025, o menor nível de estoque dos últimos sete anos e o menor volume de ingressos dos últimos nove anos – resultado que reflete não apenas o trabalho jurídico, mas uma mudança de postura da Companhia na relação com seus clientes e na gestão de passivos. A inadimplência recuou de forma positiva ao longo do ano, resultado de uma gestão comercial mais assertiva e da maturação de iniciativas que a Companhia vem construindo de forma estrutural. A margem bruta operacional manteve-se estável no ano, demonstrando resiliência em um ambiente de retração de mercado pressionado pela queda de temperatura, pelo avanço da geração distribuída e pela desaceleração industrial na área de concessão.

O crescimento das despesas operacionais ao longo do ano foi real e merece ser endereçado com transparência. A recomposição das equipes de campo – que respondeu pela maior parte do incremento absoluto de pessoal – foi uma decisão consciente e necessária para elevar o padrão de serviço que a Companhia se comprometeu a entregar aos seus clientes. Os ganhos operacionais já observados são a contrapartida direta dessa decisão – entendemos que o nível atual de colaboradores representa a estrutura adequada e recorrente da Companhia.

Esses ganhos se expressaram com clareza nos indicadores de qualidade. Em 2025, a Light registrou o melhor Tempo Médio de Atendimento Emergencial de sua série histórica – uma redução de 60% em quatro anos. O percentual de intercorrências superiores a 24 horas recuou aproximadamente oito pontos em relação ao ano anterior. O DEC e o FEC encerraram o exercício dentro dos limites regulatórios estabelecidos pela ANEEL. Esses resultados não emergem de circunstâncias favoráveis, eles emergem de um plano de ação estruturado que acelerou expressivamente no ano e de uma organização que internalizou a excelência operacional como condição inegociável de funcionamento.

Na Geração e Comercialização, 2025 foi um ano marcado pela assimetria hidrológica entre seus dois semestres. As condições favoráveis do início do ano cederam lugar a uma deterioração progressiva das afluições a partir de julho, que concentrou o impacto sobre a margem do segmento no segundo semestre. O ano, porém, foi encerrado com posição contratual sólida para 2026 e com parcela de energia não contratada, posicionando a Companhia para capturar o potencial de valorização dos preços de curto prazo, nos conferindo flexibilidade e perspectiva de recuperação de margem no exercício corrente.

No campo financeiro, 2025 foi o ano em que a nova estrutura de capital da Light começou a produzir seus efeitos. A dívida encerrou o exercício com perfil majoritariamente de longo prazo, custo médio coerente com a natureza regulada das receitas da Distribuidora e prazo médio confortável. O próximo passo relevante para a redução da alavancagem é a conclusão do aumento de capital privado previsto no Plano de Recuperação Judicial, vinculado à assinatura do novo contrato de concessão da SESA – evento que marca, para a Light, a retomada plena da capacidade de planejar o futuro com segurança e ambição.

Olhamos para 2026 com clareza sobre os eventos que definirão o ritmo da nossa trajetória. A assinatura do novo contrato de concessão é o catalisador central. Ela consolida as bases para um novo ciclo de investimentos da Distribuidora, viabiliza o aumento de capital e sinaliza ao mercado a estabilidade que a Companhia construiu ao longo dos últimos anos.

2025 foi, acima de tudo, um ano de reconstrução de credibilidade – com clientes, com reguladores, com credores e com o mercado de capitais. Entregamos avanços reais em qualidade de serviço, nos níveis de inadimplência, em controle de contingências e em execução de investimentos.

O exercício de 2025 marca os 120 anos da Light. Uma empresa centenária que atravessou esta que foi, provavelmente, a fase mais exigente de sua história recente – e que emerge dela com fundamentos mais sólidos, uma equipe mais preparada e um propósito renovado de servir com excelência os mais de quatro milhões de clientes que dependem da nossa energia todos os dias.

**Alexandre Nogueira**  
**CEO da Light S.A.**

## DESTAQUES

**Ao longo de 2025, a Light demonstrou capacidade de execução em ambiente desafiador, com melhora consistente nos fundamentos da Distribuidora, avanço no plano de investimentos e posicionamento favorável da vertical de Geração e Comercialização para captura de valor em 2026.**

- **EBITDA ajustado consolidado totalizou R\$418 milhões no 4T25** (+7,2% A/A), com a performance da Distribuidora mais do que compensando o impacto do cenário hidrológico adverso sobre a vertical de Geração e Comercialização
- Qualidade e eficiência operacional em níveis históricos – DEC e FEC dentro dos limites ANEEL e **melhor Tempo Médio de Atendimento Emergencial (TMAE) da série histórica**, sustentados pelo robusto plano de investimentos da Companhia, em sua busca contínua por excelência operacional e qualidade no serviço prestado aos clientes
- PECLD e Contingências em trajetória consistente de melhora – PECLD em 2,1% da receita bruta de fornecimento no 4T25 (-0,8 p.p. A/A); provisões para **contingências no menor estoque e volume dos últimos 7 anos e 9 anos**, respectivamente
- **Sólida posição contratual para 2026 na comercializadora**, assegurando solidez à geração de caixa, com parcela de energia não contratada posicionada para capturar *upside* de preços de curto prazo

### Resultado Consolidado

(R\$ milhões)	4T25	4T24 <sup>(4)</sup>	Δ%	2025	2024 <sup>(4)</sup>	Δ%
Receita Líquida	4.167	4.115	1,3%	14.996	14.876	0,8%
EBITDA CVM	492	593	-17,0%	2.184	2.071	5,5%
EBITDA Ajustado <sup>(1)</sup>	418	390	7,2%	1.834	2.072	-11,5%
Lucro (Prejuízo) Líquido	(187)	1.895	-	213	1.644	-87,0%
Caixa e Equivalentes	1.747	3.090	-43,5%	1.747	3.090	-43,5%
Dívida Líquida Proforma <sup>(2)</sup>	6.246	5.123	21,9%	6.246	5.123	21,9%
Dív. Líq. / EBITDA 12M p/ covenants <sup>(3)</sup>	3,13x	2,91x	7,6%	3,13x	2,91x	7,6%
Capex	489	354	38,0%	1.676	1.062	57,8%

(1) EBITDA ajustado excluindo VNR, Outras receitas/despesas operacionais, efeito da marcação a mercado dos contratos da Light COM e itens não recorrentes, conforme conciliação demonstrada na Seção EBITDA Consolidado; (2) Dívida proforma desconsiderando a parcela da dívida conversível em ações da Light S/A; (3) Indicador de *covenant* consolidado para a dívida da Light SESA, conforme estabelecido nas respectivas escrituras; (4) Valores reapresentados, conforme NE 3.25 da DFP.

## **ÍNDICE**

### **1.0 LIGHT CONSOLIDADO**

- 1.1 Desempenho Financeiro
- 1.2 Investimentos
- 1.3 Endividamento

### **2.0 DISTRIBUIÇÃO (LIGHT SESA)**

- 2.1 Mercado de Energia
- 2.2 Perdas
- 2.3 Arrecadação
- 2.4 Qualidade
- 2.5 Receita Bruta e Margem
- 2.6 EBITDA
- 2.7 Resultado Financeiro
- 2.8 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)	4T25	4T24 <sup>(2)</sup>	Δ%	2025	2024 <sup>(2)</sup>	Δ%
<b>Receita Líquida</b>	<b>4.167</b>	<b>4.115</b>	1,3%	<b>14.996</b>	<b>14.876</b>	0,8%
Energia Comprada	(2.956)	(3.146)	-6,0%	(9.781)	(10.258)	-4,6%
Custo de Construção	(220)	(245)	-10,0%	(1.109)	(770)	44,1%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>990</b>	<b>724</b>	36,8%	<b>4.106</b>	<b>3.848</b>	6,7%
<b>Despesa Operacional</b>	<b>(601)</b>	<b>(516)</b>	16,5%	<b>(2.513)</b>	<b>(2.485)</b>	1,1%
<b>PMSO</b>	<b>(350)</b>	<b>(112)</b>	211,9%	<b>(1.308)</b>	<b>(1.097)</b>	19,2%
Depreciação e Amortização	(235)	(255)	-7,7%	(916)	(894)	2,5%
Contingências	94	(94)	-	(58)	(335)	-82,8%
PECLD	(94)	(12)	658,2%	(336)	(117)	186,9%
Efeito Marcação a Mercado	23	-	-	143	-	-
Equivalência Patrimonial	(39)	(42)	-8,1%	(39)	(42)	-8,1%
<b>Outras Rec./Desp. Oper.</b>	<b>(133)</b>	<b>130</b>	-	<b>(325)</b>	<b>(186)</b>	74,7%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(368)</b>	<b>1.610</b>	-	<b>(638)</b>	<b>568</b>	-
IR/CS	(76)	(53)	43,7%	(418)	(102)	310,5%
<b>Resultado Líquido</b>	<b>(187)</b>	<b>1.895</b>	-	<b>213</b>	<b>1.644</b>	-87,0%
<b>EBITDA CVM</b>	<b>492</b>	<b>593</b>	-	<b>2.184</b>	<b>2.071</b>	5,5%
<b>EBITDA Ajustado<sup>(1)</sup></b>	<b>418</b>	<b>390</b>	-	<b>1.834</b>	<b>2.072</b>	-11,5%

A receita operacional líquida consolidada totalizou R\$4,2 bilhões no 4T25, aumento de 1,3% A/A, reflexo das dinâmicas opostas entre os dois segmentos. A Distribuidora apresentou receita de R\$3,4 bilhões, +8,7% A/A, em função da dinâmica de reconhecimento dos ativos e passivos setoriais ao longo do ciclo tarifário. Em sentido contrário, a vertical de Geração e Comercialização registrou queda de 27,1% A/A na receita (R\$453 milhões), refletindo cenário hidrológico adverso no período.

O EBITDA ajustado consolidado totalizou R\$418 milhões no 4T25, crescimento de 7,2% A/A, resultado de dinâmicas opostas entre os segmentos. A Distribuidora registrou EBITDA Ajustado de R\$323 milhões (+42,5% A/A), impulsionado pela melhora expressiva em PECLD (-30,6% A/A) e nas provisões para contingências (-29,8% A/A). Em sentido contrário, a Geração e Comercialização registrou EBITDA Ajustado de R\$99 milhões (-48,2% A/A), pressionada pela compressão da margem bruta.

A Companhia registrou prejuízo líquido de R\$187 milhões no 4T25, influenciado pelo resultado financeiro negativo de R\$368 milhões — reflexo do custo de carregamento da dívida — combinado à pressão de IR/CS diferido de R\$76 milhões no período.

(1) Exclui VNR, outras receitas/despesas operacionais, efeito da marcação a mercado dos contratos da Light COM, equivalência patrimonial e itens não recorrentes; (2) Valores reapresentados, conforme NE 3.25 da DFP.

## 1.2 Investimentos

(R\$ milhões)	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Light Energia</b>	<b>31</b>	<b>35</b>	-13,2%	<b>74</b>	<b>95</b>	-21,8%
<b>Light SESA</b>	<b>458</b>	<b>319</b>	43,7%	<b>1.602</b>	<b>967</b>	65,6%
<b>Ativos Elétricos</b>	<b>346</b>	<b>235</b>	47,1%	<b>1.276</b>	<b>783</b>	63,0%
Manutenção	150	78	93,1%	558	239	133,4%
Expansão	98	102	-4,0%	403	336	19,9%
Plano de Perdas	95	50	89,5%	297	181	64,0%
Recebíveis	4	6	-32,0%	19	27	-30,4%
<b>Ativos não Elétricos</b>	<b>112</b>	<b>84</b>	34,0%	<b>325</b>	<b>185</b>	76,4%
Comercial	1	15	-96,6%	2	20	-90,7%
TI	77	54	42,9%	222	145	53,7%
Demais	34	14	135,2%	101	20	413,4%
<b>Total</b>	<b>489</b>	<b>354</b>	38,0%	<b>1.676</b>	<b>1.062</b>	57,8%

A Companhia investiu R\$489 milhões no 4T25, crescimento de 38,0% frente ao 4T24, refletindo a aceleração do plano de investimentos com foco no compromisso com os mais altos padrões de qualidade e confiabilidade do serviço.

Os investimentos na Distribuidora somaram R\$458 milhões (+43,7% A/A), dos quais R\$346 milhões foram destinados a ativos elétricos. O trimestre teve como destaque a manutenção da rede e expansão, reforçando a qualidade do fornecimento e a eficiência operacional. Os investimentos em manutenção da rede alcançaram R\$150 milhões (+93,1% vs 4T24), impulsionados por ações de melhoria da qualidade, manutenção preventiva em redes de baixa tensão e subterrâneas, além do aumento de serviços corretivos. No combate às perdas, o Plano de Perdas recebeu R\$95 milhões (+89,5% vs 4T24), com foco na substituição de medidores obsoletos por modelos modernos, incluindo medidores inteligentes, e no avanço das obras pontuais de blindagem. A Companhia também intensificou inspeções e normalizações de clientes, reforçando a estabilidade das áreas priorizadas.

Os investimentos em ativos não elétricos (sistemas, TI, patrimônio e outros) totalizaram R\$112 milhões (+34,0% vs 4T24), impulsionados principalmente por TI, que alcançou R\$77 milhões (+42,9% vs 4T24), voltados a melhorias de sistemas e modernização operacional.

A Light Energia investiu R\$31 milhões no trimestre (-13,2% A/A), com o acumulado de 2025 totalizando R\$74 milhões (-21,8% A/A), em linha com o estágio atual do parque gerador.

## 1.3 Endividamento

(R\$ milhões)	dez/25	dez/24	Δ%	set/25	Δ%
<b>Dívida Bruta Proforma<sup>(1)</sup></b>	<b>7.992</b>	<b>8.213</b>	-2,7%	<b>7.863</b>	1,6%
<b>Curto Prazo</b>	<b>1.219</b>	<b>725</b>	68,1%	<b>1.224</b>	-0,5%
Em Moeda Nacional	333	484	-31,2%	369	-9,8%
Em Moeda Estrangeira	886	241	267,8%	855	3,6%
<b>Longo Prazo Proforma<sup>(1)</sup></b>	<b>6.774</b>	<b>7.488</b>	-9,5%	<b>6.638</b>	2,0%
Em Moeda Nacional	6.093	2.796	117,9%	6.032	1,0%
Em Moeda Estrangeira	681	6.392	-89,3%	606	12,3%
<b>Dívida Bruta</b>	<b>9.690</b>	<b>9.912</b>	-2,2%	<b>9.529</b>	1,7%
<b>Dívida Bruta Proforma<sup>(1)</sup></b>	<b>7.992</b>	<b>8.213</b>	-2,7%	<b>7.863</b>	1,6%
<b>Dívida Conversível</b>	<b>1.698</b>	<b>1.699</b>	-0,1%	<b>1.666</b>	1,9%
<b>Posição de Caixa</b>	<b>1.747</b>	<b>3.090</b>	-43,5%	<b>2.642</b>	-33,9%
<b>Dívida Líquida</b>	<b>7.943</b>	<b>6.823</b>	16,4%	<b>6.887</b>	15,3%
<b>Dívida Líquida Proforma<sup>(1)</sup></b>	<b>6.246</b>	<b>5.123</b>	21,9%	<b>5.221</b>	19,6%
<b>Dív. Líq. / EBITDA Ajust. 12M<sup>(2)</sup></b>	<b>3,13x</b>	<b>2,91x</b>	7,6%	<b>2,89x</b>	8,3%

A dívida bruta proforma da Companhia encerrou o ano em R\$8,0 bilhões, uma redução de 2,7% em relação a dezembro de 2024, refletindo o efeito da reestruturação do endividamento concluída ao final de 2024, em conformidade com as condições aprovadas no Plano de Recuperação Judicial, e o impacto favorável da apreciação do Real sobre a parcela em moeda estrangeira no período. A dívida de curto prazo apresentou elevação em relação a dezembro de 2024, explicada principalmente pela reclassificação das Notes da Light Energia com vencimento em junho de 2026, movimento esperado e já incorporado ao cronograma de gestão do passivo da Companhia.

A posição de caixa e equivalentes encerrou o período em R\$1,7 bilhão, redução de 43,5% em relação a dezembro de 2024, impactada pelo pagamento de amortizações e encargos da dívida reestruturada, além do capital de giro relacionado à CVA na Distribuidora, como detalhado na seção 2.9. Com isso, a dívida líquida proforma totalizou R\$6,3 bilhões ao final de dezembro de 2025. A relação dívida líquida / EBITDA ajustado 12 meses encerrou o ano em 3,13x (ante 2,91x em Dez/24).

Conforme previsto no Plano de Recuperação Judicial, com a assinatura do novo contrato de concessão da SESA, a Companhia efetuará um aumento de capital privado de até R\$1,5 bilhão (mínimo de R\$1,0 bilhão) em até 90 dias. Uma vez concluído esse evento, em uma visão proforma, a dívida líquida consolidada pós-aumento de capital e conversão da dívida poderá se situar entre R\$4,8 a 5,3 bilhões.

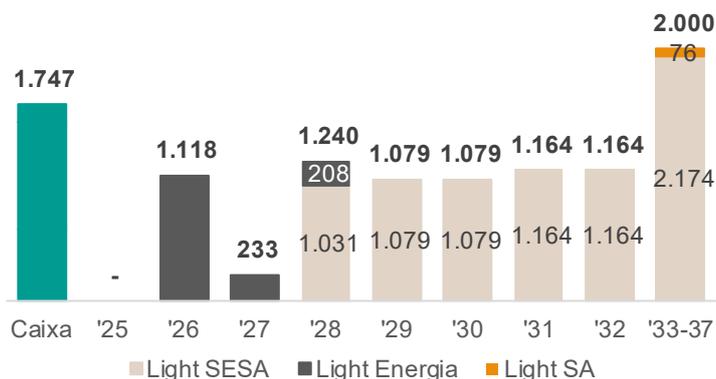
(1) Exclui o montante da dívida conversível, tanto em moeda local quanto em moeda estrangeira; (2) Considera os indicadores conforme definidos nas respectivas escrituras das dívidas.

A reestruturação da dívida resultou na readequação do perfil do endividamento, tornando-o mais aderente ao modelo de negócio do setor elétrico, com 57% do total indexada ao IPCA. Ao final do período, 88% da dívida bruta proforma possuía vencimento no longo prazo e o prazo médio de vencimento do principal ficou em 4,9 anos para a dívida consolidada, sendo 6,2 anos para Distribuidora.

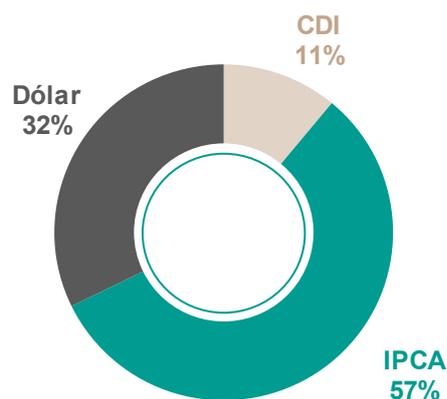
O cronograma de amortização do principal da dívida consolidada da Companhia, o perfil da dívida por indexador e a abertura do endividamento por instrumento a valor de face com o efeito do AVJ seguem conforme abaixo:

### Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Não Conversível

(R\$ milhões)



### Dívida Proforma por Indexador <sup>(1)</sup>



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

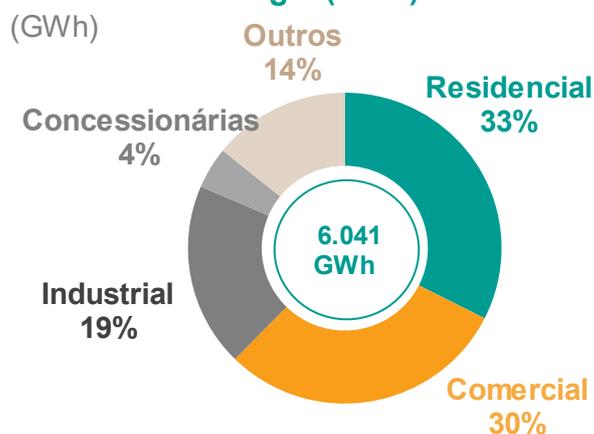
## 2.0 Light SESA

### 2.1 Mercado de energia

(GWh)	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Mercado de Energia<sup>(1)</sup></b>	<b>6.041</b>	<b>6.337</b>	<b>-4,7%</b>	<b>24.464</b>	<b>25.586</b>	<b>-4,4%</b>
<b>Residencial</b>	<b>1.961</b>	<b>2.075</b>	<b>-5,5%</b>	<b>8.039</b>	<b>8.364</b>	<b>-3,9%</b>
<b>Comercial</b>	<b>1.805</b>	<b>1.844</b>	<b>-2,1%</b>	<b>7.122</b>	<b>7.342</b>	<b>-3,0%</b>
<b>Industrial</b>	<b>1.156</b>	<b>1.268</b>	<b>-8,9%</b>	<b>4.935</b>	<b>5.150</b>	<b>-4,2%</b>
<b>Concessionárias</b>	<b>261</b>	<b>282</b>	<b>-7,3%</b>	<b>998</b>	<b>1.246</b>	<b>-19,9%</b>
<b>Outros</b>	<b>858</b>	<b>867</b>	<b>-1,0%</b>	<b>3.370</b>	<b>3.484</b>	<b>-3,3%</b>
<b>Cativo</b>	<b>3.153</b>	<b>3.447</b>	<b>-8,5%</b>	<b>12.957</b>	<b>14.264</b>	<b>-9,2%</b>
Residencial	1.961	2.075	-5,5%	8.039	8.364	-3,9%
Comercial	713	831	-14,2%	2.958	3.520	-15,9%
Industrial	38	57	-32,8%	179	256	-30,3%
Outros	441	483	-8,8%	1.781	2.124	-16,1%
<b>Uso de Rede</b>	<b>2.888</b>	<b>2.890</b>	<b>0,0%</b>	<b>11.507</b>	<b>11.323</b>	<b>1,6%</b>
Comercial	1.093	1.013	7,8%	4.163	3.823	8,9%
Industrial	1.118	1.211	-7,8%	4.756	4.894	-2,8%
Concessionárias	261	282	-7,3%	998	1.246	-19,9%
Outros	417	383	8,8%	1.589	1.360	16,8%

No 4T25, o mercado da Light apresentou comportamento semelhante ao observado ao longo de 2025. Ambos os períodos foram marcados por fatores climáticos e estruturais, com (i) temperaturas abaixo das registradas em 2024, reduzindo a demanda por refrigeração típica da estação, apesar dos picos registrados na segunda quinzena de dezembro; e (ii) avanço contínuo da Geração Distribuída (GD) – ainda que a taxas cada vez menores – comprimindo o mercado potencial na área de concessão da Companhia. Esses efeitos foram condicionantes para o consumo das principais classes (residencial e comercial), levando a uma queda do mercado nas comparações com o ano anterior.

#### Mercado de Energia (4T25)<sup>(1)</sup>



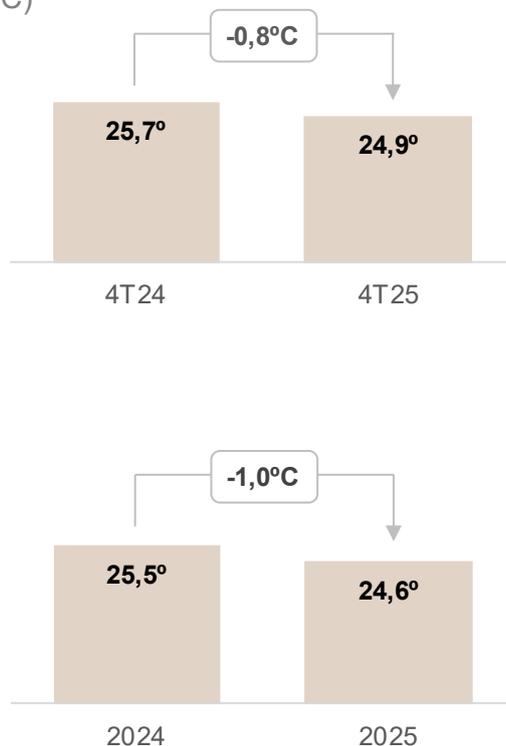
(1) A partir do 3T25 a Companhia passou a incluir o montante de GD II compensada nas suas respectivas classes. Exclui itens não recorrentes que impactaram o ano de 2024.

O mercado consolidado totalizou 6.041 GWh no 4T25, retração de 4,7% A/A (-296 GWh), com a temperatura média registrando 24,9°C no 4T25 ante 25,7°C no 4T24, queda de 0,8°C A/A – efeito mais pronunciado em outubro e novembro, que registraram 1,0°C e 1,6°C abaixo dos respectivos meses de 2024. No acumulado de 2025, o mercado somou 24.464 GWh (-4,4% A/A; -1.123 GWh), com temperatura média anual apresentando queda de -1,0°C A/A (24,6°C em 2025 vs 25,5°C em 2024). Vale destacar que, na visão acumulada do ano, o inverno de 2025 foi um dos mais rigorosos em quase duas décadas, representando um fator climático relevante para a contração do mercado em 2025. No 4T25 especificamente, o efeito dominante foi a queda de temperatura em outubro e novembro, com dezembro apresentando recuperação parcial ao final do período.

O segmento comercial apresentou o maior nível de resiliência entre as classes, sustentado pela atividade dos setores de serviços e turismo na área de concessão da Light. No 4T25, a classe registrou consumo consolidado de 1.805 GWh (-2,1% A/A), e no ano totalizou 7.122 GWh (-3,0% A/A).

