

120 ANOS



Release de Resultados

3T25

Conferência de Resultados

14 de Novembro, 2025

11h00 (BRT) – Brasília, Brasil

10h00 (EDT) – Nova York, EUA

15h00 (GMT) – Londres, UK

Webcast em
Português com
tradução simultânea:

[clique aqui](#)

LIGT
B3 LISTED NM

Relações com Investidores:

ri@light.com.br

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



DESTAQUES

- **Renovação da Concessão da Light SESA (Distribuidora):** Em 04 de novembro, a ANEEL recomendou a renovação da concessão de distribuição de energia elétrica da Light SESA por um período de 30 anos. O processo segue para a avaliação e decisão final do Ministério de Minas e Energia.
- **Continua melhora na qualidade,** DEC atinge menor patamar histórico em 6,08 horas;
- **Perdas não Técnicas (ex-REN) sobre carga fio recua para 22,8%** (12 meses), ante 23,1% no 3T24; perda não técnica é 366 GWh menor A/A;
- **Investimentos totais de R\$472 milhões no trimestre** (+60% A/A); R\$1,2 bilhão no acumulado do ano;
- **Robusta Posição de Caixa:** R\$ 2,6 bilhões, consolidado;
- **Investimentos em manutenção e expansão na Distribuidora** de R\$279 milhões no trimestre (+50% A/A); totalizando R\$713 milhões no ano;
- **Liabilities management:** resultados favoráveis no CARF em decisões relativas à cobrança de imposto de renda e contribuição social sobre perdas não técnicas
- **Dívida Líquida / EBITDA 12M⁽³⁾ consolidado em 2,89x**

R\$ milhões	3T25	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
DEC (12 meses) – horas	6,08	7,27	-16,4%	-	-	-
FEC (12 meses) – vezes	2,97	3,19	-6,9%	-	-	-
Receita Líquida	3.631	3.717	-2,3%	10.830	10.761	0,6%
EBITDA CVM	494	518	-4,6%	1.692	1.478	14,5%
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	508	598	-15,0%	1.416	1.683	-15,9%
Lucro Líquido	33	158	-79,3%	400	(252)	-
Dívida Líquida proforma ⁽²⁾	5.221	9.396	-44,4%	-	-	-
(+) Dívida bruta proforma ⁽²⁾	7.863	11.795	-33,3%	-	-	-
(-) Caixa	2.642	2.399	10,1%	-	-	-
Dívida Líquida / EBITDA 12M para covenants⁽³⁾	2,89x	n.a.	-	-	-	-
CAPEX	472	295	60,0%	1.187	708	67,6%

(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.

ÍNDICE

1.0 LIGHT CONSOLIDADO

- 1.1 Desempenho financeiro
- 1.2 EBITDA
- 1.3 Resultado Líquido
- 1.4 Estrutura de Capital
- 1.5 Investimentos

2.0 DISTRIBUIDORA (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 Desempenho financeiro
- 3.2 Resultado Financeiro
- 3.3 Resultado Líquido
- 3.4 Endividamento

4.0 ANEXOS

- 4.1 Anexo I – Conciliação do EBITDA
- 4.2 Anexo II – DRE Consolidada
- 4.3 Anexo III – DRE Distribuidora
- 4.4 Anexo IV – DRE Geradora + Comercializadora
- 4.5 Anexo V – Balanço Patrimonial Consolidado
- 4.6 Anexo VI – Endividamento a valor de face
- 4.7 Anexo VII – Balanço Energético

1.0 Light Consolidado

1.1 Desempenho financeiro

R\$ milhões	Ajustado			Reportado		
	3T25	3T24	Δ%	3T25	3T24	Δ%
Receita Operacional Líquida	3.631	3.717	-2,3%	3.631	3.717	-2,3%
Energia Comprada	(2.339)	(2.474)	-5,4%	(2.339)	(2.474)	-5,4%
Custo de Construção	(287)	(182)	57,2%	(287)	(182)	57,2%
Lucro Bruto	1.005	1.061	-5,2%	1.005	1.061	-5,2%
Despesa Operacional	(685)	(649)	5,6%	(685)	(721)	-5,0%
PMSO	(368)	(277)	32,9%	(368)	(350)	5,3%
Pessoal	(180)	(149)	20,2%	(180)	(150)	20,0%
Material	(24)	(13)	87,6%	(24)	(13)	87,6%
Serviço de Terceiros	(197)	(130)	51,4%	(197)	(176)	12,0%
Outros	32	15	113,5%	32	(12)	-
Depreciação e Amortização	(233)	(215)	8,3%	(233)	(215)	8,3%
Provisões para contingências	3	(74)	-	3	(74)	-
PECLD	(70)	(83)	-15,0%	(70)	(83)	-15,0%
Efeito Marcação a Mercado	(17)	-	-	(17)	-	-
Outras Rec./Desp. Operacionais	(58)	(36)	60,7%	(58)	(36)	60,7%
Resultado Financeiro	(77)	(89)	-14,3%	(178)	(89)	99,2%
Resultado Antes dos Impostos	185	286	-35,4%	84	214	-60,9%
IR/CS	(35)	(48)	-27,6%	(35)	(48)	-27,6%
IR/CS Diferido	(16)	(8)	96,1%	(16)	(8)	96,1%
Resultado Líquido	134	230	-41,8%	33	158	-79,3%
EBITDA	508	598	-15,0%	494	518	-4,6%

A receita líquida consolidada (após eliminações *intercompany*) totalizou R\$3,6 bilhões no 3T25, registrando queda de 2,3% A/A, influenciada, principalmente pelo impacto da temperatura no consumo de energia na Distribuidora, parcialmente compensada pela performance positiva da Light Com., cujo volume de energia comercializada e o preço médio de revenda foram superiores ao mesmo período do ano passado.

O lucro bruto recuou 5,2% no trimestre quando comparado ao ano anterior, devido ao maior custo de compra de energia (+5,4% A/A), especialmente no segmento de geração. O avanço deste custo na Geradora pode ser atribuído ao menor GSF, impactando a necessidade de compra de energia no mercado de curto prazo, assim como um patamar de PLD mais elevado no período.



1.2 EBITDA

Segue abaixo a conciliação do EBITDA consolidado:

R\$ milhões	3T25	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Resultado Líquido	33	158	-79,3%	400	(252)	-
(-) IR/CS	(35)	(48)	-27,6%	(96)	(75)	27,8%
(-) IR/CS diferido	(16)	(8)	96,1%	(245)	27	-
EBT	84	214	-60,9%	742	(203)	-
(-) Depreciação e Amortização	(233)	(215)	8,3%	(681)	(639)	6,5%
(-) Resultado Financeiro	(178)	(89)	99,2%	(270)	(1.042)	-74,1%
EBITDA CVM	494	518	-4,6%	1.692	1.478	14,5%
(-) Outras Rec./Desp. Op.	(58)	(36)	60,7%	(192)	(316)	-39,2%
(+/-) Efeito MtM Light COM.	(17)	-	-	121	-	-
(-) VNR	61	29	110,1%	348	258	35,0%
(-) Não recorrentes	-	(73)	-	-	(146)	-
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	508	598	-15,0%	1.416	1.683	-15,9%
<i>dos quais:</i>						
Distribuidora	402	439	-8,3%	1.076	1.194	-9,8%
Geradora & Com.	103	161	-36,1%	345	503	-31,5%
Eliminações e outros	3	(2)	-	(6)	(15)	-60,7%

O EBITDA Consolidado ajustado⁽¹⁾ foi impactado positivamente pela melhora nas provisões para contingências e PECLD na Distribuidora da Light, mas totalizou R\$508 milhões no 3T25, uma queda de 15,0% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Os efeitos negativos foram, principalmente, (i) o efeito da menor temperatura na área de concessão da Distribuidora (impacto na margem); (ii) maiores despesas com PMSO na Distribuidora, com foco na sustentabilidade da qualidade de fornecimento; e (iii) o impacto do menor GSF no negócio da Geradora no trimestre (~15 p.p. abaixo do 3T24).