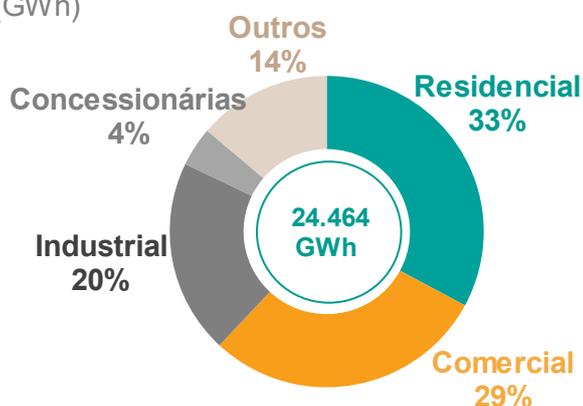
O segmento industrial refletiu a desaceleração contínua da produção siderúrgica ao longo do ano, decorrente de variação no perfil de consumo em cliente de alta tensão, movimento que se intensificou nos trimestres finais de 2025. O consumo da classe somou 1.156 GWh no 4T25 (-8,9% A/A) e 4.935 GWh no acumulado (-4,2% A/A), seguindo a dinâmica de queda registrada pelo indicador de produção física da indústria fluminense no período (-1,9%).

Temperatura Média (°C)



Mercado de Energia (2025) <sup>(1)</sup>

(GWh)

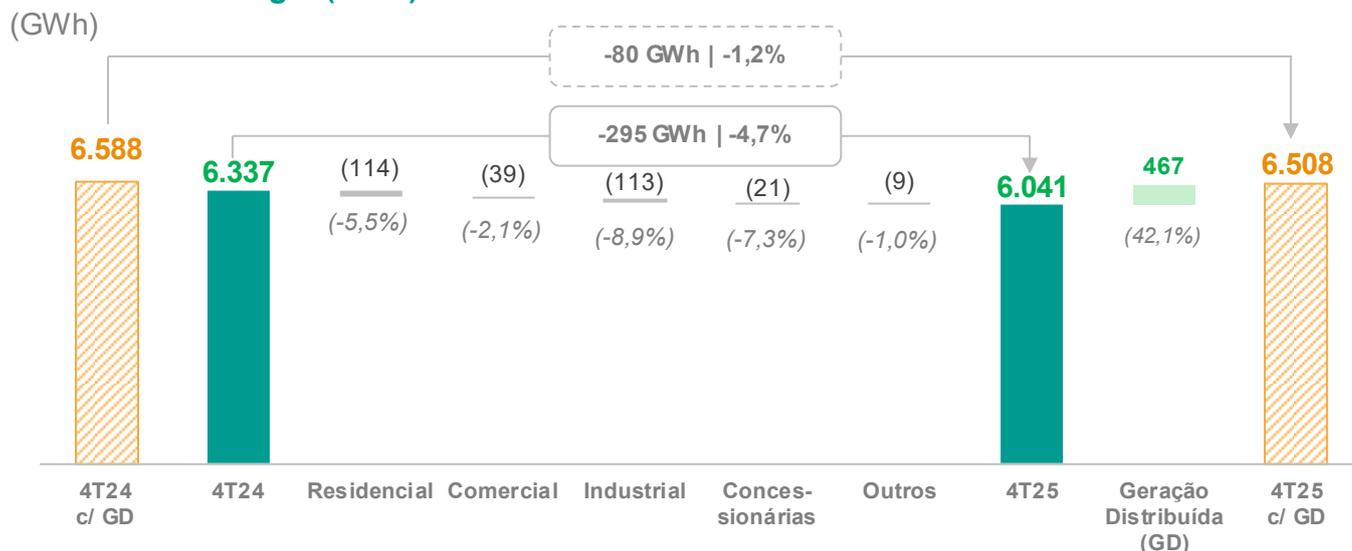


A redução do consumo das concessionárias (-21 GWh; -7,3% A/A no 4T25), foi decorrente (i) da queda de volume observada em uma das distribuidoras em outubro e novembro, seguida de recuperação em dezembro; (ii) do desligamento de um ponto de suprimento no final de 2024, impactando todo o resultado comparativo do ano de 2025; e (iii) da redução de carga em outra distribuidora nos meses finais do ano.

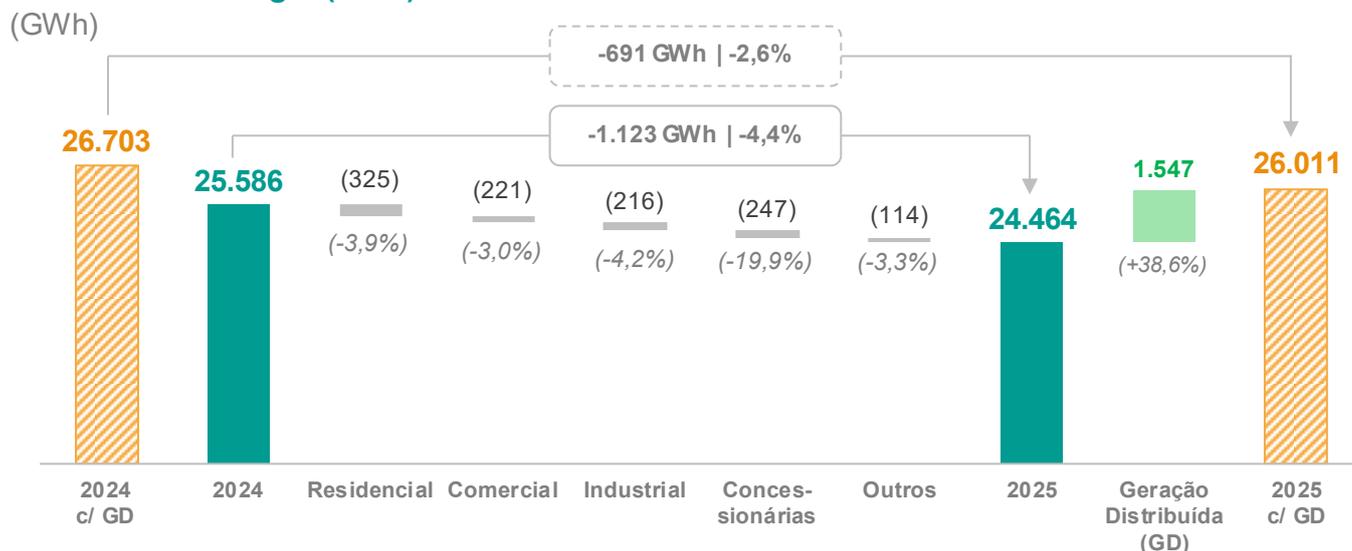
(1) A partir do 3T25 a Companhia passou a incluir o montante de GD II compensada nas suas respectivas classes. Exclui itens não recorrentes que impactaram o ano de 2024.

A GD totalizou 467 GWh no 4T25 (+42,1% A/A) e 1.547 GWh no acumulado de 2025 (+38,6% A/A), aproximadamente 5,5% do mercado total da Distribuidora. Ainda que relevante, o desempenho do 4T25 representa uma desaceleração no crescimento do consumo de GD quando comparado aos trimestres anteriores. Adicionando o consumo da GD ao mercado da Companhia, a retração no trimestre seria de 1,2% A/A (-80 GWh) – evidenciando que a queda da demanda na área de concessão é mais ampla do que apenas o resultado faturado pela Light.

### Mercado de Energia (4T25) <sup>(1)</sup>



### Mercado de Energia (2025) <sup>(1)</sup>



(1) Considera o impacto da GD (I) compensada e a GD (I e II) simultânea. Exclui itens não recorrentes que impactaram o ano de 2024.

## 2.2 Perdas

No acumulado dos últimos 12 meses encerrados em dez/25, a perda total ex-REN ajustada (PT) alcançou 11.155 GWh, mantendo-se praticamente estável quando comparada ao mesmo período do ano anterior. A estabilidade no volume absoluto reflete o avanço das ações do Plano de Perdas combinadas às condições climáticas mais favoráveis ao longo do ano (temperatura média anual 1°C abaixo da registrada em 2024). Não obstante, ao final de dezembro de 2025, as temperaturas atipicamente elevadas (média da segunda quinzena de dezembro foi 1,3°C acima dos primeiros 15 dias do mesmo mês) geraram um incremento no volume de energia não faturada, pressionando pontualmente o indicador no período.

A perda não técnica ex-REN ajustada (PNT, últimos 12 meses) atingiu 8.488 GWh no 4T25, variação de +41 GWh (+0,5% A/A) em relação ao mesmo período do ano anterior, com o mix entre os perfis de regiões mantendo-se estável: 86% nas Áreas de Risco e 14% nas áreas de tratamento convencional (ATC), em linha com o registrado no ano anterior.

Nas Áreas de Risco, a PNT tem sido estruturalmente determinada pela demanda de clientes cuja elasticidade ao consumo é elevada – ou seja, variações de temperatura geram respostas desproporcionais na demanda informal. Dessa forma, os picos de temperatura registrados ao longo do trimestre pressionaram o consumo nessas regiões de forma mais intensa do que a média sugere.

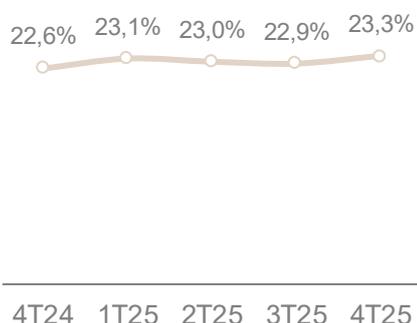
Nas áreas convencionais (ATC), a dinâmica foi distinta: a PNT foi predominantemente influenciada pelo volume de energia não faturada. No 4T25, o pico de consumo gerado pelas temperaturas atipicamente elevadas no final de dezembro, cuja leitura não foi capturada no ciclo vigente, elevou o volume de energia não faturada no período, com o reconhecimento desse volume postergado para o ciclo de faturamento do próximo mês, efeito não observado no 4T24.

Como resultado, o indicador PNT sobre o faturamento BT (PNT/MBT ex-REN ajustado) encerrou dez/25 em 73,9%, elevação de 5,5 p.p. em relação a dez/24. Essa variação decorreu, fundamentalmente, da retração de 5,8% no faturamento de baixa tensão, impactada pela migração de consumidores para a geração distribuída e pelas temperaturas inferiores ao ano anterior, que reduzem o denominador do indicador. Quando acrescentada ao mercado faturado BT a energia compensada pela GD, que cresceu 38,6% A/A, o percentual de PNT situa-se em 65,3% (+1,4 p.p. A/A), mitigando o efeito da migração de clientes sobre o indicador reportado.

Do ponto de vista regulatório, conforme metodologia definida pela ANEEL para cálculo de perdas, já considerando o efeito econômico da CP09, a diferença entre a perda real (73,9%) e regulatória (43,4%) impactou negativamente o EBITDA dos últimos 12 meses em aproximadamente R\$1,0 bilhão.

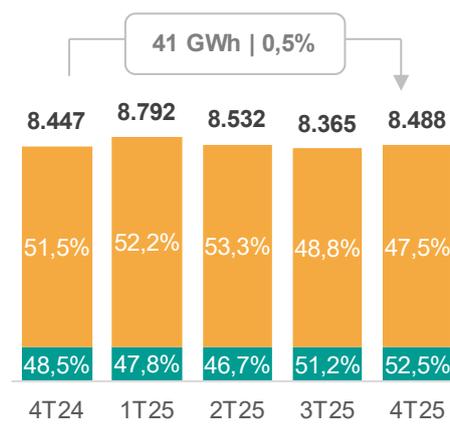
**PNT / Carga Fio**

(%; acumulado 12M)



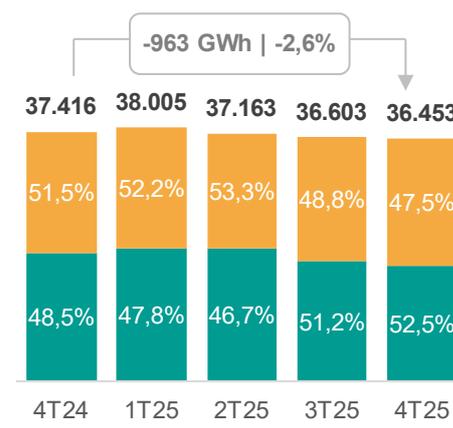
**Perda Não Técnica (PNT) <sup>(1)</sup>**

(GWh; acumulado 12M)



**Carga Fio**

(GWh; acumulado 12M)



**Estratégia e medidas de proteção contra perdas**

A recuperação de energia líquida apresentou trajetória consistente de melhora ao longo de 2025, com o resultado acumulado no ano dobrando em relação a 2024, evidenciando a crescente efetividade das ações de campo e o avanço das iniciativas do Plano de Perdas.

Nas áreas de tratamento convencional (ATC), a atuação manteve-se estruturada em duas dimensões complementares: (i) tecnologia e inteligência de dados e (ii) ações assertivas em campo, com foco na modernização da infraestrutura de medição, intensificação das ações de corte/religa, e atualização e recadastramento da base de clientes.

No 4T25, destacou-se a continuidade do programa de substituição de medidores obsoletos por equipamentos mais modernos (telemedição), em linha com o ritmo elevado observado no 3T25. No período, foram realizadas cerca de 39 mil substituições, patamar também relevante, ainda que inferior ao trimestre anterior, quando as trocas foram intensificadas como parte da preparação para o período de verão.

As inspeções e normalizações no 4T25 mais que dobraram em relação ao 4T24, com melhor taxa de eficiência, refletindo a maior assertividade no direcionamento das equipes de campo.

Nas Áreas de Risco (ASRO), a Companhia manteve sua atuação de contenção por meio da blindagem de rede em regiões limítrofes às ASRO. Ao longo de 2025, a Light seguiu avançando com a conclusão de obras em novos polígonos e concentrando esforços no monitoramento e sustentação das áreas já blindadas. A expansão do programa em maior escala está condicionada à redução do custo unitário da tecnologia de blindagem, frente à qual a Companhia tem avançado na busca por alternativas que viabilizem a aceleração desse processo.

(1) Exclui itens não recorrentes.

## 2.3 Arrecadação

(%; acumulado 12M)	4T25	4T24	Δ A/A	3T25	Δ T/T
<b>Arrecadação Total</b>	<b>98,0%</b>	<b>98,3%</b>	-0,4 p.p.	<b>97,9%</b>	0,1 pp
<b>Arrecadação Total Ajustada<sup>(1)</sup></b>	<b>98,2%</b>	<b>98,7%</b>	-0,5 p.p.	<b>98,1%</b>	0,1 p.p.
<b>Varejo</b>	<b>96,8%</b>	<b>98,1%</b>	-1,4 p.p.	<b>96,8%</b>	0 pp
<b>Grandes Clientes Privados</b>	<b>100,9%</b>	<b>100,1%</b>	0,7 p.p.	<b>100,7%</b>	0,2 pp
<b>Grandes Clientes Públicos</b>	<b>100,9%</b>	<b>99,1%</b>	1,8 p.p.	<b>100,5%</b>	0,4 pp

A arrecadação total alcançou 98,0% no 4T25, 0,4 p.p. abaixo do 4T24 e estável em relação ao 3T25. A arrecadação total ajustada registrou 98,2%, queda de 0,5 p.p. na comparação anual.

No segmento Varejo, a taxa de arrecadação atingiu 96,8%, redução de 1,4 p.p. frente ao mesmo período de 2024. Essa variação decorre, sobretudo, de uma base comparativa atipicamente elevada no ano anterior, influenciada por eventos não recorrentes, conforme detalhado em releases anteriores. Isolando esses efeitos, o desempenho do segmento se manteria próximo ao patamar do 4T24, evidenciando sua estabilidade estrutural. Em relação ao trimestre imediatamente anterior, o índice permaneceu estável.

Nos segmentos de Grandes Clientes Privados e Públicos, o desempenho segue positivo, sustentado por resultados consistentes em negociações, garantindo a recuperação de recebíveis de períodos anteriores.

## 2.4 Qualidade

No acumulado dos últimos 12 meses encerrados em dezembro de 2025, os indicadores de continuidade do serviço seguiram dentro dos limites regulatórios estabelecidos pela ANEEL.

No 4T25, o DEC registrou um patamar de 6,53h, 4% abaixo do limite regulatório de 6,80h. O resultado do ano reflete o perfil sazonal do indicador, com valores mais elevados nos extremos do ano, reflexo da maior demanda por energia nos períodos de verão, pressionando o indicador nesses períodos. Neste sentido, vale destacar que fevereiro registrou o maior nível de consumo da história da Light, impactando a visão acumulada. Ao longo do segundo e terceiro trimestres, o DEC recuou de forma consistente, voltando a se elevar no final do ano, em linha com a retomada das temperaturas mais altas no final de dezembro, sem, contudo, comprometer o resultado acumulado dentro do limite regulatório.

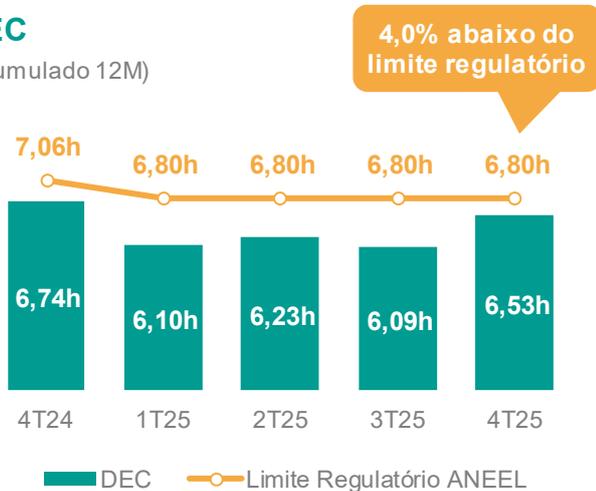
De forma análoga, o FEC atingiu 3,27x, 27,3% abaixo do limite regulatório de 4,50x, apresentando leve elevação frente ao 3T25, reflexo de desempenho atípico em meses críticos do ano, igualmente influenciado pela sazonalidade térmica do período.

(1) Exclui itens não recorrentes.

A Companhia possui um plano de ação em curso para 2026, com foco na melhora contínua dos indicadores de continuidade, em linha com as diretrizes do novo contrato de concessão, que contempla obras em transformadores, instalação de religadores, revitalização de redes subterrâneas e intensificação dos serviços de poda e rede.

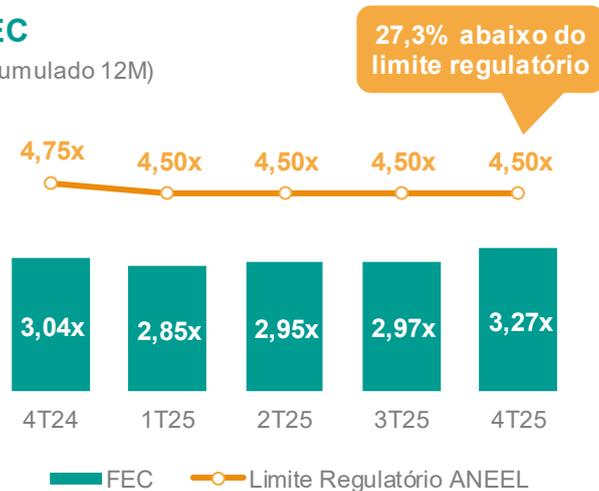
### DEC

(acumulado 12M)



### FEC

(acumulado 12M)



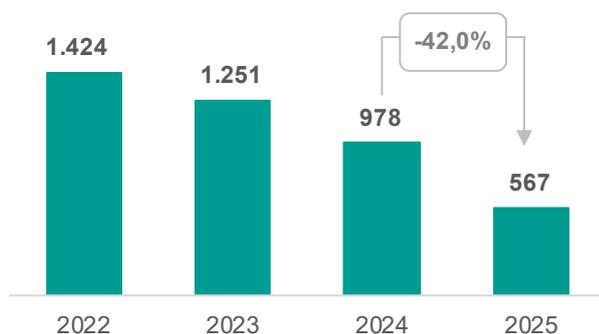
As ações estruturantes implementadas ao longo de 2025 continuaram impulsionando a melhoria dos níveis de qualidade, especialmente na redução do tempo de atendimento e das intercorrências com duração superior a 24 horas.

A Companhia registrou o melhor Tempo Médio de Atendimento Emergencial (TMA) da sua série histórica em 2025, resultado que reflete os avanços de iniciativas estratégicas e a ampliação do contingente operacional. Entre as principais ações que contribuíram para esse desempenho, já citadas em períodos anteriores, destacam-se a capacitação *multiskill* das equipes, garantindo flexibilidade de transição entre elas, a implementação de motos para primeiro atendimento, a adoção de roteirização automática nos Centros de Operação, que reduziram o deslocamento improdutivo e aumentaram a eficiência dos atendimentos.

No mesmo sentido, o percentual de intercorrências superiores a 24 horas recuou aproximadamente 8 p.p. em relação a 2024, reforçando os ganhos operacionais decorrentes das iniciativas adotadas e a maior eficiência dos processos de campo. Excluindo as Áreas de Severa Restrição Operativa (ASRO), o indicador se situa em 2,0%, resultado que posiciona a Light entre as distribuidoras de melhor desempenho operacional do setor nas regiões sob plena gestão da Companhia.

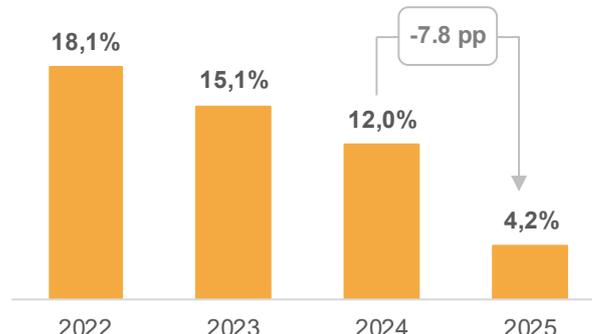
### Tempo Médio de Atendimento Emergencial

(minutos)



### Intercorrências >24h

(%)



## 2.5 Receita e Margem Bruta

(R\$ milhões)	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Receita Bruta</b>	<b>5.887</b>	<b>5.294</b>	11,2%	<b>21.498</b>	<b>21.035</b>	2,2%
<b>Fornecimento de Energia</b>	<b>4.499</b>	<b>4.659</b>	-3,4%	<b>17.917</b>	<b>18.672</b>	-4,0%
Residencial	2.168	2.366	-8,4%	8.905	8.956	-0,6%
Industrial	61	79	-23,0%	255	337	-24,4%
Comercial	895	991	-9,7%	3.695	4.281	-13,7%
Poder Público	311	364	-14,6%	1.273	1.429	-10,9%
Outros	106	(39)	-	423	541	-21,8%
Fornecimento Não Faturado	118	(40)	-	61	(40)	-
Uso de rede	842	939	-10,3%	3.305	3.168	4,3%
<b>Energia de Curto Prazo</b>	<b>185</b>	<b>66</b>	179,6%	<b>291</b>	<b>66</b>	339,2%
<b>Demais Receitas</b>	<b>1.203</b>	<b>570</b>	111,1%	<b>3.290</b>	<b>2.297</b>	43,2%
Das quais CVA	716	(52)	-	1.057	388	172,3%
<b>Receita Líquida</b>	<b>3.731</b>	<b>3.506</b>	6,4%	<b>13.510</b>	<b>13.528</b>	-0,1%
<b>Receita Líquida Ajustada<sup>(1)</sup></b>	<b>3.448</b>	<b>3.172</b>	8,7%	<b>11.990</b>	<b>12.511</b>	-4,2%
<b>Compra de Energia</b>	<b>(2.652)</b>	<b>(2.434)</b>	8,9%	<b>(8.828)</b>	<b>(9.355)</b>	-5,6%
<b>Margem Bruta Ajustada<sup>(1)</sup></b>	<b>796</b>	<b>737</b>	8,0%	<b>3.162</b>	<b>3.155</b>	0,2%

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

A margem bruta ajustada atingiu R\$796 milhões no 4T25. De um lado, a receita líquida ajustada avançou para R\$3,4 bilhões (+8,7% A/A, +R\$276 milhões), enquanto o custo de compra de energia cresceu para R\$2,7 bilhões (+8,9% A/A, +R\$218 milhões) – expansões praticamente em linha. O resultado líquido dessas duas dinâmicas foi uma expansão de 8,0% na margem ajustada, com o crescimento da receita superando o aumento de custo em R\$59 milhões.

A receita líquida ajustada de R\$3,4 bilhões no trimestre foi sustentada por uma receita bruta de R\$5,9 bilhões (+11,2% A/A, +R\$593 milhões), determinada por duas dinâmicas em sentido oposto. De um lado, a receita de fornecimento de energia recuou para R\$4,5 bilhões (-3,4% A/A, -R\$160 milhões), pressionada pela contração do mercado no 4T25 – com destaque para o segmento residencial (-8,4% A/A, -R\$198 milhões) e comercial (-9,7% A/A, -R\$96 milhões) – reflexo das temperaturas médias inferiores às do 4T24. O total de fornecimento não faturado apresentou reversão de sinal, para R\$118 milhões (+R\$158 milhões A/A), reflexo das temperaturas mais elevadas registradas ao final de dezembro, cujo consumo associado não foi integralmente capturado no ciclo de faturamento do trimestre – fenômeno que também impactou o indicador de perdas não técnicas nas áreas convencionais no período, conforme detalhado na seção 2.2. De outro, as demais receitas avançaram para R\$1,2 bilhão (+111,1% A/A, +R\$633 milhões), lideradas pela reversão da CVA, que saiu de uma posição negativa de R\$52 milhões no 4T24 para R\$716 milhões no 4T25 (+R\$768 milhões A/A), em função do aumento expressivo das cotas de CDE no segundo semestre, decorrentes de novas MPs que ampliaram sua cobertura.