1.3 Resultado Líquido

A Companhia registrou lucro de R\$33 milhões no trimestre. Além dos impactos no EBITDA, já mencionados, os seguintes temas do Resultado Financeiro também influenciaram o menor resultado do período (todos temas Não Recorrentes): (i) despesa financeira do contrato com a Supervia (aditivo ao Plano de Recuperação da mesma assinado no 3T25), no valor de R\$46,7 milhões, e (ii) reconhecimento do Valor Presente do parcelamento de contas do setor público, contabilizado na linha de outros, no valor de R\$54,8 milhões.

Para efeito de comparação, desconsiderando-se os efeitos não recorrentes que impactaram o resultado financeiro da Distribuidora mencionados acima, o lucro no trimestre teria sido de R\$134 milhões.

(1) 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.



1.4 Estrutura de capital

Caixa e equivalentes

A Companhia encerrou o trimestre com sólida posição de caixa e equivalentes de caixa de R\$2,64 bilhões, sendo R\$1,38 bilhão na Light SESA e R\$1,11 bilhão na Light Energia. A Companhia possui política de aplicação do caixa aprovada pelo Conselho de Administração, que leva em consideração critérios como: (i) rating e patrimônio líquido da instituição financeira; (ii) exposição percentual máxima por instituição; e (iii) proporcionalidade máxima conforme patrimônio da instituição. A carteira de títulos e valores mobiliários da Companhia e suas subsidiárias é composta por CDBs, letras financeiras e Fundos de Investimentos Exclusivos com liquidez diária. **Ao final do 3T25, aproximadamente 85% do caixa da Companhia estava aplicado em títulos públicos ou instituições financeiras com rating AAA ou AA+.** A parcela remanescente esteve aplicada em instituições com rating no mínimo “rating A”. A abertura do caixa e equivalentes por instrumento segue conforme abaixo:

R\$ milhões	Set/25	%	Dez/24	Δ%
Caixa	16	1%	186	6%
CDBs	1.032	39%	1.423	49%
Letra financeira	830	31%	164	5%
LFT	454	17%	471	15%
Moeda estrangeira	270	10%	495	16%
Compromissada	41	2%	351	11%
Total	2.642	100%	3.090	100%

85%

Rating AAA
ou AA+

15%

Rating A ou
superior

Endividamento

A dívida bruta proforma (excluindo a parcela da dívida conversível em moeda local e estrangeira) da Companhia encerrou o trimestre em R\$7,86 bilhões, uma redução de 4,5% em relação a dezembro/24, refletindo a reestruturação do endividamento da Light concluída ao final do ano passado, em conformidade com as condições aprovadas no Plano de Recuperação Judicial.

A dívida líquida proforma totalizou R\$5,22 bilhões ao final do trimestre, 1,5% maior em relação a posição de dezembro/24. A relação dívida líquida / EBITDA 12 meses, conforme os termos e condições descritas nas escrituras, recuou para 2,89x ao final do trimestre (comparado a 2,91x em Dez/24). Conforme previsto no Plano de Recuperação Judicial, tão logo ocorra a Renovação da 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 da assinatura do novo contrato. Considerando esse aumento de capital, a dívida líquida consolidada pós-aumento de capital e conversão da dívida poderá se situar entre R\$3,8 - 4,3 bilhões.

A reestruturação da dívida da Companhia resultou ainda na readequação do perfil do endividamento, tornando-o mais aderente ao modelo de negócio do setor elétrico, com cerca de 60% indexado ao IPCA, bem como alongou seu cronograma de vencimento. Ao final do período, 84% da dívida bruta possuía vencimento no longo prazo e o prazo médio de vencimento do principal da dívida ficou em 5,8 anos para a dívida consolidada, sendo de 7,3 anos na Distribuidora e 2,4 anos para a Geradora.



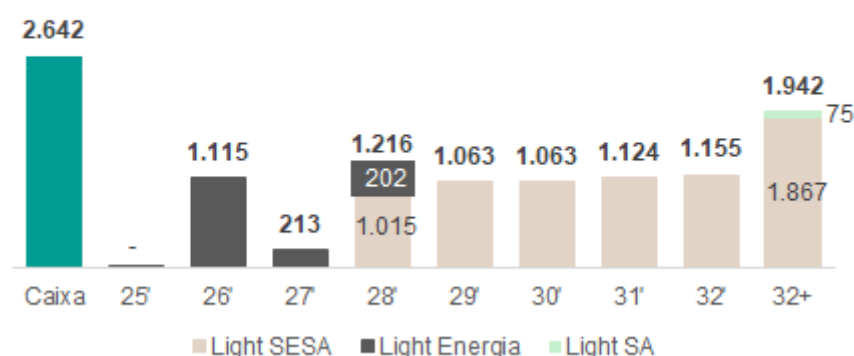
Endividamento (continuação)

R\$ milhões	Set/25	Dez/24	Δ%	Jun/25	Δ%
Dívida Bruta	9.529	9.933	-4,1%	9.637	-1,1%
Dívida Bruta Proforma	7.863	8.234	-4,5%	7.955	-1,2%
Curto Prazo	1.224	725	68,9%	1.184	3,4%
Em moeda estrangeira	855	241	255,2%	851	0,5%
Em moeda nacional	369	484	-23,8%	332	11,0%
Longo Prazo ⁽¹⁾	8.305	9.208	-9,8%	8.454	-1,8%
Em moeda estrangeira	1.304	6.413	-79,7%	1.325	-1,6%
Em moeda nacional	5.334	2.796	90,8%	5.446	-2,1%
Dívida conversível	1.666	1.699	-1,9%	1.682	-0,9%
Posição de Caixa	2.642	3.090	-14,5%	3.176	-16,8%
Dívida Líquida	6.887	6.844	0,6%	6.461	6,6%
Dívida Líquida Proforma	5.221	5.144	1,5%	4.779	9,2%
Dívida Líquida / EBITDA 12M para covenants⁽²⁾	2,89x	2,91x	-0,8x	-	-

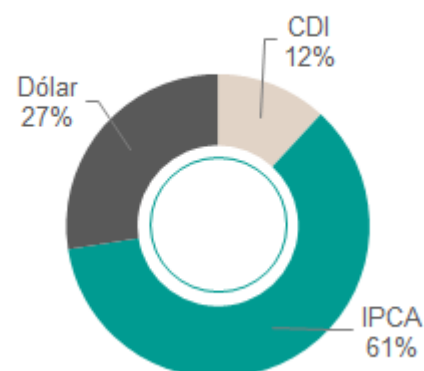
O cronograma de amortização do principal da dívida consolidada da Companhia, o perfil da dívida por indexador e a abertura do endividamento por instrumento a valor de face com o efeito do AVJ seguem conforme abaixo:

CRONOGRAMA DE AMORTIZAÇÃO DO PRINCIPAL DA DÍVIDA NÃO CONVERSÍVEL

(R\$ milhões)



DÍVIDA POR INDEXADOR⁽¹⁾



(1) Excluindo a dívida conversível em ações da Light S/A.

(2) Considerando os indicadores conforme definido nas respectivas escrituras das dívidas.

1.5 Investimentos

R\$ milhões	3T25	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Light Energia	15	30	-50,6%	44	60	-26,8%
Light SESA	457	265	72,6%	1.143	648	76,3%
Ativos Elétricos	378	239	58,3%	930	547	69,9%
Plano de Perdas	94	48	97,8%	202	131	54,2%
Recebíveis	5	6	-13,2%	14	21	-30,0%
Expansão	128	126	1,4%	305	234	30,3%
Manutenção	150	59	156,2%	408	161	152,8%
Ativos Não Elétricos	79	26	204,7%	213	101	111,4%
Comercial	1	1	-35,1%	1	5	-74,2%
TI	40	22	87,3%	145	91	60,1%
Demais	38	3	1046,6%	67	5	1182,1%
Investimento Total	472	295	60,0%	1.187	708	67,6%

A Companhia investiu R\$472 milhões no 3T25, registrando aumento de 60,0% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Os investimentos na Distribuidora totalizaram R\$457 milhões no período, sendo R\$378 milhões destinados à ativos elétricos (mais de 80% do montante total).

Corroborando com a estratégia da Companhia, de investir, de forma estruturante na qualidade da rede, o destaque do trimestre (e do ano) foi o aumento de +150% A/A do investimento em manutenção na rede da Distribuidora. O aumento do investimento se deu, principalmente, nas redes de baixa tensão e subterrâneo, e em atividades de melhoria da qualidade e ações preventivas de troca de equipamentos e redes.