## 2.6 EBITDA <sup>(1)</sup>

<i>(R\$ milhões)</i>	<b>4T25</b>	<b>4T24</b>	<b>Δ%</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>	<b>Δ%</b>
<b>Margem Bruta Ajustada</b>	<b>796</b>	<b>737</b>	8,0%	<b>3.162</b>	<b>3.155</b>	0,2%
<b>PMSO Ajustado</b>	<b>(313)</b>	<b>(283)</b>	10,6%	<b>(1.206)</b>	<b>(1.010)</b>	19,4%
Pessoal	(175)	(154)	14,1%	(603)	(546)	10,4%
Material	(11)	(14)	-21,2%	(63)	(42)	51,3%
Serviço	(146)	(127)	14,8%	(610)	(485)	26,0%
Outros	19	12	64,8%	71	62	13,8%
<b>PECLD Ajustada</b>	<b>(94)</b>	<b>(135)</b>	-30,6%	<b>(336)</b>	<b>(390)</b>	-14,0%
<b>Contingências Ajustada</b>	<b>(67)</b>	<b>(93)</b>	-28,1%	<b>(221)</b>	<b>(334)</b>	-33,8%
<b>EBITDA Ajustado <sup>(2)</sup></b>	<b>323</b>	<b>226</b>	42,5%	<b>1.399</b>	<b>1.420</b>	-1,5%
<b>EBITDA (ex-VNR)</b>	<b>466</b>	<b>153</b>	205,2%	<b>1.452</b>	<b>1.057</b>	37,4%

(1) Exclui itens não recorrentes; (2) EBITDA ajustado incluindo outras receitas e despesas operacionais e itens não recorrentes.

No 4T25, o EBITDA ajustado atingiu R\$323 milhões (+42,5% A/A), sustentado pela expansão da margem bruta ajustada e melhora da PECLD, parcialmente compensadas pelo crescimento do PMSO. No acumulado de 2025, o EBITDA ajustado totalizou R\$1,4 bilhão (-1,5% A/A), pressionado principalmente pelo crescimento do PMSO (+19,4% A/A), impacto parcialmente absorvido pela estabilidade da margem bruta ajustada no ano.

As despesas com PMSO encerraram o trimestre em R\$313 milhões (+10,6%), impulsionadas pelas linhas de Pessoal e Serviços.

A linha de Pessoal totalizou R\$175 milhões no 4T25 (+14,1% A/A), como parte da estratégia de recomposição do *headcount* da Companhia, necessária para elevar o padrão de serviço que a Companhia se comprometeu a entregar aos seus clientes. Neste sentido, o crescimento do *headcount* foi concentrado no time de campo – que respondeu por 73% do incremento absoluto no ano, com expansão de 41% A/A –, e como consequência do maior peso relativo dessas contratações, o custo médio por *headcount* recuou no período. Vale destacar que a Light se antecipou a esse movimento e entende que o atual nível de colaboradores já representa a sua estrutura adequada e recorrente. Esta dinâmica também foi o efeito direcionador da linha de Material ao longo do ano, que registrou maiores despesas com equipamentos e frota de veículos decorrentes do incremento de pessoal.

A linha de Serviços totalizou R\$146 milhões no 4T25 (+14,8% A/A), pressionada por dois vetores principais – que também determinaram a dinâmica ao longo do ano. O primeiro foi o aumento nas despesas com serviços de assessoria técnica especializada, associados ao atual ciclo de negócios da Companhia. O segundo foi a intensificação das ações de poda de árvores nos dois últimos trimestres, como medida preventiva no âmbito do Plano Verão, acrescida da absorção de custos de recolhimento de resíduos, serviço que passou a ser executado pela própria Companhia.

A PECLD ajustada totalizou R\$94 milhões no 4T25 (-30,6% A/A), atingindo 2,1% da receita bruta de fornecimento, ante 2,9% no 4T24. A melhora reflete os avanços nas medidas estruturais de gestão da inadimplência, cujos efeitos continuam se materializando progressivamente no resultado da linha. No trimestre, destacou-se o impacto positivo de acordos firmados com o Poder Público, que geraram reversões ao longo do período.

As contingências jurídicas seguem em trajetória de melhora consistente e ampla: no 4T25, a linha totalizou R\$67 milhões (-28,1% A/A) e no acumulado de 2025, a linha somou R\$221 milhões (-33,8% A/A) – ambos reflexos da melhora nas provisões de contencioso massivo. Em 2025, a Companhia atingiu o seu menor nível de estoque de processos dos últimos 7 anos e o menor volume de ingressos dos últimos 9 anos – marcos que refletem a melhora estrutural do passivo contingente e a efetividade das iniciativas implementadas ao longo do período.

## 2.7 Resultado Financeiro

(R\$ milhões)	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Custo da Dívida</b>	<b>(186)</b>	<b>1.867</b>	-	<b>(354)</b>	<b>987</b>	-
Encargos Líquidos	(96)	645	-	(372)	80	-
Δ Cambial e Monetária	(100)	(374)	-73,3%	4	(758)	-
Operações de Swap	-	-	-	-	-	-
Aplicações Financeiras	37	32	17,9%	223	100	-
AVJ	(27)	1.565	-	(208)	1.565	-
<b>Receita e Desp. Financeiras</b>	<b>(127)</b>	<b>(108)</b>	<b>17,4%</b>	<b>(240)</b>	<b>(139)</b>	<b>73,2%</b>
Juros Parcelamento	9	21	-57,8%	56	101	-44,4%
Atualização de Contas do BP	15	(11)	-	4	(7)	-
Atualização CVA	(5)	(8)	-41,4%	(86)	(59)	46,0%
Outros (1)	(146)	(110)	33,0%	(214)	(174)	23,4%
<b>Resultado Financeiro Ajustado</b>	<b>(313)</b>	<b>1.759</b>	-	<b>(594)</b>	<b>848</b>	-

No 4T25, o resultado financeiro ajustado totalizou R\$313 milhões negativo, revertendo o ganho de R\$1,8 bilhão registrado no 4T24, período fortemente influenciado pelo efeito positivo do AVJ contabilizado no momento da reestruturação da dívida.

O custo da dívida de R\$186 milhões foi composto por (i) encargos líquidos de R\$96 milhões, concentrados no spread das debêntures IPCA+5% e no custo da dívida CDI+0,5%; e (ii) pela variação cambial e monetária de R\$100 milhões, sendo pouco mais da metade de IPCA sobre o principal das debêntures locais. Além disso, os rendimentos das aplicações financeiras no período contribuíram positivamente para esse resultado, com R\$37 milhões. Ao longo deste trimestre, a Companhia realizou o pagamento dos cupons semestrais das dívidas, exceto para as debêntures IPCA+3% e Notes @2,26%, cujos contratos preveem o *accrual* PIK, capitalizados ao principal sem impacto no caixa do trimestre.

No trimestre, a linha de receita e despesas financeiras totalizou R\$127 milhões de despesas, aumento de 17,4% A/A frente aos R\$108 milhões do 4T24, pressionada pela elevação de 33,0% A/A na linha de outros.

(1) Exclui itens não recorrentes.

## 2.8 Resultado Líquido

O resultado líquido totalizou R\$348 milhões negativo no 4T25. No acumulado do ano, a Distribuidora encerrou o exercício com lucro líquido reportado de R\$95 milhões, ante R\$1.571 milhões em 2024, comparação afetada pelos efeitos contábeis da reestruturação financeira registrados no exercício anterior.

## 2.9 Endividamento

(R\$ milhões)	dez/25	dez/24	Δ%	set/25	Δ%
<b>Dívida Bruta</b>	<b>6.383</b>	<b>6.047</b>	5,6%	<b>6.268</b>	1,8%
<b>Curto Prazo</b>	<b>79</b>	<b>47</b>	69,2%	<b>132</b>	-39,6%
Em Moeda Nacional	78	7	942,8%	118	-34,1%
Em Moeda Estrangeira	1	39	-96,2%	13	-88,6%
<b>Longo Prazo</b>	<b>6.304</b>	<b>6.000</b>	5,1%	<b>6.136</b>	2,7%
Em Moeda Nacional	4.949	4.547	8,8%	4.840	2,3%
Em Moeda Estrangeira	1.355	1.452	-6,7%	1.297	4,5%
<b>Posição de Caixa</b>	<b>626</b>	<b>1.513</b>	-58,6%	<b>1.385</b>	-54,8%
<b>Dívida Líquida</b>	<b>5.757</b>	<b>4.534</b>	27,0%	<b>4.883</b>	17,9%

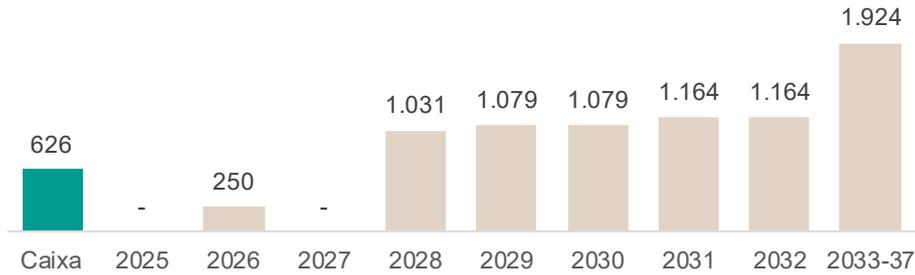
A dívida bruta da Distribuidora encerrou o período em R\$6,4 bilhões, alta de 5,6% em relação a dezembro de 2024 – base que já refletia os novos instrumentos decorrentes da reestruturação da dívida da Companhia. Com perfil majoritariamente de longo prazo (98,8%), sendo a primeira amortização programada para 2028 (como demonstrado no gráfico a seguir), ao final do trimestre o prazo médio de vencimento do principal da dívida da Light SESA foi de 6,2 anos. A dívida em moeda nacional totalizou R\$5,0 bilhões, ou 79% do montante total, enquanto a dívida em moeda estrangeira somou R\$1,4 bilhão. Ao final do ano, o custo médio da dívida fechou em aproximadamente IPCA + 4,24% a.a..

A dívida líquida foi de R\$5,8 bilhões, crescimento de 27,0% em relação a dezembro/24, explicado pela dinâmica do caixa.

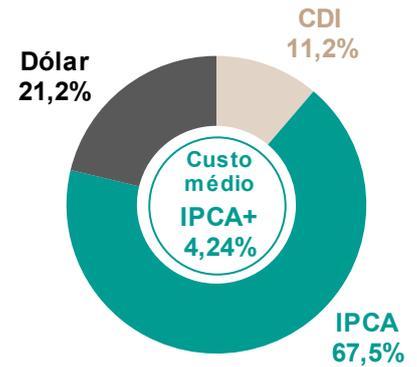
O caixa da Distribuidora encerrou o período em R\$626 milhões, redução de aproximadamente 60% em relação a dezembro de 2024. Essa variação pode ser integralmente explicada pela constituição de CVA líquida a receber, conforme comentado na seção 2.5. No trimestre, o descasamento superou R\$700 milhões e no acumulado do ano superou os R\$900 milhões.

### Cronograma de amortização do principal da dívida

(R\$ milhões)



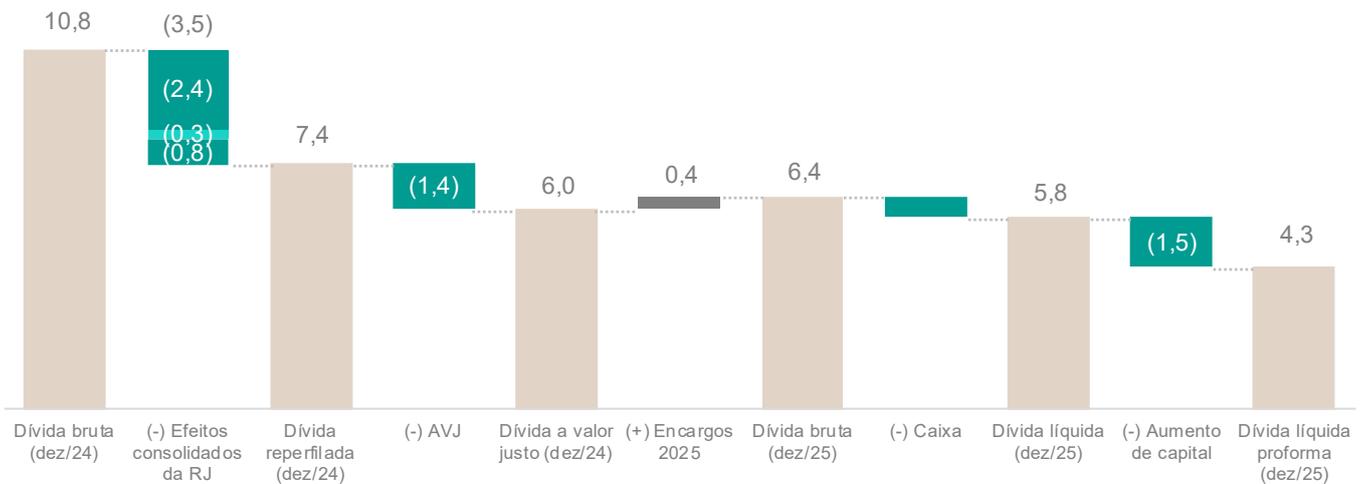
### Dívida por indexador



Vale adicionar que a melhora no perfil da dívida da Light SESA, no contexto da reestruturação, ainda não incorpora o aumento de capital privado previsto de até R\$1,5 bilhão, a ser concluído em até 90 dias após a assinatura do novo contrato de concessão – evento que, uma vez realizado, contribuirá para a redução adicional da alavancagem da Companhia.

### Evolução do endividamento da Light SESA

(R\$ bilhões)



### 3.0 Light Energia + Light COM

#### 3.1 Contexto Operacional

##### Cenário Hidrológico

No 4T25, as aflúências observadas foram consideravelmente inferiores às observadas no 4T24, com recuo de aproximadamente 25% no período. A carga do sistema, por outro lado, apresentou leve variação positiva, de 0,1% A/A (80,4 GWm no 4T25). A combinação desses fatores resultou em uma Energia Armazenada ao final do 4T25 cerca de 8% inferior à verificada ao encerramento do mesmo período do ano anterior.

Vale notar que o cenário hidrológico adverso foi concentrado no segundo semestre do ano. O 1S25 foi marcado por condições mais favoráveis de aflúência, com GSF acima de 100% nos três primeiros meses do ano – atingindo 113% em janeiro – o que permitiu à Companhia operar com energia alocada superior à sua Garantia Física no período. A deterioração progressiva das aflúências a partir de julho, com o GSF recuando para patamares entre 63% e 73% ao longo do 3T25 e 4T25, concentrou o impacto operacional no segundo semestre, sem comprometer a capacidade de entrega do parque gerador no período de maior disponibilidade hídrica.

Como consequência da piora nas aflúências do Sistema Interligado Nacional (SIN), o GSF médio do trimestre recuou frente ao 4T24, em linha com a postura mais conservadora (mais avessa ao risco hidrológico) adotada pelos modelos do setor. Apesar da Garantia Física Líquida ter alcançado 593 MWm no período (+4,7% A/A), superior ao 4T24, a queda do GSF fez com que a Energia Alocada da Companhia recuasse para 406 MWm (-11,0% A/A), exigindo uma maior necessidade de compra de energia para proteção do portfólio.

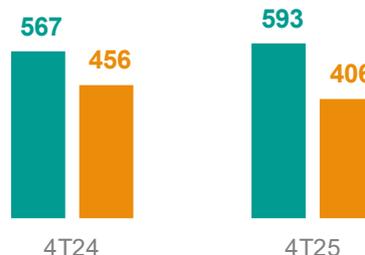
##### GSF

(%)



##### Garantia Física Líquida e Energia Alocada

(MWmed)



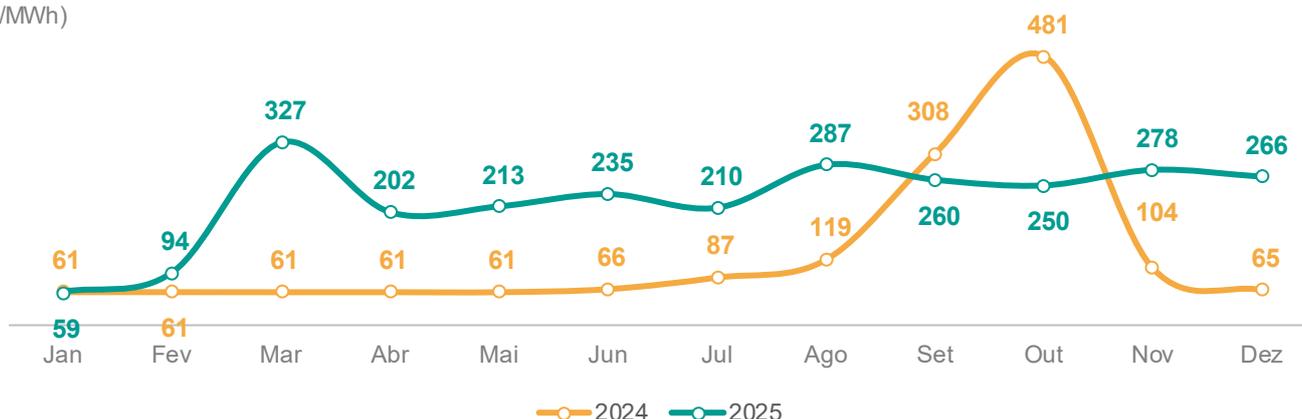
■ Garantia Física Líquida ■ Energia Alocada

## Cenário de Preços

Neste cenário de piora hídrica e a maior aversão ao risco dos modelos do setor, o PLD médio atingiu R\$265/MWh no 4T25, patamar 22,4% superior ao registrado no mesmo trimestre do ano anterior. No acumulado do ano, o PLD médio alcançou R\$224/MWh, significativamente acima do valor verificado em 2024 (+74,7% A/A).

### PLD Médio Mensal

(R\$/MWh)



## Comercialização de Energia

O volume comercializado pela Light COM atingiu 1.070 MWh no 4T25, retração de 12,5% em relação ao volume registrado no 4T24, refletindo o reposicionamento do portfólio de contratos ao longo do exercício. A carteira de energia incentivada apresentou crescimento relevante, avanço de 28,2% A/A, ampliando sua participação no mix de vendas para 12,5% do volume total no trimestre.

Apesar do cenário hidrológico adverso no 4T25, a Companhia encerrou o exercício com posição contratual sólida para 2026, que já assegura robustez à geração de caixa da vertical de Geração e Comercialização. Ao mesmo tempo, o portfólio mantém parcela de energia não contratada que posiciona a Companhia para capturar margem adicional em um ambiente de preços de curto prazo elevados, conferindo à operação flexibilidade para potencializar resultados ao longo do ano.

## 3.0 Light Energia + Comercialização

### 3.2 Desempenho financeiro

(R\$ milhões)	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Receita Líquida</b>	<b>453</b>	<b>621</b>	-27,1%	<b>1.550</b>	<b>1.399</b>	10,8%
Energia Comprada	(318)	(409)	-22,1%	(1.009)	(639)	57,9%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>135</b>	<b>213</b>	-36,8%	<b>541</b>	<b>760</b>	-28,8%
<b>PMSO</b>	<b>(36)</b>	<b>(20)</b>	78,2%	<b>(101)</b>	<b>(65)</b>	56,0%
Pessoal	(14)	(8)	68,0%	(44)	(29)	49,7%
Material	(2)	(0)	312,4%	(3)	(1)	147,2%
Serviço de Terceiros	(11)	(9)	22,8%	(36)	(26)	41,0%
Outros	(9)	(2)	325,0%	(18)	(8)	110,1%
<b>Contingências</b>	<b>0</b>	<b>(2)</b>	-	<b>4</b>	<b>(1)</b>	-
<b>EBITDA Ajustado <sup>(1)</sup></b>	<b>99</b>	<b>191</b>	-48,2%	<b>444</b>	<b>695</b>	-36,1%
Efeito Marcação a Mercado	23	-	-	143	-	-
Outras Rec./Disp. Operacionais	(67)	10	-	(73)	(49)	47,9%
<b>EBITDA CVM</b>	<b>55</b>	<b>202</b>	-72,8%	<b>515</b>	<b>645</b>	-20,3%

A receita líquida combinada da Geração e Comercialização totalizou R\$453 milhões no 4T25 (-27,1% A/A), refletindo as dinâmicas operacionais comentadas na seção anterior e o término de contratos relevantes em 2024.

O EBITDA Ajustado totalizou R\$99 milhões no 4T25, retração de 48,2% A/A, impactado pela compressão da margem bruta, acentuada pelo vencimento de contratos relevantes como mencionado anteriormente, e pelo crescimento do PMSO. No trimestre, a dinâmica de PMSO foi influenciada, principalmente, pela linha de Pessoal (+68,0% A/A) e Outros (+325,0% A/A), refletindo iniciativas de adequação estrutural e o suporte ao crescimento da operação de comercialização em um cenário de maior volatilidade.

O EBITDA reportado totalizou R\$55 milhões no 4T25 (-72,8% A/A). A diferença em relação ao EBITDA Ajustado reflete, no trimestre, o efeito positivo de R\$23 milhões de marcação a mercado dos contratos da Light COM, mais do que compensado por R\$67 milhões em outras despesas operacionais.

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

### 3.3 Resultado financeiro

	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Custo da Dívida</b>	<b>(17)</b>	<b>(96)</b>	<b>-82,6%</b>	<b>35</b>	<b>(233)</b>	<b>-</b>
Encargos Líquidos	(27)	(25)	5,1%	(99)	(86)	14,8%
Δ Cambial e Monetária	(33)	(102)	-67,8%	53	(253)	-
Operações de Swap	6	(3)	-	(48)	(18)	164,7%
Aplicações Financeiras	38	25	54,8%	132	114	16,3%
AVJ	(1)	10	-	(3)	10	-
<b>Receita e Desp. Financeiras</b>	<b>4</b>	<b>(0)</b>	<b>-</b>	<b>22</b>	<b>(24)</b>	<b>-</b>
Atualização de Contas do BP	(1)	(0)	34,6%	(1)	2	-
Outros	4	0	2060,9%	23	(27)	-
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(13)</b>	<b>(96)</b>	<b>-86,4%</b>	<b>57</b>	<b>(257)</b>	<b>-</b>

O resultado financeiro das operações de Geração e Comercialização apresentou melhora significativa, passando de R\$96 milhões negativos no 4T24 para R\$13 milhões negativos no 4T25, beneficiado pelo menor custo de carregamento da dívida, pela menor pressão cambial no período e pela maior contribuição das aplicações financeiras (+54,8% A/A) – a menor dívida bruta do período refletiu a recompra parcial no leilão reverso de maio de 2025, quando foram recompradas 24,19% das Notes com vencimento em 2026, com deságio de 5%, conforme previsto no Plano de Recuperação Judicial.

### 3.4 Resultado Líquido

No trimestre, as operações combinadas de Light Energia e Light COM registraram lucro líquido de R\$24 milhões, ante R\$58 milhões no 4T24, refletindo a maior pressão do período sobre a margem bruta e o aumento dos custos como suporte ao crescimento da operação de comercialização.

## 3.5 Endividamento Light Energia

	dez/25	dez/24	Δ%	set/25	Δ%
<b>Dívida Bruta</b>	<b>1.580</b>	<b>2.141</b>	-26,2%	<b>1.568</b>	0,8%
<b>Curto Prazo</b>	<b>1.139</b>	<b>678</b>	68,0%	<b>1.093</b>	4,2%
Em Moeda Nacional	255	477	-46,6%	251	1,6%
Em Moeda Estrangeira	884	201	339,3%	842	5,0%
<b>Longo Prazo</b>	<b>441</b>	<b>1.463</b>	-69,8%	<b>476</b>	-7,2%
Em Moeda Nacional	441	794	-44,4%	476	-7,2%
Em Moeda Estrangeira	-	669	-	-	-
<b>Posição de Caixa</b>	<b>973</b>	<b>1.384</b>	-29,7%	<b>1.112</b>	-12,5%
<b>Dívida Líquida</b>	<b>608</b>	<b>757</b>	-19,7%	<b>457</b>	33,1%

No 4T25, a Light Energia reportou uma dívida bruta de R\$1,6 bilhão, queda de 26,2% em relação dezembro/24. A posição em caixa de 973 milhões recuou em linha, 29,7% A/A. Ambas refletiram, principalmente (i) o efeito do resultado do Leilão Reverso, com a recompra de aproximadamente USD 51 mm com deságio de 5% (24,19% das Notes em circulação); e (ii) o efeito cambial favorável de apreciação do Real no A/A sobre a dívida em moeda estrangeira (55% do total da dívida bruta). O crescimento da dívida de curto prazo em moeda estrangeira reflete a reclassificação das Notes 2026, decorrente de seu vencimento em junho deste ano.

Ao final do trimestre, a dívida líquida totalizou R\$608 milhões, apresentando queda de 19,7% A/A.

## Anexo I – Conciliação do EBITDA

### Light SESA (Distribuidora)

(R\$ milhões)	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Resultado Líquido</b>	(76)	1.822	-	95	1.571	-94,0%
(-) IR/CS	-	-	-	-	-	-
(-) IR/CS diferido	(92)	(37)	146,3%	(292)	5	-
<b>EBT</b>	<b>16</b>	<b>1.859</b>	<b>-99,2%</b>	<b>387</b>	<b>1.566</b>	<b>-75,3%</b>
(-) Depreciação e Amortização	(200)	(223)	-10,2%	(780)	(767)	1,7%
(-) Resultado Financeiro	(313)	1.759	-	(695)	848	-
<b>EBITDA CVM</b>	<b>528</b>	<b>323</b>	<b>63,6%</b>	<b>1.862</b>	<b>1.485</b>	<b>25,4%</b>
(-) VNR	62	170	-63,5%	410	428	-4,2%
<b>EBITDA ex-VNR</b>	<b>466</b>	<b>153</b>	<b>205,2%</b>	<b>1.452</b>	<b>1.057</b>	<b>37,4%</b>
(-) Outras Rec./Desp. Oper.	(17)	(18)	-8,7%	(107)	(162)	-33,8%
(-) Não recorrentes	160	(55)	-	160	(202)	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>323</b>	<b>226</b>	<b>42,5%</b>	<b>1.399</b>	<b>1.420</b>	<b>-1,5%</b>

### Light Energia + Com. (Geração & Comercialização)

(R\$ milhões)	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Resultado Líquido</b>	<b>24</b>	<b>58</b>	<b>-58,9%</b>	<b>317</b>	<b>155</b>	<b>104,8%</b>
(-) IR/CS	15	18	-18,0%	(79)	(57)	38,0%
(-) IR/CS diferido	(0)	(34)	-99,9%	(45)	(50)	-9,9%
<b>EBT</b>	<b>9</b>	<b>74</b>	<b>-87,8%</b>	<b>441</b>	<b>262</b>	<b>68,3%</b>
(-) Depreciação e Amortização	(33)	(32)	3,5%	(131)	(126)	3,4%
(-) Resultado Financeiro	(13)	(96)	-86,4%	57	(257)	-
<b>EBITDA CVM</b>	<b>55</b>	<b>202</b>	<b>-72,8%</b>	<b>515</b>	<b>645</b>	<b>-20,3%</b>
(+/-) Efeito MtM Light COM.	23	-	-	143	-	-
(-) Outras Rec./Desp. Oper.	(67)	10	-	(73)	(49)	47,9%
(-) Não recorrentes	-	-	-	-	-	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>99</b>	<b>191</b>	<b>-48,2%</b>	<b>444</b>	<b>695</b>	<b>-36,1%</b>

## Anexo II – DRE Trimestral Consolidada

(R\$ milhões)	Ajustado			Reportado		
	4T25	4T24 <sup>(2)</sup>	Δ%	4T25	4T24 <sup>(2)</sup>	Δ%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>4.167</b>	<b>4.196</b>	<b>-0,7%</b>	<b>4.167</b>	<b>4.115</b>	<b>1,3%</b>
Energia Comprada	(2.956)	(2.852)	3,7%	(2.956)	(3.146)	-6,0%
Custo de Construção	(220)	(245)	-10,0%	(220)	(245)	-10,0%
<b>Margem Bruta</b>	<b>990</b>	<b>1.099</b>	<b>-9,9%</b>	<b>990</b>	<b>724</b>	<b>36,8%</b>
<b>Despesa Operacional</b>	<b>(761)</b>	<b>(836)</b>	<b>-9,0%</b>	<b>(601)</b>	<b>(516)</b>	<b>16,5%</b>
<b>PMSO</b>	<b>(350)</b>	<b>(310)</b>	<b>13,0%</b>	<b>(350)</b>	<b>(112)</b>	<b>211,9%</b>
Pessoal	(203)	(165)	23,2%	(203)	(161)	26,5%
Material	(13)	(14)	-6,6%	(13)	(11)	27,8%
Serviço de Terceiros	(99)	(139)	-28,9%	(99)	(81)	21,7%
Outros	(34)	9	-	(34)	140	-
Depreciação e Amortização	(235)	(255)	-7,7%	(235)	(255)	-7,7%
Contingências	(66)	(94)	-29,8%	94	(94)	-
PECLD	(94)	(135)	-30,6%	(94)	(12)	658,2%
Efeito Marcação a Mercado	23	-	-	23	-	-
Equivalência Patrimonial	(39)	(42)	-8,1%	(39)	(42)	-
<b>Outras Rec./Desp. Oper.</b>	<b>(133)</b>	<b>130</b>	<b>-</b>	<b>(133)</b>	<b>130</b>	<b>-</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(368)</b>	<b>1.610</b>	<b>-</b>	<b>(368)</b>	<b>1.610</b>	<b>-</b>
Receita Financeira	153	413	-62,9%	153	413	-62,9%
Despesa Financeira	(521)	1.198	-	(521)	1.198	-
<b>Resultado Antes dos Impostos</b>	<b>(271)</b>	<b>2.004</b>	<b>-</b>	<b>(111)</b>	<b>1.948</b>	<b>-</b>
IR/CS	16	18	-13,6%	16	18	-13,6%
IR/CS Diferido	(92)	(71)	29,1%	(92)	(71)	29,1%
<b>Resultado Líquido</b>	<b>(348)</b>	<b>1.950</b>	<b>-</b>	<b>(187)</b>	<b>1.895</b>	<b>-</b>
<b>EBITDA Ajustado <sup>(1)</sup></b>	<b>418</b>	<b>390</b>	<b>7,2%</b>			

(1) Exclui VNR, outras receitas/despesas operacionais, efeito da marcação a mercado dos contratos da Light COM, equivalência patrimonial e itens não recorrentes; (2) Valores reapresentados, conforme NE 3.25 da DFP.

## Anexo II – DRE Acumulada Consolidada

(R\$ milhões)	Ajustado			Reportado		
	2025	2024 <sup>(2)</sup>	Δ%	2025	2024 <sup>(2)</sup>	Δ%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>14.996</b>	<b>15.057</b>	<b>-0,4%</b>	<b>14.996</b>	<b>14.876</b>	<b>0,8%</b>
Energia Comprada	(9.781)	(9.964)	-1,8%	(9.781)	(10.258)	-4,6%
Custo de Construção	(1.109)	(770)	44,1%	(1.109)	(770)	44,1%
<b>Margem Bruta</b>	<b>4.106</b>	<b>4.323</b>	<b>-5,0%</b>	<b>4.106</b>	<b>3.848</b>	<b>6,7%</b>
<b>Despesa Operacional</b>	<b>(2.673)</b>	<b>(2.759)</b>	<b>-3,1%</b>	<b>(2.513)</b>	<b>(2.485)</b>	<b>1,1%</b>
<b>PMSO</b>	<b>(1.308)</b>	<b>(1.097)</b>	<b>19,2%</b>	<b>(1.308)</b>	<b>(1.097)</b>	<b>19,2%</b>
Pessoal	(685)	(583)	17,4%	(685)	(583)	17,4%
Material	(75)	(44)	71,8%	(75)	(44)	71,8%
Serviço de Terceiros	(601)	(521)	15,3%	(601)	(521)	15,3%
Outros	52	50	3,2%	52	50	3,2%
Depreciação e Amortização	(916)	(894)	2,5%	(916)	(894)	2,5%
Contingências	(218)	(335)	-34,9%	(58)	(335)	-82,8%
PECLD	(336)	(390)	-14,0%	(336)	(117)	186,9%
Efeito Marcação a Mercado	143	-	-	143	-	-
Equivalência Patrimonial	(39)	(42)	-8,1%	(39)	(42)	-8,1%
<b>Outras Rec./Desp. Oper.</b>	<b>(325)</b>	<b>(235)</b>	<b>38,1%</b>	<b>(325)</b>	<b>(186)</b>	<b>74,7%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(536)</b>	<b>568</b>	<b>-</b>	<b>(638)</b>	<b>568</b>	<b>-</b>
Receita Financeira	601	825	-27,1%	601	825	-27,1%
Despesa Financeira	(1.138)	(257)	342,8%	(1.239)	(257)	382,3%
<b>Resultado Antes dos Impostos</b>	<b>572</b>	<b>1.898</b>	<b>-69,9%</b>	<b>631</b>	<b>1.745</b>	<b>-63,9%</b>
IR/CS	(81)	(40)	99,3%	(81)	(57)	41,0%
IR/CS Diferido	(337)	(45)	655,5%	(337)	(45)	655,5%
<b>Resultado Líquido</b>	<b>154</b>	<b>1.813</b>	<b>-91,5%</b>	<b>213</b>	<b>1.644</b>	<b>-87,0%</b>
<b>EBITDA Ajustado<sup>(1)</sup></b>	<b>1.834</b>	<b>2.072</b>	<b>-11,5%</b>			

(1) Exclui VNR, outras receitas/despesas operacionais, efeito da marcação a mercado dos contratos da Light COM, equivalência patrimonial e itens não recorrentes; (2) Valores rerepresentados, conforme NE 3.25 da DFP.

## Anexo III – DRE Trimestral da Distribuidora

(R\$ milhões)	Ajustado			Reportado		
	4T25	4T24	Δ%	4T25	4T24	Δ%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>3.731</b>	<b>3.587</b>	<b>4,0%</b>	<b>3.731</b>	<b>3.506</b>	<b>6,4%</b>
Energia Comprada	(2.652)	(2.434)	8,9%	(2.652)	(2.729)	-2,8%
Custo de Construção	(220)	(245)	-10,0%	(220)	(245)	-10,0%
<b>Margem Bruta</b>	<b>858</b>	<b>907</b>	<b>-5,4%</b>	<b>858</b>	<b>532</b>	<b>61,3%</b>
<b>Despesa Operacional</b>	<b>(674)</b>	<b>(734)</b>	<b>-8,2%</b>	<b>(513)</b>	<b>(413)</b>	<b>24,1%</b>
<b>PMSO</b>	<b>(313)</b>	<b>(283)</b>	<b>10,6%</b>	<b>(313)</b>	<b>(85)</b>	<b>266,7%</b>
Pessoal	(175)	(154)	14,1%	(175)	(149)	17,4%
Material	(11)	(14)	-21,2%	(11)	(10)	9,8%
Serviço de Terceiros	(146)	(127)	14,8%	(146)	(69)	110,6%
Outros	19	12	64,8%	19	143	-86,6%
Depreciação e Amortização	(200)	(223)	-10,2%	(200)	(223)	-10,2%
Provisões para contingências	(67)	(93)	-28,1%	94	(93)	-
PECLD	(94)	(135)	-30,6%	(94)	(12)	658,2%
<b>Outras Rec./Desp. Operacionais</b>	<b>(17)</b>	<b>(18)</b>	<b>-8,7%</b>	<b>(17)</b>	<b>(18)</b>	<b>-8,7%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(313)</b>	<b>1.759</b>	<b>-</b>	<b>(313)</b>	<b>1.759</b>	<b>-</b>
Receita Financeira	110	345	-68,0%	110	345	-68,0%
Despesa Financeira	(423)	1.414	-	(423)	1.414	-
<b>Resultado Antes dos Impostos</b>	<b>(145)</b>	<b>1.914</b>	<b>-</b>	<b>16</b>	<b>1.859</b>	<b>-99,2%</b>
IR/CS	-	-	-	-	-	-
IR/CS Diferido	(92)	(37)	146,3%	(92)	(37)	146,3%
<b>Resultado Líquido</b>	<b>(237)</b>	<b>1.877</b>	<b>-</b>	<b>(76)</b>	<b>1.822</b>	<b>-</b>
<b>EBITDA Ajustado <sup>(1)</sup></b>	<b>323</b>	<b>226</b>	<b>42,5%</b>			

(1) Exclui VNR, outras receitas/despesas operacionais, equivalência e itens não recorrentes, conforme conciliação demonstrada no Anexo I.

## Anexo III – DRE Acumulada da Distribuidora

(R\$ milhões)	Ajustado			Reportado		
	2025	2024	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>13.510</b>	<b>13.708</b>	<b>-1,4%</b>	<b>13.510</b>	<b>13.528</b>	<b>-0,1%</b>
Energia Comprada	(8.828)	(9.355)	-5,6%	(8.828)	(9.650)	-8,5%
Custo de Construção	(1.109)	(770)	44,1%	(1.109)	(770)	44,1%
<b>Margem Bruta</b>	<b>3.572</b>	<b>3.583</b>	<b>-0,3%</b>	<b>3.572</b>	<b>3.108</b>	<b>14,9%</b>
<b>Despesa Operacional</b>	<b>(2.543)</b>	<b>(2.502)</b>	<b>1,6%</b>	<b>(2.383)</b>	<b>(2.229)</b>	<b>6,9%</b>
<b>PMSO</b>	<b>(1.206)</b>	<b>(1.010)</b>	<b>19,4%</b>	<b>(1.206)</b>	<b>(1.010)</b>	<b>19,4%</b>
Pessoal	(603)	(546)	10,4%	(603)	(546)	10,4%
Material	(63)	(42)	51,3%	(63)	(42)	51,3%
Serviço de Terceiros	(610)	(485)	26,0%	(610)	(485)	26,0%
Outros	71	62	13,8%	71	62	13,8%
Depreciação e Amortização	(780)	(767)	1,7%	(780)	(767)	1,7%
Provisões para contingências	(221)	(334)	-33,8%	(61)	(334)	-81,8%
PECLD	(336)	(390)	-14,0%	(336)	(117)	186,9%
<b>Outras Rec./Desp. Operacionais</b>	<b>(107)</b>	<b>(162)</b>	<b>-33,8%</b>	<b>(107)</b>	<b>(162)</b>	<b>-33,8%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(594)</b>	<b>848</b>	<b>-</b>	<b>(695)</b>	<b>848</b>	<b>-</b>
Receita Financeira	449	630	-28,7%	449	630	-28,7%
Despesa Financeira	(1.043)	218	-	(1.145)	218	-
<b>Resultado Antes dos Impostos</b>	<b>328</b>	<b>1.767</b>	<b>-81,4%</b>	<b>387</b>	<b>1.566</b>	<b>-75,3%</b>
IR/CS	-	-	-	-	-	-
IR/CS Diferido	(292)	5	-	(292)	5	-
<b>Resultado Líquido (1)</b>	<b>36</b>	<b>1.773</b>	<b>-98,0%</b>	<b>95</b>	<b>1.571</b>	<b>-94,0%</b>
<b>EBITDA Ajustado (1)</b>	<b>1.399</b>	<b>1.420</b>	<b>-1,5%</b>			

(1) Exclui VNR, outras receitas/despesas operacionais, equivalência e itens não recorrentes, conforme conciliação demonstrada no Anexo I.

## Anexo IV – DRE Trimestral da Geradora e Comercializadora

(R\$ milhões)	Ajustado			Reportado		
	4T25	4T24	Δ%	4T25	4T24	Δ%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>453</b>	<b>621</b>	<b>-27,1%</b>	<b>453</b>	<b>621</b>	<b>-27,1%</b>
Energia Comprada	(318)	(409)	-22,1%	(318)	(409)	-22,1%
<b>Margem Bruta</b>	<b>135</b>	<b>213</b>	<b>-36,8%</b>	<b>135</b>	<b>213</b>	<b>-36,8%</b>
<b>Despesa Operacional</b>	<b>(46)</b>	<b>(53)</b>	<b>-14,6%</b>	<b>(46)</b>	<b>(53)</b>	<b>-14,6%</b>
PMSO	(36)	(20)	78,2%	(36)	(20)	78,2%
Pessoal	(14)	(8)	68,0%	(14)	(8)	68,0%
Material	(2)	(0)	312,4%	(2)	(0)	312,4%
Serviço de Terceiros	(11)	(9)	22,8%	(11)	(9)	22,8%
Outros	(9)	(2)	325,0%	(9)	(2)	325,0%
Depreciação e Amortização	(33)	(32)	3,5%	(33)	(32)	3,5%
Provisões para contingências	0	(2)	-	0	(2)	-
Efeito Marcação a Mercado	23	-	-	23	-	-
<b>Outras Rec./Disp. Operacionais</b>	<b>(67)</b>	<b>10</b>	<b>-</b>	<b>(67)</b>	<b>10</b>	<b>-</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(13)</b>	<b>(96)</b>	<b>-86,4%</b>	<b>(13)</b>	<b>(96)</b>	<b>-86,4%</b>
Receita Financeira	60	68	-12,0%	60	68	-12,0%
Despesa Financeira	(73)	(164)	-55,6%	(73)	(164)	-55,6%
<b>Resultado Antes dos Impostos</b>	<b>9</b>	<b>74</b>	<b>-87,8%</b>	<b>9</b>	<b>74</b>	<b>-87,8%</b>
IR/CS	15	18	-18,0%	15	18	-18,0%
IR/CS Diferido	(0)	(34)	-99,9%	(0)	(34)	-99,9%
<b>Resultado Líquido</b>	<b>24</b>	<b>58</b>	<b>-58,9%</b>	<b>24</b>	<b>58</b>	<b>-58,9%</b>
<b>EBITDA Ajustado <sup>(1)</sup></b>	<b>99</b>	<b>191</b>	<b>-48,2%</b>			

(1) Exclui outras receitas e despesas operacionais e o efeito da marcação a mercado dos contratos da Light Com., conforme conciliação demonstrada no Anexo I.

## Anexo IV – DRE Acumulada da Geradora e Comercializadora

(R\$ milhões)	Ajustado			Reportado		
	2025	2024	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>1.550</b>	<b>1.399</b>	<b>10,8%</b>	<b>1.550</b>	<b>1.399</b>	<b>10,8%</b>
Energia Comprada	(1.009)	(639)	57,9%	(1.009)	(639)	57,9%
<b>Margem Bruta</b>	<b>541</b>	<b>760</b>	<b>-28,8%</b>	<b>541</b>	<b>760</b>	<b>-28,8%</b>
<b>Despesa Operacional</b>	<b>(84)</b>	<b>(191)</b>	<b>-56,1%</b>	<b>(84)</b>	<b>(191)</b>	<b>-56,1%</b>
PMSO	(101)	(65)	56,0%	(101)	(65)	56,0%
Pessoal	(44)	(29)	49,7%	(44)	(29)	49,7%
Material	(3)	(1)	147,2%	(3)	(1)	147,2%
Serviço de Terceiros	(36)	(26)	41,0%	(36)	(26)	41,0%
Outros	(18)	(8)	110,1%	(18)	(8)	110,1%
Depreciação e Amortização	(131)	(126)	3,4%	(131)	(126)	3,4%
Provisões para contingências	4	(1)	-	4	(1)	-
Efeito Marcação a Mercado	143	-	-	143	-	-
<b>Outras Rec./Disp. Operacionais</b>	<b>(73)</b>	<b>11</b>	<b>-</b>	<b>(73)</b>	<b>(49)</b>	<b>47,9%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>57</b>	<b>(257)</b>	<b>-</b>	<b>57</b>	<b>(257)</b>	<b>-</b>
Receita Financeira	178	176	1,3%	178	176	1,3%
Despesa Financeira	(122)	(433)	-71,9%	(122)	(433)	-71,9%
<b>Resultado Antes dos Impostos</b>	<b>441</b>	<b>322</b>	<b>36,9%</b>	<b>441</b>	<b>262</b>	<b>68,3%</b>
IR/CS	(79)	(41)	94,8%	(79)	(57)	38,0%
IR/CS Diferido	(45)	(50)	-9,9%	(45)	(50)	-9,9%
<b>Resultado Líquido</b>	<b>317</b>	<b>231</b>	<b>36,9%</b>	<b>317</b>	<b>155</b>	<b>104,8%</b>
<b>EBITDA Ajustado <sup>(1)</sup></b>	<b>444</b>	<b>695</b>	<b>-36,1%</b>			

(1) Exclui outras receitas e despesas operacionais e o efeito da marcação a mercado dos contratos da Light Com., conforme conciliação demonstrada no Anexo I.

## Anexo V – Balanço Patrimonial Consolidado

### Ativo

(R\$ milhões)

	31.12.2025	31.12.2024 <sup>(1)</sup>
<b>Circulante</b>	<b>5.313</b>	<b>6.934</b>
Caixa e equivalente de caixa	111	186
Títulos e valores mobiliários	1.636	2.904
Contas a receber de clientes	1.685	1.725
Estoques	92	80
Tributos e contribuições a recuperar	367	1.125
Despesas pagas antecipadamente	21	26
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber	-	-
Serviços prestados a receber	27	19
Instrumentos financeiros derivativos swaps	3	-
Saldos remanescentes de inst. fin. derivativos swaps	0	-
Valor justo na compra e venda de energia	665	305
Outros créditos	707	565
<b>Não Circulante</b>	<b>20.421</b>	<b>18.410</b>
Contas a receber de clientes	1.058	994
Tributos e contribuições a recuperar	2.896	1.924
Tributos diferidos	247	555
Depósitos judiciais	389	379
Instrumentos financeiros derivativos swaps	20	21
Mútuo com partes relacionadas	-	-
Ativo financeiro da concessão	10.922	9.724
Valor justo na compra e venda de energia	324	268
Outros créditos	37	34
Ativos financeiros setoriais	129	-
Ativo contratual – infraestrutura em construção	763	519
Investimentos	203	229
Imobilizado	2.123	2.039
Intangível	972	1.478
Ativo de direito de uso	336	247
<b>Ativo Total</b>	<b>25.733</b>	<b>25.344</b>

(1) Valores reapresentados, conforme NE 3.25 da DFP.

## Anexo V – Balanço Patrimonial Consolidado (cont.)

### Passivo

(R\$ milhões)

	31.12.2025	31.12.2024 <sup>(1)</sup>
<b>Circulante</b>	<b>6.506</b>	5.034
Fornecedores	2.748	2.253
Tributos e contribuições a pagar	359	164
Tributos diferidos	9	-
Empréstimos e financiamentos	963	533
Debêntures	242	171
Dividendos a pagar	-	-
Instrumentos financeiros derivativos swaps	16	-
Saldos remanescentes de inst. fin. derivativos swaps	-	21
Passivos financeiros setoriais	74	175
Obrigações trabalhistas	164	130
Benefícios pós-emprego	31	29
Valores a serem restituídos a consumidores	-	202
Obrigações por arrendamento	78	43
Encargos regulatórios	431	347
Valor justo na compra e venda de energia	569	260
Outros débitos	822	708
<b>Não Circulante</b>	<b>13.779</b>	<b>15.091</b>
Empréstimos e financiamentos	2.023	3.253
Debêntures	6.468	5.549
Saldos remanescentes de inst. fin. derivativos swaps	-	406
Passivos financeiros setoriais	-	730
Tributos e contribuições a pagar	50	51
Tributos diferidos	318	291
Provisões para contingências	3.864	4.012
Benefícios pós-emprego	182	169
Obrigações por arrendamento	297	233
Valores a serem restituídos a consumidores	246	18
Valor justo na compra e venda de energia	290	335
Outros débitos	41	45
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>5.449</b>	<b>5.218</b>
Capital social	5.392	5.392
Reserva de capital	359	356
Prejuízos acumulados	(367)	(594)
Ajustes de avaliação patrimonial	228	242
Outros resultados abrangentes	(163)	(178)
<b>Passivo Total</b>	<b>25.733</b>	<b>25.344</b>

(1) Valores reapresentados, conforme NE 3.25 da DFP.

 Voltar ao índice

## Anexo VI – Endividamento por instrumento no 4T25

### Consolidado

(R\$ milhões)	Valor de Face	AVJ	Valor Justo
Light SESA	7.528	(1.145)	6.384
Light Energia	1.582	(2)	1.580
Conversível Local	1.663	(473)	1.190
Conversível Estrangeiro	571	(63)	508
Credor Não Optante Local	55	(35)	20
Credor Não Optante Estrangeiro	22	(13)	8
<b>Total</b>	<b>11.420</b>	<b>(1.730)</b>	<b>9.690</b>

Nota: 1) Dívida de credores financeiros contabilizada conforme condições do PRJ (CDI+0,5%), apesar da conclusão da entrega do novo instrumento ser posterior ao fechamento do trimestre.

### Distribuidora (Light SESA)

(R\$ milhões)	Valor de Face	AVJ	Valor Justo
IPCA + 5%	3.411	(362)	3.049
IPCA + 3%	1.748	(485)	1.262
USD @ 4,21%	1.064	(124)	941
USD @ 2,26%	577	(161)	416
CDI + 0,5%	728	(12)	716
<b>Total</b>	<b>7.528</b>	<b>(1.145)</b>	<b>6.384</b>

Nota: 1) Dívida de credores financeiros contabilizada conforme condições do PRJ (CDI+0,5%), apesar da conclusão da entrega do novo instrumento ser posterior ao fechamento do trimestre.