No âmbito do combate às perdas, destaca-se ainda a substituição de 78 mil medidores obsoletos por medidores mais modernos, incluindo medidores inteligentes (telemedidos) que possibilitam uma gestão operacional mais ágil e eficiente. No trimestre, a Companhia também intensificou as ações de inspeção e normalização de clientes, em linha com a estratégia de foco intensivo em áreas específicas, garantindo a estabilidade de certas regiões.

Ambas as iniciativas estão intimamente ligadas a garantia da confiabilidade e a qualidade do fornecimento, em conformidade com o plano estratégico de retomada de investimentos, cujos pilares são: (i) modernização da rede de forma estruturada visando a sustentabilidade da qualidade do e ganhos de produtividade das equipes; e (ii) investimentos no combate à perdas, concentrados em áreas de tratamento convencionais e nas áreas limítrofes às áreas de risco.



2.0 Light SESA (Distribuidora)

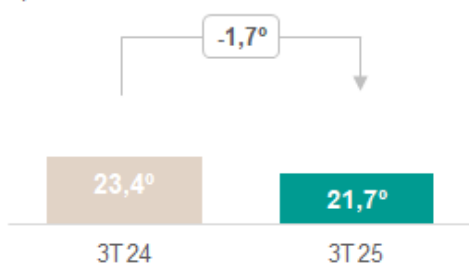
2.1 Mercado de energia

GWh	3T25	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Cativo	2.734	3.089	-11,5%	9.804	10.817	-9,4%
Residencial	1.665	1.776	-6,2%	6.078	6.288	-3,3%
Comercial	639	799	-20,0%	2.245	2.688	-16,5%
Industrial	41	60	-32,5%	140	199	-29,6%
Outros	390	454	-14,1%	1.340	1.640	-18,3%
Uso de Rede	2.746	2.698	1,8%	8.618	8.272	4,2%
Comercial	954	876	8,9%	3.071	2.810	9,3%
Industrial	1.203	1.273	-5,5%	3.639	3.683	-1,2%
Concessionárias	210	185	13,4%	737	803	-8,2%
Outros	379	364	4,2%	1.172	977	19,9%
Mercado de energia⁽²⁾	5.480	5.787	-5,3%	18.422	19.089	-3,5%
Residencial	1.665	1.776	-6,2%	6.078	6.288	-3,3%
Comercial (cativo + uso de rede)	1.592	1.675	-4,9%	5.316	5.498	-3,3%
Industrial (cativo + uso de rede)	1.243	1.333	-6,7%	3.779	3.882	-2,7%
Concessionárias	210	185	13,4%	737	803	-8,2%
Outros (cativo + uso de rede)	769	818	-5,9%	2.512	2.617	-4,0%

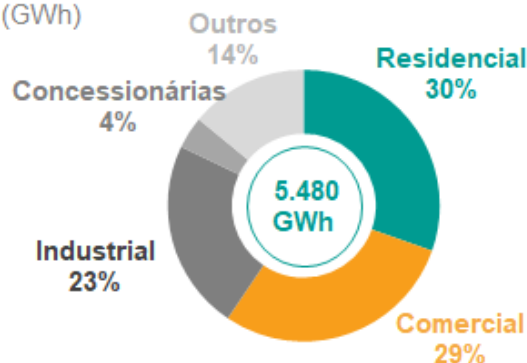
O mercado de energia na área de concessão Light registrou queda de 307 GWh (-5,3% A/A), refletindo a temperaturas médias inferiores ao ano passado. O período foi marcado pelo inverno mais rigoroso dos últimos 19 anos no Rio de Janeiro, com temperatura média de 21,7 °C no 3T25, 1,7 °C abaixo dos 23,4 °C no registrados no mesmo trimestre do ano anterior e cerca de 1°C abaixo da média dos últimos 5 anos.

Em adição ao efeito da temperatura, cujo impacto é mais evidente nas classes residencial (-6,2% A/A) e comercial (-4,9% A/A), houve no trimestre redução relevante na demanda na classe industrial (6,7% A/A), concentrada no setor de metalurgia.