### Geração (Light Energia)

(R\$ milhões)	Valor de Face	AVJ	Valor Justo
IPCA + 4,85%	473	-	473
USD @ 4,375%	870	(2)	868
CDI + 2%	206	-	206
CDI + 2,85%	16	-	16
Outros	17	-	17
<b>Total</b>	<b>1.582</b>	<b>(2)</b>	<b>1.580</b>

## Anexo VII – Balanço Energético

(GWh)	4T25	%	2025	%
(+) Proinfa	76	1,2%	302	1,2%
(+) Itaipu	1.010	16,1%	4.000	16,2%
(+) Leilões	4.860	77,6%	18.311	74,4%
(+) Cotas	719	11,5%	2.713	11,0%
(+) Angra I e II	204	3,3%	808	3,3%
(+) Outros (CCEE)	(604)	-9,6%	(1.514)	-6,1%
<b>Energia Requerida (CCEE)</b>	<b>6.265</b>	<b>-</b>	<b>24.620</b>	<b>-</b>
<b>Carga Própria</b>	<b>6.156</b>	<b>-</b>	<b>24.004</b>	<b>-</b>
Energia Faturada (Cativos)	3.153	-	12.957	-
Residencial	1.961	62,2%	8.039	62,0%
Industrial	38	1,2%	179	1,4%
Comercial	713	22,6%	2.958	22,8%
Demais	441	14,0%	1.781	13,7%
Perdas Técnicas	704	-	2.667	-
Perdas Não Técnicas	2.299	-	8.445	-
<b>Perdas Rede Básica</b>	<b>109</b>	<b>-</b>	<b>488</b>	<b>-</b>

(GWh)	4T25	4T24	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Carga Fio</b>	<b>9.311</b>	<b>9.461</b>	<b>-1,6%</b>	<b>36.453</b>	<b>37.416</b>	<b>-2,6%</b>
Uso de Rede	3.155	3.089	2,1%	12.449	11.833	5,2%
<b>Carga Própria</b>	<b>6.156</b>	<b>6.373</b>	<b>-3,4%</b>	<b>24.004</b>	<b>25.582</b>	<b>-6,2%</b>
Energia Faturada (Cativo)	3.153	3.370	-6,5%	12.957	14.047	-7,8%
Baixa Tensão	2.811	2.966	-5,2%	11.565	12.129	-4,6%
Média e Alta Tensão	342	404	-15,4%	1.392	1.918	-27,4%
Perda Total	3.003	3.002	0,0%	11.047	11.536	-4,2%

# 120 ANOS



## Earnings Release

# 4Q25

Earnings Conference Call

March 23, 2026

11:00 AM (BRT) - Brasilia, Brazil

10:00 AM (EDT) - New York, USA

2:00 PM (GMT) - London, UK

Webcast in  
Portuguese with  
simultaneous  
translation:

[click here](#)

## LIGT

B3 LISTED NM

Investor Relations

[ri@light.com.br](mailto:ri@light.com.br)

<https://ri.light.com.br/>

## CEO Message

In 2025, Light completed a transformation that goes far beyond the numbers presented in this disclosure. Following a Judicial Reorganization process that demanded resilience, discipline, and clarity of purpose from the entire organization, the Company closed the year with consistently stronger operating fundamentals, a debt structure suited to the electricity sector's business model, and – the result that makes us most proud – the best service quality in our recent history.

At the DisCo, the year's trajectory was one of improvement in the fundamentals that matter most for business sustainability. Provisions for legal contingencies reached, in 2025, their lowest stock level in seven years and the lowest volume of new filings in nine years, a result that reflects not only legal work but a shift in the Company's approach to its customer relationships and liability management. Delinquency declined positively throughout the year, driven by more assertive commercial management and the maturation of initiatives the Company has been building in a structural way. Operating gross margin remained stable during the year, demonstrating resilience in a market contraction environment pressured by lower temperatures, the advance of Distributed Generation, and industrial deceleration in the Concession Area.

The growth in operating expenses throughout the year was real and deserves to be addressed with transparency. The rebuilding of field teams – which accounted for most of the absolute increase in headcount – was a conscious and necessary decision to raise the service standard the Company committed to delivering to its customers. The operational gains already observed are the direct counterpart of this decision – we believe the current headcount level represents the Company's appropriate and recurring structure.

These gains were clearly reflected in quality indicators. In 2025, Light recorded the best Average Emergency Service Time (TMAE) in its historical series – a 60% reduction over four years. The percentage of incidents exceeding 24 hours declined by approximately eight percentage points compared to the prior year. DEC and FEC closed the year within the regulatory limits established by ANEEL. These results do not emerge from favorable circumstances; they emerge from a structured action plan that accelerated significantly during the year and from an organization that has internalized operational excellence as a non-negotiable condition of operation.

In Generation and Trading, 2025 was a year marked by hydrological asymmetry between its two halves. Favorable conditions at the beginning of the year gave way to a progressive deterioration of inflows from July onward, concentrating the impact on segment margin in the second half. The year, however, closed with a solid contractual position for 2026 and an uncontracted energy portion, positioning the Company to capture the potential upside from short-term prices, providing flexibility and margin recovery prospects in the current year.

On the financial front, 2025 was the year in which Light's new capital structure began to produce its effects. Debt closed the year with a predominantly long-term profile, an average cost consistent with the regulated nature of the DisCo's revenues, and a comfortable average term. The next relevant step toward leverage reduction is the completion of the private capital increase provided for in the Judicial Reorganization Plan, linked to the signing of the new SESA Concession Agreement, an event that marks, for Light, the full resumption of the capacity to plan the future with confidence and ambition.

We look to 2026 with clarity about the events that will define the pace of our trajectory. The signing of the new Concession Agreement is the central catalyst. It consolidates the foundations for a new investment cycle at the DisCo, enables the Capital Increase, and signals to the market the stability the Company has built over recent years.

2025 was, above all, a year of rebuilding credibility: with customers, regulators, creditors, and the capital markets. We delivered real advances in service quality, delinquency levels, contingency control, and investment execution.

2025 marks Light's 120th anniversary. A century-old company that navigated what was, arguably, the most demanding phase of its recent history, and emerges from it with stronger fundamentals, a more capable team, and a renewed purpose to serve with excellence the more than four million customers who depend on our energy every day.

**Alexandre Nogueira**  
**Light S.A. CEO**

## HIGHLIGHTS

*Throughout 2025, Light demonstrated execution capability in a challenging environment, with consistent improvement in DisCo fundamentals, progress in the investment plan, and a favorable positioning of the Generation and Trading segment for value capture in 2026.*

- **Consolidated Adjusted EBITDA totaled R\$418 million in 4Q25** (+7.2% YoY), with the DisCo's performance more than offsetting the impact of the adverse hydrological scenario on the Generation and Trading segment
- Quality and operational efficiency at record levels – DEC and FEC within ANEEL regulatory limits and **the best Average Emergency Service Time (TMAE) in the Company's historical record**, supported by Light's robust investment plan, in its continuous pursuit of operational excellence and quality of service to customers
- PECLD and Contingencies on a consistent improvement trajectory – PECLD at 2.1% of supply Gross Revenue in 4Q25 (-0.8 p.p. YoY); contingency provisions **at the lowest stock and volume in the last 7 years and 9 years**, respectively
- **Solid contractual position for 2026 at the Trading Company**, ensuring cash generation resilience, with an uncontracted energy portion positioned to capture upside from short-term price movements

### Consolidated Result

(R\$ million)	4Q25	4Q24 <sup>(4)</sup>	Δ%	2025	2024 <sup>(4)</sup>	Δ%
Net Revenues	4,167	4,115	1.3%	14,996	14,876	0.8%
EBITDA CVM	492	593	-17.0%	2,184	2,071	5.5%
Adjusted EBITDA <sup>(1)</sup>	418	390	7.2%	1,834	2,072	-11.5%
Net Income (Loss)	(187)	1,895	-	213	1,644	-87.0%
Cash & Equivalents	1,747	3,090	-43.5%	1,747	3,090	-43.5%
Proforma Net Debt <sup>(2)</sup>	6,246	5,123	21.9%	6,246	5,123	21.9%
Net Debt / EBITDA 12M (covenants) <sup>(3)</sup>	3.13x	2.91x	7.6%	3.13x	2.91x	7.6%
Capex	489	354	38.0%	1,676	1,062	57.8%

(1) Adjusted EBITDA excluding NRV, Other operating revenues/expenses, mark-to-market effect of Light COM contracts, and non-recurring items, as shown in the Consolidated EBITDA reconciliation; (2) Pro forma debt excluding the convertible debt portion of Light S.A.; (3) Consolidated covenant indicator for Light SESA's debt, as established in the respective debt agreements; (4) Restated figures, per Note 3.25 of the Financial Statements.

## **INDEX**

### **1.0 LIGHT CONSOLIDATED**

- 1.1 Financial Performance
- 1.2 Investments
- 1.3 Debt

### **2.0 DISCO (LIGHT SESA)**

- 2.1 Energy Market
- 2.2 Losses
- 2.3 Revenue Collection
- 2.4 Quality
- 2.5 Gross Revenue and Margin
- 2.6 EBITDA
- 2.7 Net Financial Result
- 2.8 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 APPENDICES**

- 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)	4Q25	4Q24 <sup>(2)</sup>	Δ%	2025	2024 <sup>(2)</sup>	Δ%
<b>Net Revenue</b>	<b>4,167</b>	<b>4,115</b>	<b>1.3%</b>	<b>14,996</b>	<b>14,876</b>	<b>0.8%</b>
<b>Purchased Electricity</b>	<b>(2,956)</b>	<b>(3,146)</b>	<b>-6.0%</b>	<b>(9,781)</b>	<b>(10,258)</b>	<b>-4.6%</b>
<b>Construction Cost</b>	<b>(220)</b>	<b>(245)</b>	<b>-10.0%</b>	<b>(1,109)</b>	<b>(770)</b>	<b>44.1%</b>
<b>Gross profit</b>	<b>990</b>	<b>724</b>	<b>36.8%</b>	<b>4,106</b>	<b>3,848</b>	<b>6.7%</b>
<b>Operating Expense</b>	<b>(601)</b>	<b>(516)</b>	<b>16.5%</b>	<b>(2,513)</b>	<b>(2,485)</b>	<b>1.1%</b>
<b>PMSO</b>	<b>(350)</b>	<b>(112)</b>	<b>211.9%</b>	<b>(1,308)</b>	<b>(1,097)</b>	<b>19.2%</b>
<b>Depreciation and Amortization</b>	<b>(235)</b>	<b>(255)</b>	<b>-7.7%</b>	<b>(916)</b>	<b>(894)</b>	<b>2.5%</b>
<b>Contingency</b>	<b>94</b>	<b>(94)</b>	<b>-</b>	<b>(58)</b>	<b>(335)</b>	<b>-82.8%</b>
<b>PECLD (delinquency)</b>	<b>(94)</b>	<b>(12)</b>	<b>658.2%</b>	<b>(336)</b>	<b>(117)</b>	<b>186.9%</b>
<b>Mark-to-Market Effect</b>	<b>23</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>143</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Equity Pickup</b>	<b>(39)</b>	<b>(42)</b>	<b>-8.1%</b>	<b>(39)</b>	<b>(42)</b>	<b>-8.1%</b>
<b>Other Oper. Rev./Expense</b>	<b>(133)</b>	<b>130</b>	<b>-</b>	<b>(325)</b>	<b>(186)</b>	<b>74.7%</b>
<b>Financial Revenue/Expense</b>	<b>(368)</b>	<b>1,610</b>	<b>-</b>	<b>(638)</b>	<b>568</b>	<b>-</b>
<b>Income Tax/Social Contribution</b>	<b>(76)</b>	<b>(53)</b>	<b>43.7%</b>	<b>(418)</b>	<b>(102)</b>	<b>310.5%</b>
<b>Net Income</b>	<b>(187)</b>	<b>1,895</b>	<b>-</b>	<b>213</b>	<b>1,644</b>	<b>-87.0%</b>
<b>CVM EBITDA</b>	<b>492</b>	<b>593</b>	<b>-</b>	<b>2,184</b>	<b>2,071</b>	<b>5.5%</b>
<b>Adjusted EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>418</b>	<b>390</b>	<b>-</b>	<b>1,834</b>	<b>2,072</b>	<b>-11.5%</b>

Consolidated Net Operating Revenue totaled R\$4.2 billion in 4Q25, a 1.3% YoY increase, reflecting opposite dynamics between the two segments. The DisCo reported revenue of R\$3.4 billion, +8.7% YoY, driven by the recognition dynamics of sector assets and liabilities throughout the tariff cycle. In contrast, the Generation and Trading segment recorded a 27.1% YoY decline in revenue (R\$453 million), reflecting an adverse hydrological scenario in the period.

Consolidated Adjusted EBITDA totaled R\$418 million in 4Q25, a 7.2% YoY increase, resulting from opposing dynamics between segments. The DisCo recorded Adjusted EBITDA of R\$323 million (+42.5% YoY), driven by a significant improvement in PECLD (-30.6% YoY) and contingency provisions (-29.8% YoY). In contrast, the Generation and Trading segment recorded Adjusted EBITDA of R\$99 million (-48.2% YoY), pressured by gross margin compression.

The Company recorded a net loss of R\$187 million in 4Q25, influenced by a negative Net Financial Result of R\$368 million, reflecting debt carrying costs, combined with deferred Income Tax and Social Contribution (IR/CS) pressure of R\$76 million in the period.

(1) Excludes NRV, other operating revenues/expenses, mark-to-market effect of Light COM contracts, equity equivalence, and non-recurring items; (2) Restated figures, per Note 3.25 of the Financial Statements.

## 1.2 Investments

<i>(R\$ million)</i>	<b>4Q25</b>	<b>4Q24</b>	<b>Δ%</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>	<b>Δ%</b>
<b>Light Energia</b>	<b>31</b>	<b>35</b>	<b>-13.2%</b>	<b>74</b>	<b>95</b>	<b>-21.8%</b>
<b>Light SESA</b>	<b>458</b>	<b>319</b>	<b>43.7%</b>	<b>1,602</b>	<b>967</b>	<b>65.6%</b>
<b>Electrical Assets</b>	<b>346</b>	<b>235</b>	<b>47.1%</b>	<b>1,276</b>	<b>783</b>	<b>63.0%</b>
Maintenance	150	78	93.1%	558	239	133.4%
Expansion	98	102	-4.0%	403	336	19.9%
Loss reduction plan	95	50	89.5%	297	181	64.0%
Receivables	4	6	-32.0%	19	27	-30.4%
<b>Non-electrical Assets</b>	<b>112</b>	<b>84</b>	<b>34.0%</b>	<b>325</b>	<b>185</b>	<b>76.4%</b>
Commercial	1	15	-96.6%	2	20	-90.7%
IT	77	54	42.9%	222	145	53.7%
Other	34	14	135.2%	101	20	413.4%
<b>Total</b>	<b>489</b>	<b>354</b>	<b>38.0%</b>	<b>1,676</b>	<b>1,062</b>	<b>57.8%</b>

The Company invested R\$489 million in 4Q25, a 38.0% increase compared to 4Q24, reflecting the acceleration of the investment plan with a focus on the commitment to the highest standards of quality and service reliability.

DisCo investments totaled R\$458 million (+43.7% YoY), of which R\$346 million was directed to electrical assets. The quarter's highlight was network maintenance and expansion, reinforcing supply quality and operational efficiency. Investments in network maintenance reached R\$150 million (+93.1% vs Q4 2024), driven by quality improvement actions, preventive maintenance in low voltage (LV) and underground networks, as well as an increase in corrective services. The Loss Reduction Plan totaled R\$95 million (+89.5% vs 4Q24), focused on replacing obsolete meters with modern models, including smart meters, and advancing targeted shielding works. The Company also intensified customer inspections and normalization efforts, reinforcing the stability of prioritized areas.

Investments in non-electrical assets (systems, IT, property, and others) amounted to R\$112 million (+34.0% vs. 4Q24), driven primarily by IT investments, which reached R\$77 million (+42.9% vs. 4Q24), aimed at system enhancements and operational modernization.

Light Energia invested R\$31 million in the quarter (-13.2% YoY), with the 2025 YTD total reaching R\$74 million (-21.8% YoY), in line with the current stage of the generation portfolio.

## 1.3 Debt

(R\$ million)	Dec-25	Dec-24	Δ%	Sep-25	Δ%
<b>Proforma Gross Debt</b> <sup>(1)</sup>	<b>7,992</b>	<b>8,213</b>	<b>-2.7%</b>	<b>7,863</b>	<b>1.6%</b>
<b>Short-term</b>	<b>1,219</b>	<b>725</b>	<b>68.1%</b>	<b>1,224</b>	<b>-0.5%</b>
Local Currency	333	484	-31.2%	369	-9.8%
Foreign currency	886	241	267.8%	855	3.6%
<b>Proforma Long-term</b> <sup>(1)</sup>	<b>6,774</b>	<b>7,488</b>	<b>-9.5%</b>	<b>6,638</b>	<b>2.0%</b>
Local Currency	6,093	2,796	117.9%	6,032	1.0%
Foreign currency	681	6,392	-89.3%	606	12.3%
<b>Gross Debt</b>	<b>9,690</b>	<b>9,912</b>	<b>-2.2%</b>	<b>9,529</b>	<b>1.7%</b>
<b>Proforma Gross Debt</b> <sup>(1)</sup>	<b>7,992</b>	<b>8,213</b>	<b>-2.7%</b>	<b>7,863</b>	<b>1.6%</b>
<b>Convertible Debt</b>	<b>1,698</b>	<b>1,699</b>	<b>-0.1%</b>	<b>1,666</b>	<b>1.9%</b>
<b>Cash Position</b>	<b>1,747</b>	<b>3,090</b>	<b>-43.5%</b>	<b>2,642</b>	<b>-33.9%</b>
<b>Net Debt</b>	<b>7,943</b>	<b>6,823</b>	<b>16.4%</b>	<b>6,887</b>	<b>15.3%</b>
<b>Proforma Net Debt</b> <sup>(1)</sup>	<b>6,246</b>	<b>5,123</b>	<b>21.9%</b>	<b>5,221</b>	<b>19.6%</b>
<b>Net Debt / Adj. EBITDA (LTM)</b> <sup>(2)</sup>	<b>3.13x</b>	<b>2.91x</b>	<b>7.6%</b>	<b>2.89x</b>	<b>8.3%</b>

The Company's proforma Gross Debt closed the year at R\$8.0 billion, a 2.7% reduction compared to December 2024, reflecting the effect of the debt restructuring completed at end-2024, in accordance with the conditions approved in the Judicial Reorganization Plan, and the favorable impact of Brazilian Real appreciation on the foreign-currency portion during the period. Short-term debt increased compared to December 2024, explained primarily by the reclassification of Light Energia Notes maturing in June 2026, an expected movement already incorporated into the Company's liability management schedule.

The cash and equivalents position ended the period at R\$1.7 billion, a 43.5% reduction compared to December 2024, impacted by principal and interest payments on the restructured debt, in addition to working capital related to CVA at the DisCo, as detailed in section 2.9. As a result, pro forma Net Debt totaled R\$6.3 billion at end-December 2025. The Net Debt / 12-month Adjusted EBITDA ratio closed the year at 3.13x (vs. 2.91x in Dec/24).

As provided for in the Judicial Reorganization Plan, upon signing the new SESA Concession Agreement, the Company will carry out a private Capital Increase of up to R\$1.5 billion (minimum of R\$1.0 billion) within 90 days. Once this event is concluded, on a pro forma basis, consolidated Net Debt post-Capital Increase and debt conversion could range between R\$4.8 billion and R\$5.3 billion.

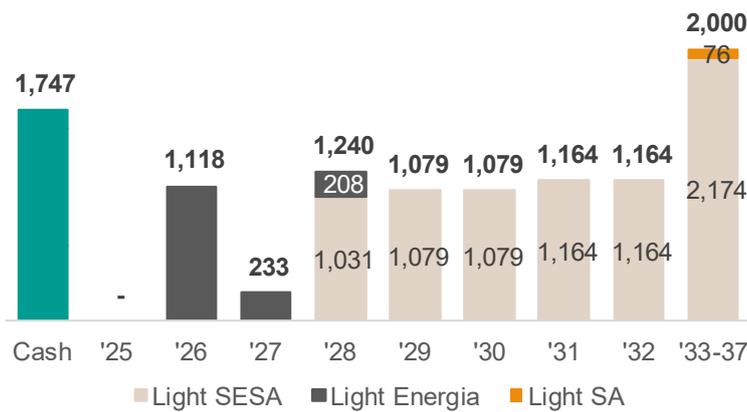
(1) Excludes the convertible debt amount, in both local and foreign currency; (2) Considers indicators as defined in the respective debt indentures.

The debt restructuring resulted in a realignment of the debt profile, making it more adherent to the electricity sector's business model, with 57% of the total indexed to the Broad National Consumer Price Index (IPCA). At the end of the period, 88% of pro forma Gross Debt had long-term maturity, and the average principal maturity stood at 4.9 years for consolidated debt, and 6.2 years for the DisCo.

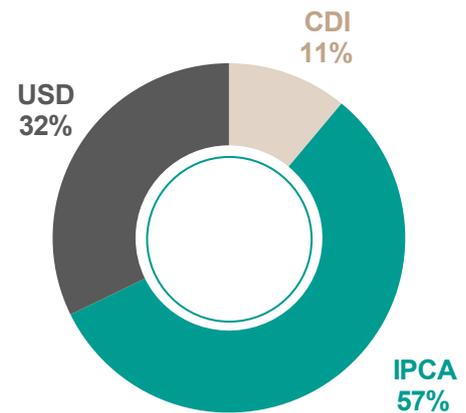
The consolidated principal amortization schedule, the debt profile by index, and the debt breakdown by instrument at face value with the Fair Value Adjustment (AVJ) effect are as follows:

### Amortization Schedule of the Principal of the Non-Convertible Debt

(R\$ million)



### Proforma Debt by Index<sup>(1)</sup>



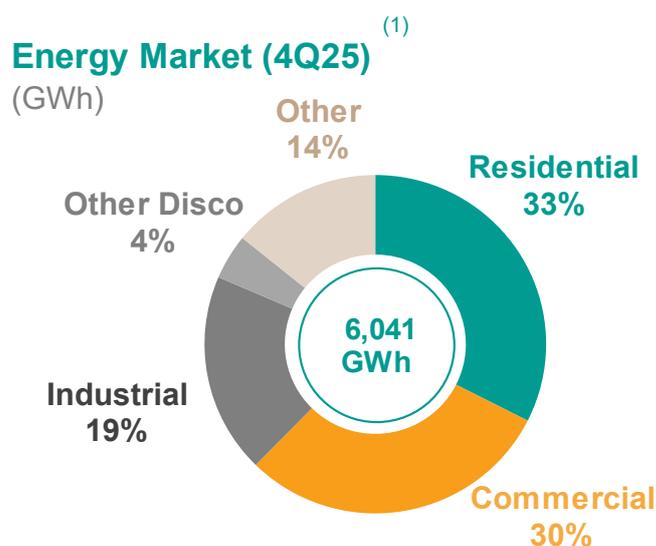
(1) Excludes the convertible debt amount, in both local and foreign currency.

## 2.0 Light SESA

### 2.1 Energy Market

(GWh)	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Energy Market</b> (1)	<b>6,041</b>	<b>6,337</b>	<b>-4.7%</b>	<b>24,464</b>	<b>25,586</b>	<b>-4.4%</b>
Residential	1,961	2,075	-5.5%	8,039	8,364	-3.9%
Commercial	1,805	1,844	-2.1%	7,122	7,342	-3.0%
Industrial	1,156	1,268	-8.9%	4,935	5,150	-4.2%
Other Disco	261	282	-7.3%	998	1,246	-19.9%
Other	858	867	-1.0%	3,370	3,484	-3.3%
<b>Captive</b>	<b>3,153</b>	<b>3,447</b>	<b>-8.5%</b>	<b>12,957</b>	<b>14,264</b>	<b>-9.2%</b>
Residential	1,961	2,075	-5.5%	8,039	8,364	-3.9%
Commercial	713	831	-14.2%	2,958	3,520	-15.9%
Industrial	38	57	-32.8%	179	256	-30.3%
Other	441	483	-8.8%	1,781	2,124	-16.1%
<b>Grid Usage</b>	<b>2,888</b>	<b>2,890</b>	<b>0.0%</b>	<b>11,507</b>	<b>11,323</b>	<b>1.6%</b>
Commercial	1,093	1,013	7.8%	4,163	3,823	8.9%
Industrial	1,118	1,211	-7.8%	4,756	4,894	-2.8%
Other Disco	261	282	-7.3%	998	1,246	-19.9%
Other	417	383	8.8%	1,589	1,360	16.8%

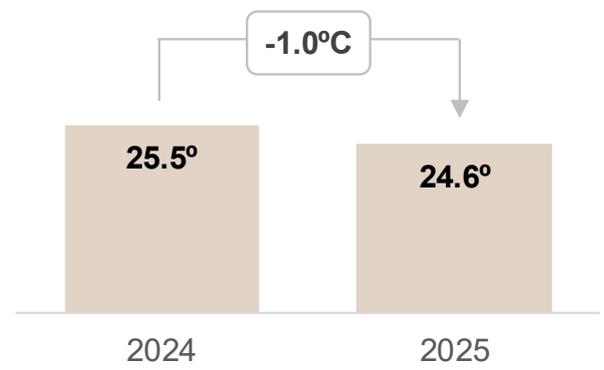
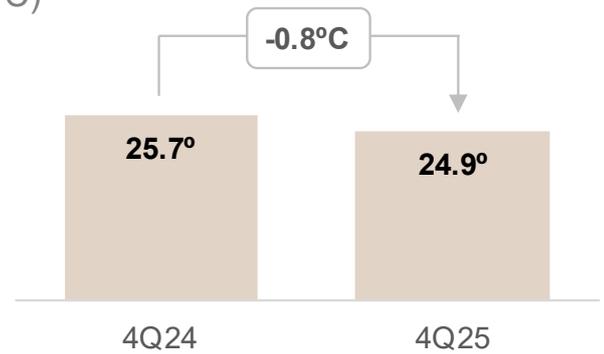
In 4Q25, Light's market showed behavior similar to that observed throughout 2025. Both periods were marked by climatic and structural factors, with (i) temperatures below those recorded in 2024, reducing seasonal cooling demand, despite peaks recorded in the second half of December; and (ii) ongoing advance of Distributed Generation (GD) – albeit at increasingly slower rates – compressing the potential market in the Company's concession area. These effects were determining factors for consumption in the main customer classes (residential and commercial), leading to a market decline in year-over-year comparisons.



(1) Starting in 3Q25, the Company began including the amount of compensated DG II in their respective classes. Excludes non-recurring items that impacted 2024.

The consolidated market totaled 6,041 GWh in 4Q25, a 4.7% YoY (-296 GWh), with average temperature recording 24.9°C in 4Q25 vs. 25.7°C in 4Q24, a 0.8°C YoY decline – most pronounced in October and November, which were 1.0°C and 1.6°C below their respective 2024 months. In 2025 YTD, the market totaled 24,464 GWh (-4.4% YoY; -1,123 GWh), with annual average temperature showing decline of -1.0°C YoY (24.6°C in 2025 vs 25.5°C in 2024). It is worth noting that, on a full-year basis, the winter of 2025 was one of the harshest in nearly two decades, representing a relevant climatic factor behind market contraction in 2025. In 4Q25 specifically, the dominant effect was the temperature decline in October and November, with December showing partial recovery at end of the period.

**Average Temperature (°C)**

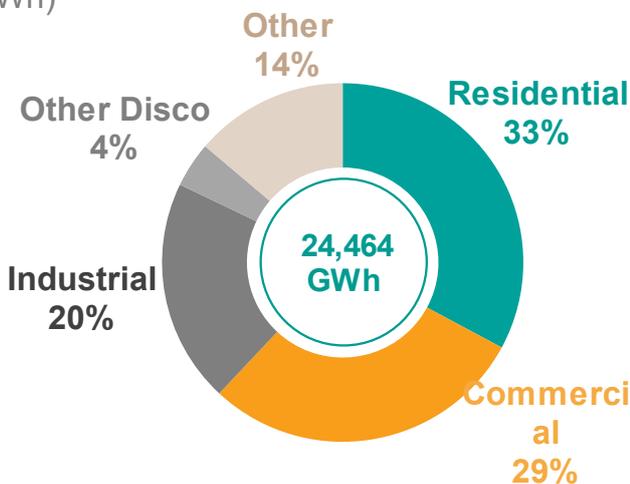


The commercial segment showed the highest resilience among customer classes, supported by activity in the services and tourism sectors in Light's Concession Area. In 4Q25, the segment recorded consolidated consumption of 1.805 GWh (-2.1% YoY), and for the full year totaled 7.122 GWh (-3.0% YoY).

The industrial segment reflected the continuous deceleration of steel production throughout the year, resulting from changes in the consumption profile of a High Voltage customer, a movement that intensified in the final quarters of 2025. The segment's consumption totaled 1.156 GWh in 4Q25 (-8.9% YoY) and 4.935 GWh YTD (-4.2% YoY), following the declining trend recorded by the physical production index of the industry in the State of Rio de Janeiro in the period (-1.9%).

**Energy Market (2025) <sup>(1)</sup>**

(GWh)



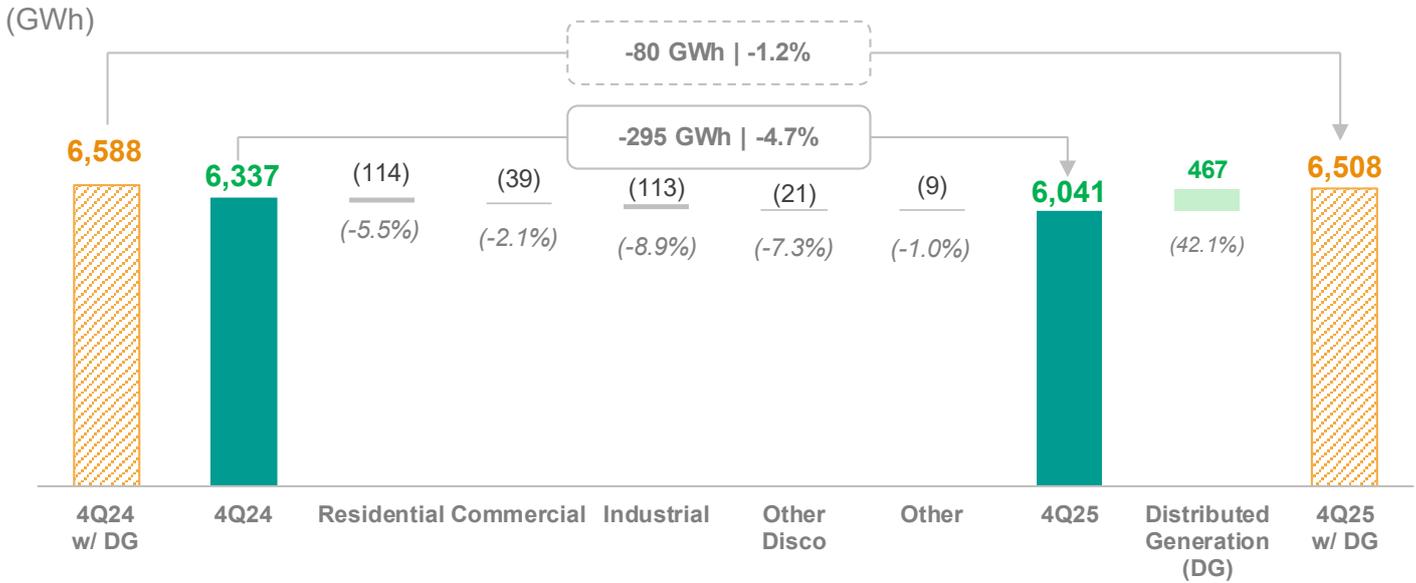
The decline in concessionaire consumption (-21 GWh; -7.3% YoY in 4Q25), was driven by: (i) the volume decline observed at one of the DisCos in October and November, followed by recovery in December; (ii) the disconnection of a supply point at end-2024, impacting the entire 2025 comparative result; and (iii) load reduction at another DisCo in the final months of the year.

(1) Starting in 3Q25, the Company began including the amount of compensated DG II in their respective classes. Excludes non-recurring items that impacted 2024.

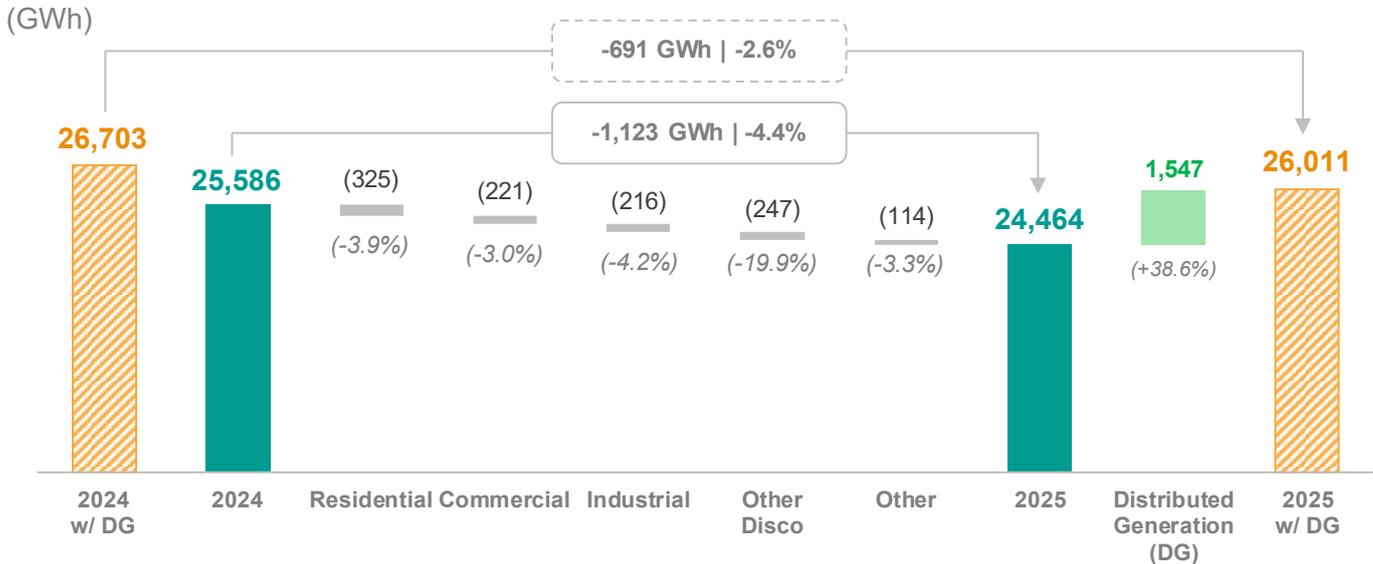


Distributed Generation (DG) totaled 467 GWh in 4Q25 (+42.1% YoY) and 1,547 GWh in 2025 YTD (+38.6% YoY), approximately 5.5% of the DisCo's total market. Although significant, 4Q25 performance represents a deceleration in DG consumption growth compared to prior quarters. When adding DG consumption to the Company's market, a contraction in the quarter would have been 1.2% YoY (-80 GWh) – evidencing that the demand decline in the Concession Area is broader than the billed results reported by Light alone.

**Energy Market (4Q25)** <sup>(1)</sup>



**Energy Market (2025)** <sup>(1)</sup>



(1) Considers the impact of compensated DG (I) and simultaneous DG (I and II). Excludes non-recurring items that impacted 2024.



## 2.2 Losses

Over the last twelve months ended in December 2025, total loss ex-REN adjusted (TL) reached 11,155 GWh, remaining practically stable compared to the same period of the prior year. Stability in absolute volume reflects the progress of Loss Reduction Plan actions combined with more favorable climatic conditions throughout the year (annual average temperature 1°C below 2024 levels). Nevertheless, at end-December 2025, atypically high temperatures (second half of December average was 1.3°C above the first 15 days of the same month) generated an increase in unbilled energy volume, momentarily pressuring the indicator in the period.

Adjusted non-technical losses ex-REN (PNT, last 12 months) reached 8,488 GWh in 4Q25, a +41 GWh (+0.5% YoY) compared to the same period of the prior year, with the mix across regional profiles remaining stable: 86% in Risk Areas and 14% in Conventional Treatment Areas (ATC), in line with that recorded in the prior year.

In Risk Areas, NTL has been structurally determined by customers whose consumption elasticity is high: that is, temperature variations generate disproportionate responses in informal demand. As a result, temperature peaks recorded throughout the quarter pressured consumption in these regions more intensely than the average suggests.

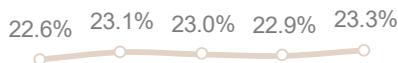
In conventional areas (ATC), the dynamic was different: NTL was predominantly influenced by the unbilled energy volume. In 4Q25, the consumption peak generated by atypically high temperatures at end-December, whose readings were not captured in the current cycle, increased the unbilled energy volume in the period, with recognition of this volume deferred to the following month's billing cycle, an effect not observed in 4Q24.

As a result, the NTL ratio over Low Voltage billing (NTL/LVB ex-REN adjusted) closed December 2025 at 73.9%, increase of 5.5 p.p. compared to December 2024. This variation resulted primarily from the 5.8% contraction in Low Voltage billing, impacted by customer migration to Distributed Generation and temperatures below the prior year, which reduce the indicator's denominator. When Distributed Generation compensated energy is added to the Low Voltage billed market, which grew 38.6% YoY, the NTL ratio stands at 65.3% (+1.4 p.p. YoY), mitigating the impact of customer migration on the reported indicator.

From a regulatory standpoint, following the methodology defined by ANEEL for loss calculation, already considering the economic effect of CP09, the difference between actual losses (73.9%) and regulatory losses (43.4%) negatively impacted the last 12-month EBITDA by approximately R\$1.0 billion.

**NTL / Grid Load**

(%; LTM)

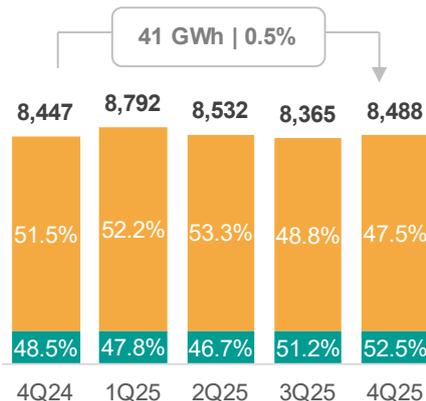


4Q24 1Q25 2Q25 3Q25 4Q25

**Non-technical Losses (NTL)**

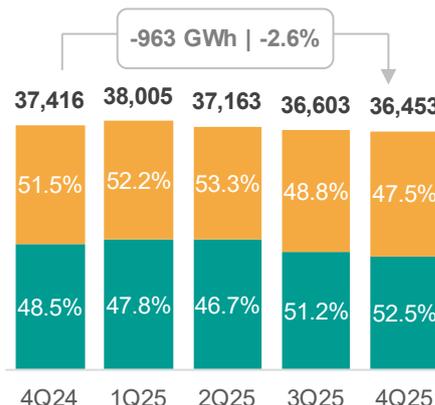
(GWh; LTM)

(1)



**Grid Load**

(GWh; LTM)



**Loss Prevention Strategy and Measures**

Net energy recovery showed a consistent improvement trajectory throughout 2025, with the year-to-date result doubling compared to 2024, evidencing the growing effectiveness of field actions and the progress of Loss Reduction Plan initiatives.

In Conventional Treatment Areas (ATC), operations remained structured along two complementary dimensions: (i) technology and data intelligence and (ii) assertive field actions, focused on modernization of metering infrastructure, intensification of cut-off and reconnection activities, and updating and re-registration of the customer base.

In 4Q25, the highlight was the continuation of the program to replace obsolete meters with more modern equipment (remote metering), in line with the elevated pace observed in 3Q25. During the period, approximately 39,000 replacements were carried out, a significant level, albeit lower than the prior quarter, when replacements were intensified as part of summer season preparation.

Inspections and normalizations in 4Q25 more than doubled compared to 4Q24, with a better efficiency rate, reflecting greater assertiveness in directing field teams.

In Risk Areas (ASRO), the Company maintained its containment operations through network shielding in areas bordering the ASRO zones. Throughout 2025, Light continued advancing with the completion of works in new polygons and concentrating efforts on monitoring and sustaining already-shielded areas. Large-scale program expansion is conditioned on reducing the unit cost of shielding technology, toward which the Company has been advancing in the search for alternatives that enable acceleration of this process.

(1) Excludes non-recurring items.



## 2.3 Collection

(%; LTM)	4Q25	4Q24	Δ A/A	3Q25	Δ T/T
<b>Total Collection</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.3%</b>	-0.4 p.p.	<b>97.9%</b>	0.1 pp
<b>Adjusted Total Collection</b> <sup>(1)</sup>	<b>98.2%</b>	<b>98.7%</b>	-0.5 p.p.	<b>98.1%</b>	0.1 p.p.
<b>Retail</b>	<b>96.8%</b>	<b>98.1%</b>	-1.4 p.p.	<b>96.8%</b>	0 pp
<b>Large Customers</b>	<b>100.9%</b>	<b>100.1%</b>	0.7 p.p.	<b>100.7%</b>	0.2 pp
<b>Large Public Services</b>	<b>100.9%</b>	<b>99.1%</b>	1.8 p.p.	<b>100.5%</b>	0.4 pp

Total collection rate reached 98.0% in 4Q25, 0.4 p.p. below 4Q24 and stable compared to 3Q25. Adjusted total collection recorded 98.2%, a decline of 0.5 p.p. year over year

In the Retail segment, the collection rate reached 96.8%, a reduction of 1.4 p.p. compared to the same period of 2024. This variation stems primarily from an atypically high comparison base in the prior year, influenced by non-recurring events, as detailed in previous releases. Excluding these effects, the segment's performance would remain close to 4Q24 levels, evidencing its structural stability. Compared to the immediately preceding quarter, the rate remained stable.

In the Large Private and Public Customers segments, performance remained positive, supported by consistent negotiation results, ensuring the recovery of receivables from prior periods.

## 2.4 Quality

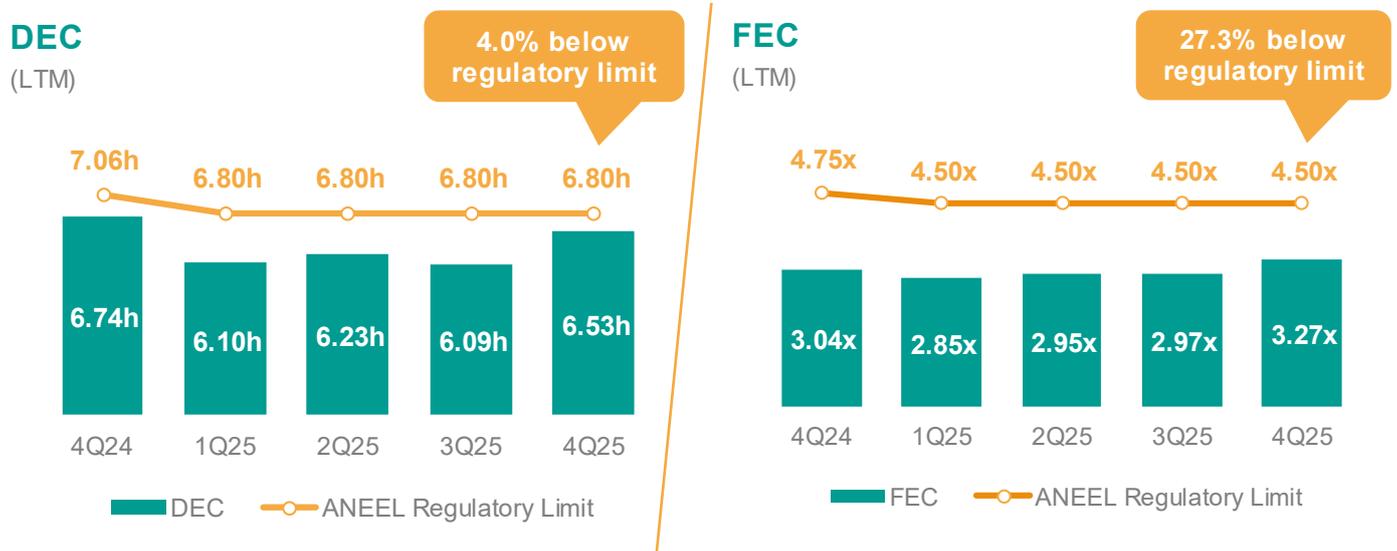
In the last 12 months ended December 2025, service continuity indicators remained within the regulatory limits established by ANEEL.

In 4Q25, DEC recorded a level of 6.53h, 4% below the regulatory limit of 6.80h. The year's result reflects the indicator's seasonal profile, with higher values at the extremes of the year, reflecting higher energy demand during summer periods, pressuring the indicator in those periods. In this regard, it is worth noting that February recorded the highest consumption level in Light's history, impacting the YTD view. Throughout the second and third quarters, DEC declined consistently, rising again at year-end, in line with the resumption of higher temperatures at end-December, without, however, compromising the cumulative result within the regulatory limit.

Similarly, FEC reached 3.27x, 27.3% below the regulatory limit of 4.50x, showing a slight increase compared to 3Q25, reflecting atypical performance in critical months of the year, equally influenced by the thermal seasonality of the period.

(1) Excludes non-recurring items.

The Company has an ongoing action plan for 2026, focused on continuous improvement of continuity indicators, in line with the guidelines of the new concession agreement, encompassing works on transformers, installation of reclosers, revitalization of underground networks, and intensification of tree trimming and network services.



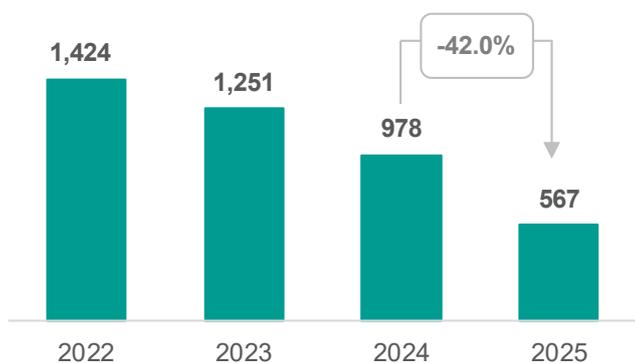
The structural actions implemented throughout 2025 continued to drive improvements in quality levels, especially in reducing service response times and incidents lasting more than 24 hours.

The Company recorded the best Average Emergency Service Time (TMAE) in its historical series in 2025, a result reflecting the advances of strategic initiatives and the expansion of the operational workforce. Among the main actions that contributed to this performance, already mentioned in previous periods, highlights include multiskill team training, ensuring flexibility in transitions between teams, the implementation of motorcycles for first response, and the adoption of automated routing in the Operations Centers, which reduced unproductive travel and increased service efficiency.

Similarly, the share of incidents lasting more than 24 hours declined by approximately 8 p.p. compared to 2024, reinforcing the operational gains resulting from the initiatives adopted and greater efficiency in field processes. Excluding Severe Operational Restriction Areas (ASRO), the indicator stands at 2.0%, a result that positions Light among the best-performing DisCos in the sector in regions under the Company's full management.

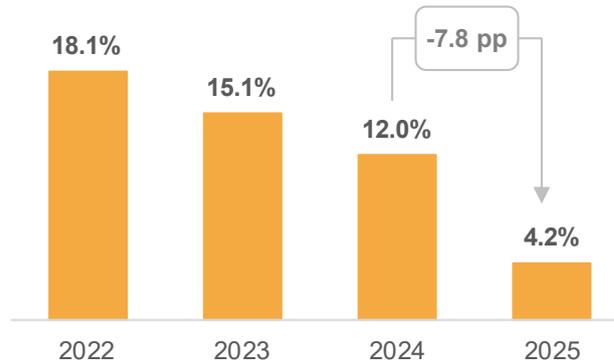
### Average Emergency Service Time

(minutes)



### Incidents >24h

(%)



## 2.5 Gross Revenue and Margin

(R\$ million)	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Gross Revenue</b>	<b>5,887</b>	<b>5,294</b>	11.2%	<b>21,498</b>	<b>21,035</b>	2.2%
<b>Energy Supply</b>	<b>4,499</b>	<b>4,659</b>	-3.4%	<b>17,917</b>	<b>18,672</b>	-4.0%
Residential	2,168	2,366	-8.4%	8,905	8,956	-0.6%
Industrial	61	79	-23.0%	255	337	-24.4%
Commercial	895	991	-9.7%	3,695	4,281	-13.7%
Public Sector	311	364	-14.6%	1,273	1,429	-10.9%
Others	106	(39)	-	423	541	-21.8%
Unbilled Supply	118	(40)	-	61	(40)	-
Grid Usage	842	939	-10.3%	3,305	3,168	4.3%
<b>Short-Term Energy</b>	<b>185</b>	<b>66</b>	179.6%	<b>291</b>	<b>66</b>	339.2%
<b>Other Revenues</b>	<b>1,203</b>	<b>570</b>	111.1%	<b>3,290</b>	<b>2,297</b>	43.2%
Of which CVA	716	(52)	-	1,057	388	172.3%
<b>Net Revenue</b>	<b>3,731</b>	<b>3,506</b>	6.4%	<b>13,510</b>	<b>13,528</b>	-0.1%
<b>Adjusted Net Revenue</b> <sup>(1)</sup>	<b>3,448</b>	<b>3,172</b>	8.7%	<b>11,990</b>	<b>12,511</b>	-4.2%
<b>Energy Purchase</b>	<b>(2,652)</b>	<b>(2,434)</b>	8.9%	<b>(8,828)</b>	<b>(9,355)</b>	-5.6%
<b>Adjusted Gross Margin</b> <sup>(1)</sup>	<b>796</b>	<b>737</b>	8.0%	<b>3,162</b>	<b>3,155</b>	0.2%

(1) Excludes NRV, construction revenue, and non-recurring items.

Adjusted gross margin reached R\$796 million in 4Q25. On one hand, adjusted Net Revenue advanced to R\$3.4 billion (+8.7% YoY, +R\$276 million), while energy purchase costs grew to R\$2.7 billion (+8.9% YoY, +R\$218 million), expansions roughly in line. The net result of these two dynamics was an 8.0% expansion in adjusted margin, with revenue growth exceeding the cost increase by R\$59 million.

Adjusted Net Revenue of R\$3.4 billion in the quarter was supported by Gross Revenue of R\$5.9 billion (+11.2% YoY, +R\$593 million), driven by two opposing dynamics. On one hand, energy supply revenue declined to R\$4.5 billion (-3.4% YoY, -R\$160 million), pressured by market contraction in 4Q25, particularly in the residential (-8.4% YoY, -R\$198 million) and commercial (-9.7% YoY, -R\$96 million) segments, reflecting average temperatures below 4Q24. Unbilled supply turned to a positive sign, to R\$118 million (+R\$158 million YoY), reflecting higher temperatures recorded at end-December, whose associated consumption was not fully captured in the quarter's billing cycle, a phenomenon that also impacted the Non-technical Losses indicator in conventional areas in the period, as detailed in section 2.2. On the other hand, other revenues advanced to R\$1.2 billion (+111.1% YoY, +R\$633 million), led by the CVA reversal, which moved from a negative position of R\$52 million in 4Q24 to R\$716 million in 4Q25 (+R\$768 million YoY), due to a significant increase in CDE quotas in the second half, resulting from new provisional measures that expanded its coverage.