TEMPERATURA MÉDIA (°C)



MERCADO DE ENERGIA (3T25) (GWh)



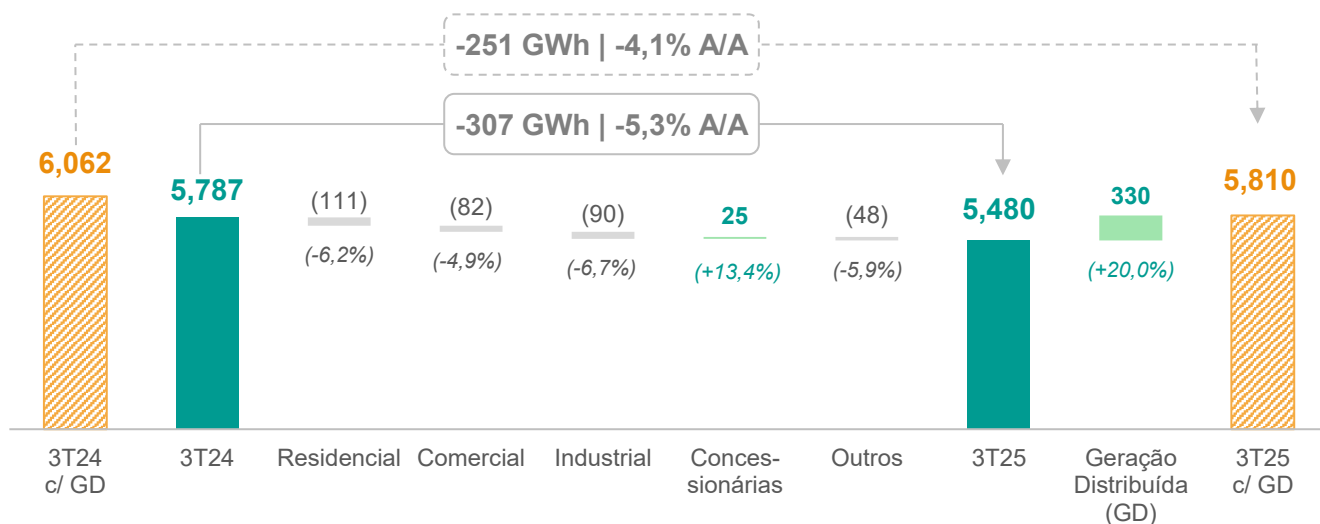
Notas:

- (1) A partir do 3T25 a Companhia passou a incluir o montante de GD II compensada nas suas respectivas classes;
- (2) O mercado faturado exclui itens não recorrentes que impactaram o 9M24;



2.1 Mercado de energia (continuação)

O mercado de energia da Light segue impactado pela expansão da GD. Considerando a energia compensada (GD I) e o consumo simultâneo (GD I e II), o impacto da geração distribuída na área de concessão Light foi de 330 GWh no 3T25, sendo 55 GWh ou 20% maior em relação ao mesmo período do ano passado. Desconsiderando-se este efeito, o mercado de energia da Light teria apresentado queda de 251 GWh ou 4,1% A/A conforme demonstrado no gráfico a seguir.



2.2 Perdas

No acumulado dos últimos 12 meses encerrados em set/25, a perda total⁽⁴⁾ (PT) alcançou 11.037 GWh, registrando queda de 454 GWh quando comparada ao ano anterior (-4,0% A/A), recuando, principalmente, nas áreas de tratamento convencional (ATC) (-7,4% A/A), mas também nas Áreas de Risco (-3,2% A/A).

A perda não-técnica (últimos 12 meses) atingiu 8.361 GWh no 3T25, registrando queda de 366 GWh ou -4,2% quando comparado ao registrado no mesmo período do ano passado. Como resultado, o indicador de perda não-técnica sobre carga fio dos últimos 12 meses apresentou redução de 0,23 p.p., alcançando 22,8% (ante 23,1% no mesmo período do ano passado).

A redução nas perdas não-técnicas se deu nas áreas de risco, que representam cerca de 86% da perda da Distribuidora. Em relação as áreas de tratamento convencional, as perdas não-técnicas ficaram estáveis, mantendo a relação de perdas não-técnicas sobre carga fio em 6,4% nessas áreas.