## 2.6 EBITDA <sup>(1)</sup>

<i>(R\$ million)</i>	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Adjusted Gross Margin</b>	796	737	8.0%	3,162	3,155	0.2%
<b>Adjusted PMSO</b>	(313)	(283)	10.6%	(1,206)	(1,010)	19.4%
Personnel	(175)	(154)	14.1%	(603)	(546)	10.4%
Material	(11)	(14)	-21.2%	(63)	(42)	51.3%
Service	(146)	(127)	14.8%	(610)	(485)	26.0%
Other	19	12	64.8%	71	62	13.8%
<b>PECLD (Delinquency)</b>	(94)	(135)	-30.6%	(336)	(390)	-14.0%
<b>Provisions for Contingencies</b>	(67)	(93)	-28.1%	(221)	(334)	-33.8%
<b>Adjusted EBITDA <sup>(2)</sup></b>	323	226	42.5%	1,399	1,420	-1.5%
<b>EBITDA (ex-VNR)</b>	466	153	205.2%	1,452	1,057	37.4%

(1) Excludes non-recurring items; (2) Adjusted EBITDA including other operating revenues and expenses and non-recurring items.

In 4Q25, Adjusted EBITDA reached R\$323 million (+42.5% YoY), supported by expansion in adjusted gross margin and PECLD improvement, partially offset by PMSO growth. In 2025 YTD, Adjusted EBITDA totaled R\$1.4 billion (-1.5% YoY), pressured primarily by PMSO growth (+19.4% YoY), an impact partially absorbed by stable adjusted gross margin during the year.

PMSO expenses closed the quarter at R\$313 million (+10.6%), driven by the Personnel and Services lines.

The Personnel line totaled R\$175 million in 4Q25 (+14.1% YoY), as part of the Company's headcount rebuilding strategy, necessary to enhance the level of service that the Company has committed to delivering to its customers. In this regard, headcount growth was concentrated in field teams, which accounted for 73% of the absolute increase during the year, with a 41% YoY expansion, and as a consequence of the higher relative weight of these hires, the average cost per headcount declined during the period. It is worth noting that Light anticipated this movement and believes the current headcount level already represents its recurring benchmark. This dynamic was also the directional driver of the Materials line throughout the year, which recorded higher expenses on equipment and vehicle fleet resulting from the personnel increase.

The Services line totaled R\$146 million in 4Q25 (+14.8% YoY), pressured by two main drivers, which also determined the dynamic throughout the year. The first was an increase in expenses on specialized technical advisory services, associated with the Company's current business cycle. The second was the intensification of tree trimming actions in the last two quarters, as a preventive measure under the Summer Plan, plus the absorption of waste collection costs, a service that the Company began performing itself.

Adjusted PECLD totaled R\$94 million in 4Q25 (-30.6% YoY), reaching 2.1% of supply Gross Revenue, vs. 2.9% in 4Q24. The improvement reflects advances in structural delinquency management measures, whose effects continue to materialize progressively in the line's results. In the quarter, the positive impact of agreements signed with Public Authorities stood out, generating reversals throughout the period.

Legal contingencies continue on a consistent and broad improvement trajectory: in 4Q25, the line totaled R\$67 million (-28.1% YoY), and in 2025 YTD, the line totaled R\$221 million (-33.8% YoY), both reflecting improvements in mass litigation provisions. In 2025, the Company reached its lowest case stock level in seven years and the lowest volume of new filings in nine years, milestones that reflect the structural improvement of contingent liabilities and the effectiveness of initiatives implemented throughout the period.

## 2.7 Net Financial Result

(R\$ million)	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Cost of Debt</b>	<b>(186)</b>	<b>1,867</b>	-	<b>(354)</b>	<b>987</b>	-
Net Charges	(96)	645	-	(372)	80	-
Δ FX Exchange and Monetary	(100)	(374)	-73.3%	4	(758)	-
Swap Operations	-	-	-	-	-	-
Financial Investments	37	32	17.9%	223	100	-
Fair Value Adjust.	(27)	1,565	-	(208)	1,565	-
<b>Financial Revenue /Exp.</b>	<b>(127)</b>	<b>(108)</b>	<b>17.4%</b>	<b>(240)</b>	<b>(139)</b>	<b>73.2%</b>
Interest Installments	9	21	-57.8%	56	101	-44.4%
Balance Accounts Adjust.	15	(11)	-	4	(7)	-
CVA adjustments	(5)	(8)	-41.4%	(86)	(59)	46.0%
Other <sup>(1)</sup>	(146)	(110)	33.0%	(214)	(174)	23.4%
<b>Adjusted Financial Result</b>	<b>(313)</b>	<b>1,759</b>	-	<b>(594)</b>	<b>848</b>	-

In 4Q25, the Adjusted Net Financial Result totaled R\$313 million (negative), reversing the R\$1.8 billion gain recorded in 4Q24, a period strongly influenced by the positive Fair Value Adjustment (AVJ) recorded at the time of the debt restructuring.

Debt cost of R\$186 million was composed of: (i) net financial charges of R\$96 million, concentrated mainly in the IPCA+5% debentures spread and the CDI+0.5% debt cost; and (ii) foreign exchange and monetary variation of R\$100 million, slightly more than half of which related to IPCA indexation on the principal of local debentures. Additionally, financial investment income contributed positively to the result in the period, totaling R\$37 million.

Throughout the quarter, the Company paid the semiannual coupons on its debt instruments, except for the IPCA+3% debentures and the 2.26% Notes, whose contracts provide for PIK accrual, capitalized to principal with no cash impact in the quarter.

In the quarter, the financial revenues and expenses line totaled R\$127 million in expenses, an increase of 17.4% YoY compared to R\$108 million in 4Q24, pressured by a 33.0% YoY increase in the 'other items' line.

(1) Excludes non-recurring items

## 2.8 Net Income

Net income totaled R\$348 million (negative) in 4Q25. In 2025 YTD, the DisCo closed the year with reported Net Income of R\$95 million, vs. R\$1,571 million in 2024, a comparison affected by the accounting effects of the financial restructuring recorded in the prior year.

## 2.9 Debt

<i>(R\$ million)</i>	<b>Dec-25</b>	<b>Dec-24</b>	<b>Δ%</b>	<b>Sep-25</b>	<b>Δ%</b>
<b>Gross Debt</b>	<b>6,383</b>	<b>6,047</b>	<b>5.6%</b>	<b>6,268</b>	<b>1.8%</b>
<b>Short-term</b>	<b>79</b>	<b>47</b>	<b>69.2%</b>	<b>132</b>	<b>-39.6%</b>
Local Currency	78	7	942.8%	118	-34.1%
Foreign currency	1	39	-96.2%	13	-88.6%
<b>Long-term</b>	<b>6,304</b>	<b>6,000</b>	<b>5.1%</b>	<b>6,136</b>	<b>2.7%</b>
Local Currency	4,949	4,547	8.8%	4,840	2.3%
Foreign currency	1,355	1,452	-6.7%	1,297	4.5%
<b>Cash Position</b>	<b>626</b>	<b>1,513</b>	<b>-58.6%</b>	<b>1,385</b>	<b>-54.8%</b>
<b>Net Debt</b>	<b>5,757</b>	<b>4,534</b>	<b>27.0%</b>	<b>4,883</b>	<b>17.9%</b>

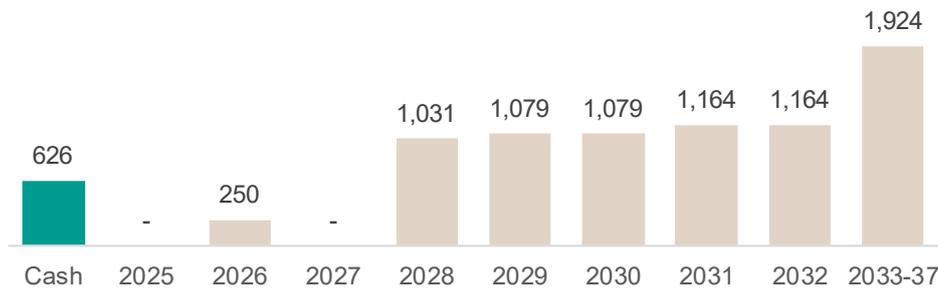
DisCo Gross Debt closed the period at R\$6.4 billion, a 5.6% increase compared to December 2024, a base that already reflected the new instruments resulting from the Company's debt restructuring. With a predominantly long-term profile (98.8%), with the first amortization scheduled for 2028 (as shown in the following chart), at quarter-end the average principal maturity of Light SESA's debt was 6.2 years. Domestic-currency debt totaled R\$5.0 billion, or 79% of the total amount, while foreign-currency debt totaled R\$1.4 billion. At year-end, the average debt cost closed at approximately IPCA + 4.24% p.a.

Net Debt was R\$5.8 billion, a 27.0% increase compared to Dec/24, explained by cash dynamics.

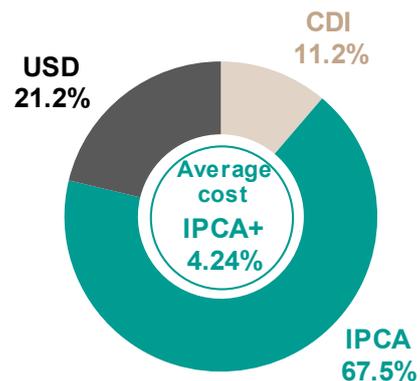
The DisCo's cash closed the period at R\$626 million, a reduction of approximately 60% compared to December 2024. This variation can be fully explained by the build-up of net CVA receivables, as commented in section 2.5. During the quarter, the mismatch exceeded R\$700 million, and on a year-to-date basis exceeded R\$900 million.

### Debt amortization schedule

(R\$ million)



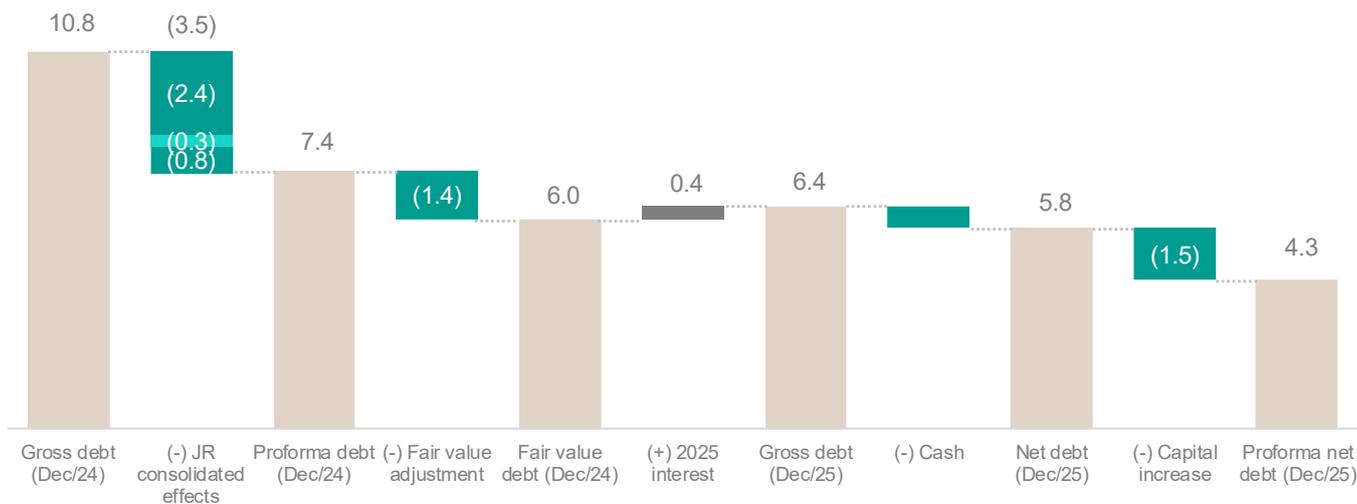
### Debt by index



It is worth adding that the improvement in Light SESA's debt profile, in the context of the restructuring, does not yet incorporate the planned private Capital Increase of up to R\$1.5 billion, to be completed within 90 days of signing the new Concession Agreement, an event that, once completed, will contribute to a further reduction in the Company's leverage.

### Light SESA Debt Evolution

(R\$ billion)



## 3.0 Light Energia + Light COM

### 3.1 Operational Context

#### Hydrological Scenario

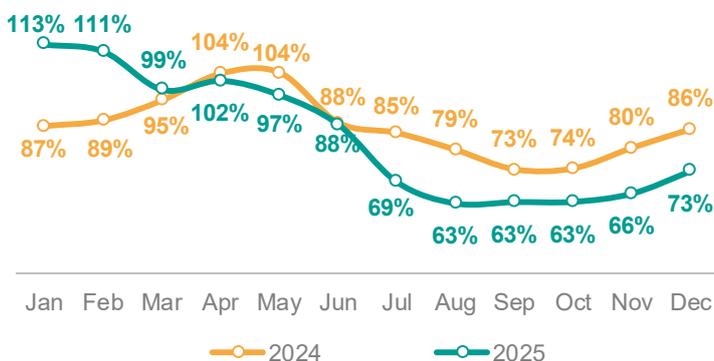
In 4Q25, observed inflows were considerably below those recorded in 4Q24, with a decline of approximately 25% during the period. System load, on the other hand, showed a slight positive variation of 0.1% YoY (80.4 GWm at the end of 4Q25). The combination of these factors resulted in Stored Energy (EAR) at the end of 4Q25 approximately 8% below the level recorded at the end of 4Q24.

It is worth noting that the adverse hydrological scenario was concentrated in the second half of the year. 1H25 was marked by more favorable inflow conditions, with GSF above 100% in the first three months of the year, reaching 113% in January, which allowed the Company to operate with energy allocation above its Guaranteed Capacity during the period. The progressive deterioration of inflows from July onward, with GSF declining to levels between 63% and 73% throughout 3Q25 and 4Q25, concentrated the operational impact in the second half, without compromising the generation portfolio's delivery capacity during the period of greatest water availability.

As a consequence of the deterioration in National Interconnected System (SIN) inflows, the quarter's average GSF declined compared to 4Q24, in line with the more conservative posture (more averse to hydrological risk) adopted by sector models. Despite Net Guaranteed Capacity reaching 593 MWm in the period (+4.7% YoY), above 4Q24 levels, the decline in GSF caused the Company's Allocated Energy to fall to 406 MWm (-11.0% YoY), requiring a greater need for energy purchases to hedge the portfolio.

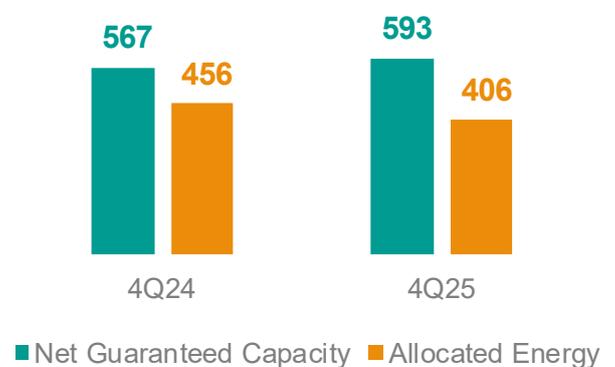
#### GSF

(%)



#### Guaranteed Capacity and Allocated Energy

(MWmed)

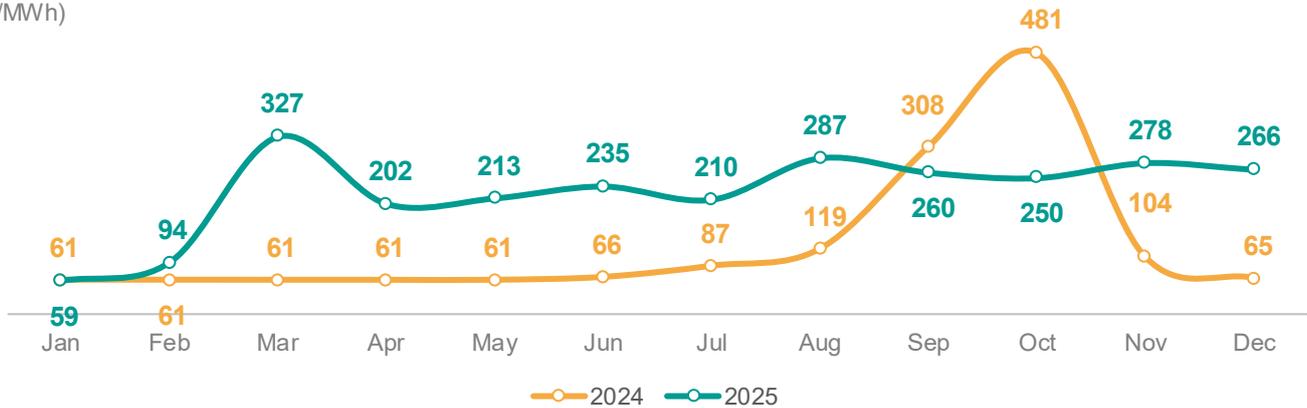


## Price Scenario

In this scenario of hydrological deterioration and greater risk aversion from sector models, the average PLD reached R\$265/MWh in 4Q25, a level 22.4% above that recorded in the same quarter of the prior year. In 2025 YTD, the average PLD reached R\$224/MWh, significantly above the 2024 level (+74.7% YoY).

### Average monthly PLD

(R\$/MWh)



## Energy Trading

The volume traded by Light COM reached 1,070 MMWh in 4Q25, a 12.5% contraction compared to the volume recorded in 4Q24, reflecting the repositioning of the contract portfolio throughout the year. The incentivized energy portfolio showed significant growth, advancing 28.2% YoY, increasing its share in the sales mix to 12.5% of total volume in the quarter.

Despite the adverse hydrological scenario in 4Q25, the Company closed the year with a solid contractual position for 2026, which already ensures robustness to the Generation and Trading segment's cash generation. At the same time, the portfolio maintains an uncontracted energy portion that positions the Company to capture additional margin in an environment of high short-term prices, providing the operation with flexibility to maximize results throughout the year.

## 3.0 Light Energia + Trading

### 3.2 Financial Performance

<i>(R\$ million)</i>	<b>4Q25</b>	<b>4Q24</b>	<b>Δ%</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>	<b>Δ%</b>
<b>Net Revenue</b>	<b>453</b>	<b>621</b>	<b>-27.1%</b>	<b>1,550</b>	<b>1,399</b>	<b>10.8%</b>
<b>Purchased Electricity</b>	<b>(318)</b>	<b>(409)</b>	<b>-22.1%</b>	<b>(1,009)</b>	<b>(639)</b>	<b>57.9%</b>
<b>Gross profit</b>	<b>135</b>	<b>213</b>	<b>-36.8%</b>	<b>541</b>	<b>760</b>	<b>-28.8%</b>
<b>PMSO</b>	<b>(36)</b>	<b>(20)</b>	<b>78.2%</b>	<b>(101)</b>	<b>(65)</b>	<b>56.0%</b>
Personnel	(14)	(8)	68.0%	(44)	(29)	49.7%
Material	(2)	(0)	312.4%	(3)	(1)	147.2%
Outsourced Services	(11)	(9)	22.8%	(36)	(26)	41.0%
Others	(9)	(2)	325.0%	(18)	(8)	110.1%
<b>Contingency</b>	<b>0</b>	<b>(2)</b>	<b>-</b>	<b>4</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>
<b>Adjusted EBITDA <sup>(1)</sup></b>	<b>99</b>	<b>191</b>	<b>-48.2%</b>	<b>444</b>	<b>695</b>	<b>-36.1%</b>
<b>Mark-to-Market Effect</b>	<b>23</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>143</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Other Oper. Revenue/Expense</b>	<b>(67)</b>	<b>10</b>	<b>-</b>	<b>(73)</b>	<b>(49)</b>	<b>47.9%</b>
<b>CVM EBITDA</b>	<b>55</b>	<b>202</b>	<b>-72.8%</b>	<b>515</b>	<b>645</b>	<b>-20.3%</b>

Combined Net Revenue from Generation and Trading totaled R\$453 million in 4Q25 (-27.1% YoY), reflecting the operational dynamics discussed in the previous section and the expiration of significant contracts in 2024.

Adjusted EBITDA totaled R\$99 million in 4Q25, a 48.2% YoY contraction, impacted by gross margin compression, accentuated by the expiration of relevant contracts as mentioned above, and by PMSO growth. In the quarter, PMSO dynamics were influenced primarily by the Personnel line (+68.0% YoY) and Others (+325.0% YoY), reflecting structural adequacy initiatives and support for the growth of trading operations in a scenario of greater volatility.

Reported EBITDA totaled R\$55 million in 4Q25 (-72.8% YoY). The difference from Adjusted EBITDA reflects, in the quarter, the positive R\$23 million mark-to-market effect of Light COM contracts, more than offset by R\$67 million in other operating expenses.

(1) Excludes other operating revenues and expenses and the mark-to-market effect of Light COM contracts.

### 3.3 Net Financial Result

	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Cost of Debt</b>	<b>(17)</b>	<b>(96)</b>	<b>-82.6%</b>	<b>35</b>	<b>(233)</b>	<b>-</b>
Net Charges	(27)	(25)	5.1%	(99)	(86)	14.8%
Δ FX Exchange and Monetary	(33)	(102)	-67.8%	53	(253)	-
Swap Operations	6	(3)	-	(48)	(18)	164.7%
Financial Investments	38	25	54.8%	132	114	16.3%
Fair Value Adjust.	(1)	10	-	(3)	10	-
<b>Financial Revenue /Exp.</b>	<b>4</b>	<b>(0)</b>	<b>-</b>	<b>22</b>	<b>(24)</b>	<b>-</b>
Balance Accounts Adjust.	(1)	(0)	34.6%	(1)	2	-
Other	4	0	2060.9%	23	(27)	-
<b>Financial Result</b>	<b>(13)</b>	<b>(96)</b>	<b>-86.4%</b>	<b>57</b>	<b>(257)</b>	<b>-</b>

The Net Financial Result of Generation and Trading operations showed significant improvement, moving from negative R\$96 million in 4Q24 to negative R\$13 million in 4Q25, benefited by lower debt carrying costs, less foreign exchange pressure in the period, and a greater contribution from financial investments (+54.8% YoY). The lower Gross Debt in the period reflected the partial repurchase in the reverse auction of May 2025, when 24.19% of the Notes maturing in 2026 were repurchased at a 5% discount, as provided for in the Judicial Reorganization Plan.

### 3.4 Net Income

In the quarter, the combined operations of Light Energia and Light COM recorded Net Income of R\$24 million, vs. R\$58 million in 4Q24, reflecting greater pressure on gross margin and higher costs as support for the growth of trading operations.

## 3.5 Debt Light Energia

	Dec-25	Dec-24	Δ%	Sep-25	Δ%
<b>Gross Debt</b>	<b>1,580</b>	<b>2,141</b>	<b>-26.2%</b>	<b>1,568</b>	<b>0.8%</b>
<b>Short-term</b>	<b>1,139</b>	<b>678</b>	<b>68.0%</b>	<b>1,093</b>	<b>4.2%</b>
Local Currency	255	477	-46.6%	251	1.6%
Foreign currency	884	201	339.3%	842	5.0%
<b>Long-term</b>	<b>441</b>	<b>1,463</b>	<b>-69.8%</b>	<b>476</b>	<b>-7.2%</b>
Local Currency	441	794	-44.4%	476	-7.2%
Foreign currency	-	669	-	-	-
<b>Cash Position</b>	<b>973</b>	<b>1,384</b>	<b>-29.7%</b>	<b>1,112</b>	<b>-12.5%</b>
<b>Net Debt</b>	<b>608</b>	<b>757</b>	<b>-19.7%</b>	<b>457</b>	<b>33.1%</b>

In 4Q25, Light Energia reported Gross Debt of R\$1.6 billion, a 26.2% decline compared to December 2024. The cash position of R\$973 million declined accordingly, down 29.7% YoY. Both figures reflected primarily: (i) the effect of the Reverse Auction result, with the repurchase of approximately USD 51 million at a 5% discount (24.19% of outstanding Notes); and (ii) the favorable foreign exchange effect from Brazilian real appreciation year over year on foreign-currency debt (55% of total Gross Debt). The growth in short-term foreign-currency debt reflects the reclassification of the 2026 Notes, due to their maturity in June of this year.

At quarter-end, Net Debt totaled R\$608 million, representing a 19.7% YoY decline.