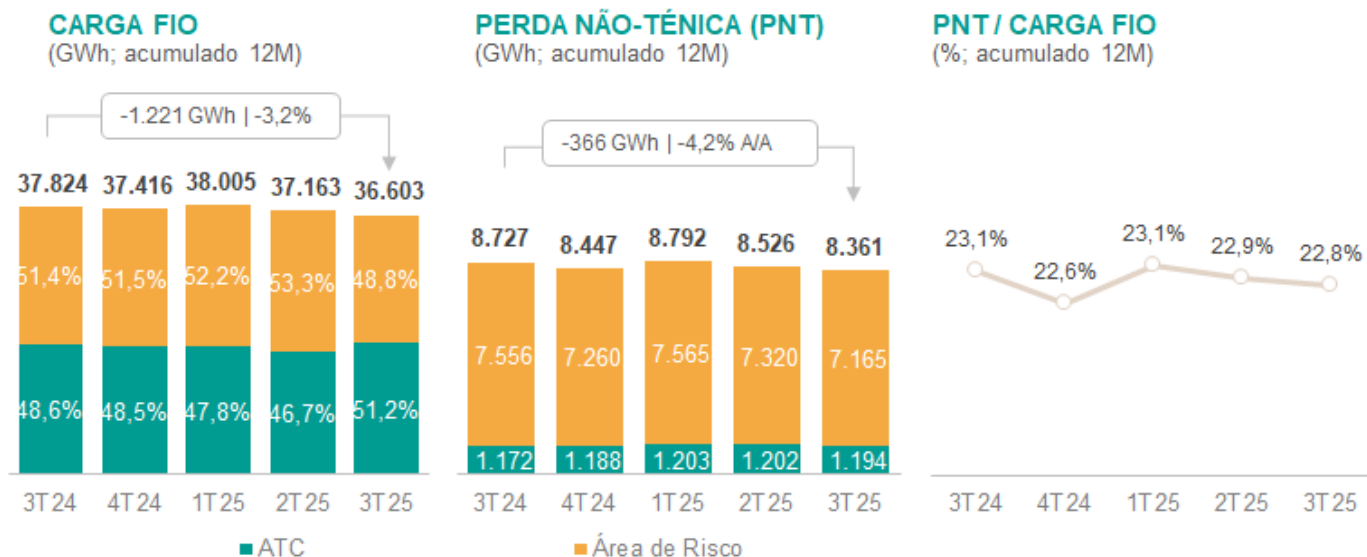
Sob a perspectiva regulatória, conforme metodologia específica definida pela ANEEL para cálculo de perdas, o indicador de perdas não-técnicas sobre o faturamento no Mercado Baixa Tensão (PNT/MBT)⁽⁴⁾ atingiu 71,2% no 3T25. Quando comparado ao percentual reconhecido na tarifa, já considerando o efeito econômico da CP09 (com impacto contábil a partir da base de março/25), a diferença entre a perda real e regulatória foi de aproximadamente de R\$1,0 bilhão no EBITDA nos últimos 12 meses. Importante destacar que, na comparação do acumulado do ano (9M25 x 9M24), já se observa a redução deste impacto na ordem de 28%, devido à combinação da redução do preço de compra de energia (PMIX), bem como do aumento do volume de energia reconhecida no âmbito regulatório.

Notas:

(3) O efeito da GD no mercado de energia Light considera o impacto da GD (I) compensada e a GD (I e II) simultânea.

(4) Excluindo efeitos de itens não recorrentes e recuperação de energia (REN).





Estratégia e medidas de proteção contra perdas

Como parte do plano de combate às perdas não técnicas, ao longo de 2025, a Companhia tem aprimorado sua estratégia, focada nas áreas de tratamento convencional (ATC), mas também com atuação de contenção em regiões limítrofes às áreas de risco. Esta estratégia está baseada em tecnologia, inteligências e ações assertivas em campo, cujas principais macro iniciativas consideram: (i) modernização da infraestrutura de rede; (ii) intensificação das ações de corte/religa; (iii) atualização e recadastramento da base de clientes; (iv) ampliação da medição de fronteira; e (v) externalização de medidores.