## Annex I - EBITDA Reconciliation

### Light SESA (DisCo)

<i>(R\$ million)</i>	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Net Income (Loss)</b>	(76)	1,822	-	95	1,571	-94.0%
(-) Income Tax/Social Contribution	-	-	-	-	-	-
(-) Deferred Inc. Tax/Social Contribution	(92)	(37)	146.3%	(292)	5	-
<b>EBT</b>	<b>16</b>	<b>1,859</b>	<b>-99.2%</b>	<b>387</b>	<b>1,566</b>	<b>-75.3%</b>
(-) Depreciation and Amortization	(200)	(223)	-10.2%	(780)	(767)	1.7%
(-) Financial Revenue (Expense)	(313)	1,759	-	(695)	848	-
<b>CVM EBITDA</b>	<b>528</b>	<b>323</b>	<b>63.6%</b>	<b>1,862</b>	<b>1,485</b>	<b>25.4%</b>
(-) New Replacement Value (NRV)	62	170	-63.5%	410	428	-4.2%
<b>EBITDA ex-NVR</b>	<b>466</b>	<b>153</b>	<b>205.2%</b>	<b>1,452</b>	<b>1,057</b>	<b>37.4%</b>
(-) Other Operating Revenue/Expense	(17)	(18)	-8.7%	(107)	(162)	-33.8%
(-) Non-recurring effects	160	(55)	-	160	(202)	-
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>323</b>	<b>226</b>	<b>42.5%</b>	<b>1,399</b>	<b>1,420</b>	<b>-1.5%</b>

### Light Energia + Com. (Generation & Trading)

<i>(R\$ million)</i>	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Net Income (Loss)</b>	<b>24</b>	<b>58</b>	<b>-58.9%</b>	<b>317</b>	<b>155</b>	<b>104.8%</b>
(-) Income Tax/Social Contribution	15	18	-18.0%	(79)	(57)	38.0%
(-) Deferred Inc. Tax/Social Contribution	(0)	(34)	-99.9%	(45)	(50)	-9.9%
<b>EBT</b>	<b>9</b>	<b>74</b>	<b>-87.8%</b>	<b>441</b>	<b>262</b>	<b>68.3%</b>
(-) Depreciation and Amortization	(33)	(32)	3.5%	(131)	(126)	3.4%
(-) Financial Revenue (Expense)	(13)	(96)	-86.4%	57	(257)	-
<b>CVM EBITDA</b>	<b>55</b>	<b>202</b>	<b>-72.8%</b>	<b>515</b>	<b>645</b>	<b>-20.3%</b>
(+/-) Light COM. MtM effect	23	-	-	143	-	-
(-) Other Operating Revenue/Expense	(67)	10	-	(73)	(49)	47.9%
(-) Non-recurring effects	-	-	-	-	-	-
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>99</b>	<b>191</b>	<b>-48.2%</b>	<b>444</b>	<b>695</b>	<b>-36.1%</b>



## Annex II - Consolidated Quarterly Income Statement

(R\$ million)	Adjusted			Reported		
	4Q25	4Q24 <sup>(2)</sup>	Δ%	4Q25	4Q24 <sup>(2)</sup>	Δ%
<b>Net Operating Revenue</b>	<b>4,167</b>	<b>4,196</b>	<b>-0.7%</b>	<b>4,167</b>	<b>4,115</b>	<b>1.3%</b>
Purchased Electricity	(2,956)	(2,852)	3.7%	(2,956)	(3,146)	-6.0%
Construction Cost	(220)	(245)	-10.0%	(220)	(245)	-10.0%
<b>Gross Margin</b>	<b>990</b>	<b>1,099</b>	<b>-9.9%</b>	<b>990</b>	<b>724</b>	<b>36.8%</b>
<b>Operating Expense</b>	<b>(761)</b>	<b>(836)</b>	<b>-9.0%</b>	<b>(601)</b>	<b>(516)</b>	<b>16.5%</b>
<b>PMSO</b>	<b>(350)</b>	<b>(310)</b>	<b>13.0%</b>	<b>(350)</b>	<b>(112)</b>	<b>211.9%</b>
Personnel	(203)	(165)	23.2%	(203)	(161)	26.5%
Material	(13)	(14)	-6.6%	(13)	(11)	27.8%
Outsourced Services	(99)	(139)	-28.9%	(99)	(81)	21.7%
Others	(34)	9	-	(34)	140	-
Depreciation and Amortization	(235)	(255)	-7.7%	(235)	(255)	-7.7%
Contingency	(66)	(94)	-29.8%	94	(94)	-
PECLD (delinquency)	(94)	(135)	-30.6%	(94)	(12)	658.2%
Mark-to-market effect	23	-	-	23	-	-
Equity Income	(39)	(42)	-8.1%	(39)	(42)	-
<b>Other Oper. Revenue/Expense</b>	<b>(133)</b>	<b>130</b>	<b>-</b>	<b>(133)</b>	<b>130</b>	<b>-</b>
<b>Financial Revenue/Expense</b>	<b>(368)</b>	<b>1,610</b>	<b>-</b>	<b>(368)</b>	<b>1,610</b>	<b>-</b>
Financial Revenue	153	413	-62.9%	153	413	-62.9%
Financial Expense	(521)	1,198	-	(521)	1,198	-
<b>Income Before Taxes</b>	<b>(271)</b>	<b>2,004</b>	<b>-</b>	<b>(111)</b>	<b>1,948</b>	<b>-</b>
Income Tax/Social Contribution	16	18	-13.6%	16	18	-13.6%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(92)	(71)	29.1%	(92)	(71)	29.1%
<b>Net Income</b>	<b>(348)</b>	<b>1,950</b>	<b>-</b>	<b>(187)</b>	<b>1,895</b>	<b>-</b>
<b>Adjusted EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>418</b>	<b>390</b>	<b>7.2%</b>			

(1) Excludes NRV, other operating revenues/expenses, mark-to-market effect of Light COM contracts, equity equivalence, and non-recurring items; (2) Restated figures, per Note 3.25 of the Financial Statements.

## Annex II - Consolidated YTD Income Statement

(R\$ million)	Adjusted			Reported		
	2025	2024 <sup>(2)</sup>	Δ%	2025	2024 <sup>(2)</sup>	Δ%
<b>Net Operating Revenue</b>	<b>14,996</b>	<b>15,057</b>	<b>-0.4%</b>	<b>14,996</b>	<b>14,876</b>	<b>0.8%</b>
Purchased Electricity	(9,781)	(9,964)	-1.8%	(9,781)	(10,258)	-4.6%
Construction Cost	(1,109)	(770)	44.1%	(1,109)	(770)	44.1%
<b>Gross Margin</b>	<b>4,106</b>	<b>4,323</b>	<b>-5.0%</b>	<b>4,106</b>	<b>3,848</b>	<b>6.7%</b>
<b>Operating Expense</b>	<b>(2,673)</b>	<b>(2,759)</b>	<b>-3.1%</b>	<b>(2,513)</b>	<b>(2,485)</b>	<b>1.1%</b>
<b>PMSO</b>	<b>(1,308)</b>	<b>(1,097)</b>	<b>19.2%</b>	<b>(1,308)</b>	<b>(1,097)</b>	<b>19.2%</b>
Personnel	(685)	(583)	17.4%	(685)	(583)	17.4%
Material	(75)	(44)	71.8%	(75)	(44)	71.8%
Outsourced Services	(601)	(521)	15.3%	(601)	(521)	15.3%
Others	52	50	3.2%	52	50	3.2%
Depreciation and Amortization	(916)	(894)	2.5%	(916)	(894)	2.5%
Contingency	(218)	(335)	-34.9%	(58)	(335)	-82.8%
PECLD (delinquency)	(336)	(390)	-14.0%	(336)	(117)	186.9%
Mark-to-market effect	143	-	-	143	-	-
Equity Income	(39)	(42)	-8.1%	(39)	(42)	-8.1%
<b>Other Oper. Revenue/Expense</b>	<b>(325)</b>	<b>(235)</b>	<b>38.1%</b>	<b>(325)</b>	<b>(186)</b>	<b>74.7%</b>
<b>Financial Revenue/Expense</b>	<b>(536)</b>	<b>568</b>	<b>-</b>	<b>(638)</b>	<b>568</b>	<b>-</b>
Financial Revenue	601	825	-27.1%	601	825	-27.1%
Financial Expense	(1,138)	(257)	342.8%	(1,239)	(257)	382.3%
<b>Income Before Taxes</b>	<b>572</b>	<b>1,898</b>	<b>-69.9%</b>	<b>631</b>	<b>1,745</b>	<b>-63.9%</b>
Income Tax/Social Contribution	(81)	(40)	99.3%	(81)	(57)	41.0%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(337)	(45)	655.5%	(337)	(45)	655.5%
<b>Net Income</b>	<b>154</b>	<b>1,813</b>	<b>-91.5%</b>	<b>213</b>	<b>1,644</b>	<b>-87.0%</b>
<b>Adjusted EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>1,834</b>	<b>2,072</b>	<b>-11.5%</b>			

(1) Excludes NRV, other operating revenues/expenses, mark-to-market effect of Light COM contracts, equity equivalence, and non-recurring items; (2) Restated figures, per Note 3.25 of the Financial Statements.



## Annex III - DisCo Quarterly Income Statement

(R\$ million)	Adjusted			Reported		
	4Q25	4Q24	Δ%	4Q25	4Q24	Δ%
<b>Net Operating Revenue</b>	<b>3,731</b>	<b>3,587</b>	<b>4.0%</b>	<b>3,731</b>	<b>3,506</b>	<b>6.4%</b>
Purchased Electricity	(2,652)	(2,434)	8.9%	(2,652)	(2,729)	-2.8%
Construction Cost	(220)	(245)	-10.0%	(220)	(245)	-10.0%
<b>Gross Margin</b>	<b>858</b>	<b>907</b>	<b>-5.4%</b>	<b>858</b>	<b>532</b>	<b>61.3%</b>
<b>Operating Expense</b>	<b>(674)</b>	<b>(734)</b>	<b>-8.2%</b>	<b>(513)</b>	<b>(413)</b>	<b>24.1%</b>
<b>PMSO</b>	<b>(313)</b>	<b>(283)</b>	<b>10.6%</b>	<b>(313)</b>	<b>(85)</b>	<b>266.7%</b>
Personnel	(175)	(154)	14.1%	(175)	(149)	17.4%
Material	(11)	(14)	-21.2%	(11)	(10)	9.8%
Outsourced Services	(146)	(127)	14.8%	(146)	(69)	110.6%
Others	19	12	64.8%	19	143	-86.6%
Depreciation and Amortization	(200)	(223)	-10.2%	(200)	(223)	-10.2%
Contingency Provisions	(67)	(93)	-28.1%	94	(93)	-
PECLD (delinquency)	(94)	(135)	-30.6%	(94)	(12)	658.2%
<b>Other Oper. Revenue/Expense</b>	<b>(17)</b>	<b>(18)</b>	<b>-8.7%</b>	<b>(17)</b>	<b>(18)</b>	<b>-8.7%</b>
<b>Financial Revenue/Expense</b>	<b>(313)</b>	<b>1,759</b>	<b>-</b>	<b>(313)</b>	<b>1,759</b>	<b>-</b>
Financial Revenue	110	345	-68.0%	110	345	-68.0%
Financial Expense	(423)	1,414	-	(423)	1,414	-
<b>Income Before Taxes</b>	<b>(145)</b>	<b>1,914</b>	<b>-</b>	<b>16</b>	<b>1,859</b>	<b>-99.2%</b>
Income Tax/Social Contribution	-	-	-	-	-	-
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(92)	(37)	146.3%	(92)	(37)	146.3%
<b>Net Income</b> <sup>(1)</sup>	<b>(237)</b>	<b>1,877</b>	<b>-</b>	<b>(76)</b>	<b>1,822</b>	<b>-</b>
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>323</b>	<b>226</b>	<b>42.5%</b>			

(1) Excludes NRV, other operating revenues/expenses, equity equivalence, and non-recurring items, as shown in the reconciliation in Annex I.

## Annex III - DisCo YTD Income Statement

(R\$ million)	Adjusted			Reported		
	2025	2024	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Net Operating Revenue</b>	<b>13,510</b>	<b>13,708</b>	<b>-1.4%</b>	<b>13,510</b>	<b>13,528</b>	<b>-0.1%</b>
Purchased Electricity	(8,828)	(9,355)	-5.6%	(8,828)	(9,650)	-8.5%
Construction Cost	(1,109)	(770)	44.1%	(1,109)	(770)	44.1%
<b>Gross Margin</b>	<b>3,572</b>	<b>3,583</b>	<b>-0.3%</b>	<b>3,572</b>	<b>3,108</b>	<b>14.9%</b>
<b>Operating Expense</b>	<b>(2,543)</b>	<b>(2,502)</b>	<b>1.6%</b>	<b>(2,383)</b>	<b>(2,229)</b>	<b>6.9%</b>
<b>PMSO</b>	<b>(1,206)</b>	<b>(1,010)</b>	<b>19.4%</b>	<b>(1,206)</b>	<b>(1,010)</b>	<b>19.4%</b>
Personnel	(603)	(546)	10.4%	(603)	(546)	10.4%
Material	(63)	(42)	51.3%	(63)	(42)	51.3%
Outsourced Services	(610)	(485)	26.0%	(610)	(485)	26.0%
Others	71	62	13.8%	71	62	13.8%
Depreciation and Amortization	(780)	(767)	1.7%	(780)	(767)	1.7%
Contingency Provisions	(221)	(334)	-33.8%	(61)	(334)	-81.8%
PECLD (delinquency)	(336)	(390)	-14.0%	(336)	(117)	186.9%
<b>Other Oper. Revenue/Expense</b>	<b>(107)</b>	<b>(162)</b>	<b>-33.8%</b>	<b>(107)</b>	<b>(162)</b>	<b>-33.8%</b>
<b>Financial Revenue/Expense</b>	<b>(594)</b>	<b>848</b>	<b>-</b>	<b>(695)</b>	<b>848</b>	<b>-</b>
Financial Revenue	449	630	-28.7%	449	630	-28.7%
Financial Expense	(1,043)	218	-	(1,145)	218	-
<b>Income Before Taxes</b>	<b>328</b>	<b>1,767</b>	<b>-81.4%</b>	<b>387</b>	<b>1,566</b>	<b>-75.3%</b>
Income Tax/Social Contribution	-	-	-	-	-	-
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(292)	5	-	(292)	5	-
<b>Net Income</b> <sup>(1)</sup>	<b>36</b>	<b>1,773</b>	<b>-98.0%</b>	<b>95</b>	<b>1,571</b>	<b>-94.0%</b>
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>1,399</b>	<b>1,420</b>	<b>-1.5%</b>			

(1) Excludes NRV, other operating revenues/expenses, equity equivalence, and non-recurring items, as shown in the reconciliation in Annex I.

## Annex IV - GenCo and Trading Company Quarterly Income Statement

(R\$ million)	Adjusted			Reported		
	4Q25	4Q24	Δ%	4Q25	4Q24	Δ%
<b>Net Operating Revenue</b>	<b>453</b>	<b>621</b>	<b>-27.1%</b>	<b>453</b>	<b>621</b>	<b>-27.1%</b>
Purchased Electricity	(318)	(409)	-22.1%	(318)	(409)	-22.1%
<b>Gross Margin</b>	<b>135</b>	<b>213</b>	<b>-36.8%</b>	<b>135</b>	<b>213</b>	<b>-36.8%</b>
<b>Operating Expense</b>	<b>(46)</b>	<b>(53)</b>	<b>-14.6%</b>	<b>(46)</b>	<b>(53)</b>	<b>-14.6%</b>
<b>PMSO</b>	<b>(36)</b>	<b>(20)</b>	<b>78.2%</b>	<b>(36)</b>	<b>(20)</b>	<b>78.2%</b>
Personnel	(14)	(8)	68.0%	(14)	(8)	68.0%
Material	(2)	(0)	312.4%	(2)	(0)	312.4%
Outsourced Services	(11)	(9)	22.8%	(11)	(9)	22.8%
Others	(9)	(2)	325.0%	(9)	(2)	325.0%
Depreciation and Amortization	(33)	(32)	3.5%	(33)	(32)	3.5%
Contingency Provisions	0	(2)	-	0	(2)	-
Mark-to-market effect	23	-	-	23	-	-
<b>Other Oper. Revenue/Expense</b>	<b>(67)</b>	<b>10</b>	<b>-</b>	<b>(67)</b>	<b>10</b>	<b>-</b>
<b>Financial Revenue/Expense</b>	<b>(13)</b>	<b>(96)</b>	<b>-86.4%</b>	<b>(13)</b>	<b>(96)</b>	<b>-86.4%</b>
Financial Revenue	60	68	-12.0%	60	68	-12.0%
Financial Expense	(73)	(164)	-55.6%	(73)	(164)	-55.6%
<b>Income Before Taxes</b>	<b>9</b>	<b>74</b>	<b>-87.8%</b>	<b>9</b>	<b>74</b>	<b>-87.8%</b>
Income Tax/Social Contribution	15	18	-18.0%	15	18	-18.0%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(0)	(34)	-99.9%	(0)	(34)	-99.9%
<b>Net Income</b>	<b>24</b>	<b>58</b>	<b>-58.9%</b>	<b>24</b>	<b>58</b>	<b>-58.9%</b>
<b>Adjusted EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>99</b>	<b>191</b>	<b>-48.2%</b>			

(1) Excludes other operating revenues and expenses and the mark-to-market effect of Light COM contracts., as shown in the reconciliation in Annex I.

## Annex IV - GenCo and Trading Company YTD Income Statement

(R\$ million)	Adjusted			Reported		
	2025	2024	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Net Operating Revenue</b>	<b>1,550</b>	<b>1,399</b>	<b>10.8%</b>	<b>1,550</b>	<b>1,399</b>	<b>10.8%</b>
Purchased Electricity	(1,009)	(639)	57.9%	(1,009)	(639)	57.9%
<b>Gross Margin</b>	<b>541</b>	<b>760</b>	<b>-28.8%</b>	<b>541</b>	<b>760</b>	<b>-28.8%</b>
<b>Operating Expense</b>	<b>(84)</b>	<b>(191)</b>	<b>-56.1%</b>	<b>(84)</b>	<b>(191)</b>	<b>-56.1%</b>
<b>PMSO</b>	<b>(101)</b>	<b>(65)</b>	<b>56.0%</b>	<b>(101)</b>	<b>(65)</b>	<b>56.0%</b>
Personnel	(44)	(29)	49.7%	(44)	(29)	49.7%
Material	(3)	(1)	147.2%	(3)	(1)	147.2%
Outsourced Services	(36)	(26)	41.0%	(36)	(26)	41.0%
Others	(18)	(8)	110.1%	(18)	(8)	110.1%
Depreciation and Amortization	(131)	(126)	3.4%	(131)	(126)	3.4%
Contingency Provisions	4	(1)	-	4	(1)	-
Mark-to-market effect	143	-	-	143	-	-
<b>Other Oper. Revenue/Expense</b>	<b>(73)</b>	<b>11</b>	<b>-</b>	<b>(73)</b>	<b>(49)</b>	<b>47.9%</b>
<b>Financial Revenue/Expense</b>	<b>57</b>	<b>(257)</b>	<b>-</b>	<b>57</b>	<b>(257)</b>	<b>-</b>
Financial Revenue	178	176	1.3%	178	176	1.3%
Financial Expense	(122)	(433)	-71.9%	(122)	(433)	-71.9%
<b>Income Before Taxes</b>	<b>441</b>	<b>322</b>	<b>36.9%</b>	<b>441</b>	<b>262</b>	<b>68.3%</b>
Income Tax/Social Contribution	(79)	(41)	94.8%	(79)	(57)	38.0%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(45)	(50)	-9.9%	(45)	(50)	-9.9%
<b>Net Income</b>	<b>317</b>	<b>231</b>	<b>36.9%</b>	<b>317</b>	<b>155</b>	<b>104.8%</b>
<b>Adjusted EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>444</b>	<b>695</b>	<b>-36.1%</b>			

(1) Excludes other operating revenues and expenses and the mark-to-market effect of Light COM contracts., as shown in the reconciliation in Annex I.

## Annex V - Consolidated Balance Sheet

### Assets

<i>(R\$ million)</i>	31.12.2025	31.12.2024 <sup>(1)</sup>
<b>Current</b>	<b>5,313</b>	<b>6,934</b>
Cash and cash equivalents	111	186
Marketable securities	1,636	2,904
Trade accounts receivable	1,685	1,725
Inventory	92	80
Taxes and contributions recoverable	367	1,125
Prepaid expenses	21	26
Dividends and interest on equity receivable	-	-
Receivables for services provided	27	19
Derivative financial instruments swaps	3	-
Outstanding balances of derivative financial instruments such as swaps	-	-
Fair value in the purchase and sale of energy	665	305
Other receivables	707	565
<b>Non-current</b>	<b>20,421</b>	<b>18,410</b>
Trade accounts receivable	1,058	994
Taxes and contributions recoverable	2,896	1,924
Deferred taxes	247	555
Deposits related to litigation	389	379
Derivative financial instruments – swaps	20	21
Mutual loan with related parties	-	-
Concession financial assets	10,922	9,724
Fair value in the purchase and sale of energy	324	268
Other receivables	37	34
Sectoral financial assets	129	-
Contract assets – infrastructure under construction	763	519
Investments	203	229
Property, plant and equipment	2,123	2,039
Intangible assets	972	1,478
Right-of-use assets	336	247
<b>Total Assets</b>	<b>25,733</b>	<b>25,344</b>

(1) Restated amounts, in accordance with Note 3.25 of the Financial Statements (DFP)

## Annex V - Consolidated Balance Sheet (cont.)

### Liabilities

(R\$ million)

	31.12.2025	31.12.2024 <sup>(1)</sup>
<b>Current</b>	<b>6,506</b>	5,034
Trade accounts payable	2,748	2,253
Taxes and contributions payable	359	164
Deferred taxes	9	-
Loans and financing	963	533
Debentures	242	171
Dividends payable	-	-
Financial instruments derivatives swaps	16	-
Remaining balances of derivative financial instruments swaps	-	21
Industry financial liabilities	74	175
Labor liabilities	164	130
Post-employment benefits	31	29
Amounts refundable to consumers	-	202
Lease obligations	78	43
Regulatory charges	431	347
Fair value in the purchase and sale of energy	569	260
Other debits	822	708
<b>Non-current</b>	<b>13,779</b>	<b>15,091</b>
Loans and financing	2,023	3,253
Debentures	6,468	5,549
Remaining balances of derivative financial instruments swaps	-	406
Industry financial liabilities	-	730
Taxes and contributions payable	50	51
Deferred taxes	318	291
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	3,864	4,012
Post-employment benefits	182	169
Lease obligations	297	233
Amounts refundable to consumers	246	18
Fair value in the purchase and sale of energy	290	335
Other debits	41	45
<b>Equity</b>	<b>5,449</b>	<b>5,218</b>
Share capital	5,392	5,392
Capital reserve	359	356
Accumulated losses	(367)	(594)
Asset valuation adjustments	228	242
Other comprehensive income	(163)	(178)
<b>Total Liabilities</b>	<b>25,733</b>	<b>25,344</b>

(1) Restated amounts, in accordance with Note 3.25 of the Financial Statements (DFP)

 Back to index

## Annex VI - Debt by Instrument in 4Q25

### Consolidated

<i>(R\$ million)</i>	Face Value	Fair Value Adjust.	Fair Value
Light SESA	7,528	(1,145)	6,384
Light Energia	1,582	(2)	1,580
Convertible - Local	1,663	(473)	1,190
Convertible - Foreign	571	(63)	508
Non-opting Creditor - Local	55	(35)	20
Non-opting Creditor - Foreign	22	(13)	8
<b>Total</b>	<b>11,420</b>	<b>(1,730)</b>	<b>9,690</b>

Note: 1) Financial creditors debt accounted for in accordance with the conditions of the JR Plan (CDI+0.5%), despite the delivery of new securities having occurred after the quarter end.

### DisCo (Light SESA)

<i>(R\$ million)</i>	Face Value	Fair Value Adjust.	Fair Value
IPCA + 5%	3,411	(362)	3,049
IPCA + 3%	1,748	(485)	1,262
USD @ 4.21%	1,064	(124)	941
USD @ 2.26%	577	(161)	416
CDI + 0,5%	728	(12)	716
<b>Total</b>	<b>7,528</b>	<b>(1,145)</b>	<b>6,384</b>

Note: 1) Financial creditors debt accounted for in accordance with the conditions of the JR Plan (CDI+0.5%), despite the delivery of new securities having occurred after the quarter end.

### Generation (Light Energia)

<i>(R\$ million)</i>	Face Value	Fair Value Adjust.	Fair Value
IPCA + 4.85%	473	-	473
USD @ 4.375%	870	(2)	868
CDI + 2%	206	-	206
CDI + 2.85%	16	-	16
Other	17	-	17
<b>Total</b>	<b>1,582</b>	<b>(2)</b>	<b>1,580</b>

## Annex VII - Energy Balance

(GWh)	4Q25	%	2025	%
(+) Proinfa	76	1.2%	302	1.2%
(+) Itaipu	1,010	16.1%	4,000	16.2%
(+) Auctions	4,860	77.6%	18,311	74.4%
(+) Quotas	719	11.5%	2,713	11.0%
(+) Angra I and II	204	3.3%	808	3.3%
(+) Others (CCEE)	(604)	-9.6%	(1,514)	-6.1%
<b>Energy Requirement (CCEE)</b>	<b>6,265</b>	<b>-</b>	<b>24,620</b>	<b>-</b>
<b>Own Load</b>	<b>6,156</b>	<b>-</b>	<b>24,004</b>	<b>-</b>
Billed Electricity (Captive)	3,153	-	12,957	-
Residential	1,961	62.2%	8,039	62.0%
Industrial	38	1.2%	179	1.4%
Commercial	713	22.6%	2,958	22.8%
Others	441	14.0%	1,781	13.7%
Technical Losses	704	-	2,667	-
Non-Technical Losses	2,299	-	8,445	-
<b>Backbone Grid Losses</b>	<b>109</b>	<b>-</b>	<b>488</b>	<b>-</b>

(GWh)	4Q25	4Q24	Δ%	2025	2024	Δ%
<b>Grid Load</b>	<b>9,311</b>	<b>9,461</b>	<b>-1.6%</b>	<b>36,453</b>	<b>37,416</b>	<b>-2.6%</b>
Grid Usage	3,155	3,089	2.1%	12,449	11,833	5.2%
<b>Own Load</b>	<b>6,156</b>	<b>6,373</b>	<b>-3.4%</b>	<b>24,004</b>	<b>25,582</b>	<b>-6.2%</b>
Billed Electricity (Captive)	3,153	3,370	-6.5%	12,957	14,047	-7.8%
Low Voltage	2,811	2,966	-5.2%	11,565	12,129	-4.6%
Medium and High Voltage	342	404	-15.4%	1,392	1,918	-27.4%
Total Loss	3,003	3,002	0.0%	11,047	11,536	-4.2%