Na iniciativa de implementação de medidores de fronteiras, a Companhia conseguirá mapear com maior precisão e granularidade o fluxo de energia, identificando de forma cada vez mais assertiva os locais onde as perdas estão concentradas, possibilitando o direcionamento de ações corretivas de forma mais assertiva e eficiente, aumentando a eficiência da operação. Com previsão de conclusão em 2026, essa atividades prevê a instalação de aproximadamente 4.000 medidores. Ao final do 3T25, cerca de 3.600 medidores de fronteira já haviam sido implementados.

No âmbito do projeto de externalização de medidores, a Companhia prevê a realização de mais de 300 mil ações de externalização até 2030. Essa ação é crítica para garantir a execução tempestiva e incessante das ações de campo, como medição, cobrança e regularização de fraudes. Até 3T25, já foram realizadas cerca de 4.200 ações.

Uma terceira ação em curso é a substituição de medidores. Este trimestre destacou-se pela aceleração do programa de substituição de medidores obsoletos por equipamentos mais modernos, incluindo medidores inteligentes (telemídidos), que transmitem informações de carga remotamente e em tempo real, possibilitando a gestão mais ágil e assertiva da operação. Apenas no 3T25, cerca de 78 mil medidores foram substituídos.

Já em relação ao projeto de blindagem de rede, ao final de setembro/2025, a Companhia alcançou a marca de cerca de 15 mil clientes blindados, distribuídos em 9 polígonos onde as perdas chegavam a alcançar 50% e atualmente se mantêm em patamar próximo de 10%. Ao longo do ano, a Companhia incluiu mais 3 polígonos de blindagem, mas tem concentrado os esforços no monitoramento e manutenção das áreas já blindadas.

Notas:

ATC = Área de Tratamento Convencional

1) Faturamento BT e as perdas (técnicas e não técnicas) são ajustados por itens não recorrentes,

2) Geração Distribuída (GD) considera o montante de energia compensada no faturamento da Companhia e o consumo simultâneo.



2.3 Arrecadação

Desde o final de 2022, a Companhia veio realizando uma série de revisões em seus processos de cobrança. As ações buscaram alavancas de melhorias operacionais, alinhadas aos pilares de reestruturação da Light, de forma a refletir com maior precisão e consistência o seu modelo de negócio. Os segmentos de grandes clientes e poder público continuam a apresentar bons resultados de negociações e arrecadação de bases de períodos passados.

No segmento varejo, a taxa de arrecadação apresentou redução vis a vis o mesmo período de 2024. Tal fato se deve à base de 2024, a qual foi positivamente impactada pelos eventos não recorrentes de ajuste no faturamento, como já descrito nos releases anteriores. Se ajustado por esses eventos, a taxa de arrecadação desse segmento segue próxima ao mesmo período do ano anterior.

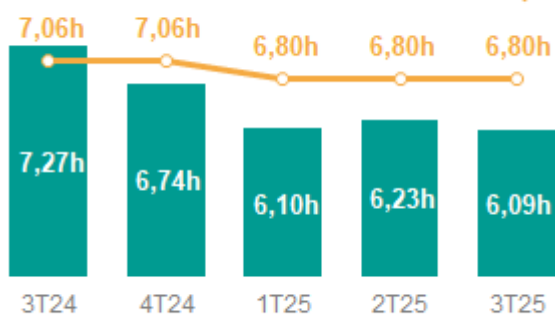
Acumulado 12 meses (%)	3T25	3T24	Δ A/A	2T25	Δ T/T
Arrecadação Total	97,9%	98,4%	-0,5 pp	97,6%	0,3 pp
Arrecadação Total Ajustada	98,1%	98,8%	-0,8 pp	97,8%	0,2 pp
Varejo	96,8%	98,4%	-1,6 pp	96,6%	0,2 pp
Grandes Clientes Privados	100,7%	99,9%	0,8 pp	101,1%	-0,4 pp
Grandes Clientes Públicos	100,5%	99,5%	1,1 pp	99,1%	1,4 pp

2.4 Qualidade

Novamente, os indicadores de qualidade continuam a apresentar uma boa performance. A duração equivalente das interrupções no fornecimento (DEC) foi de 6,09 horas no acumulado de 12 meses encerrados no 3T25, redução de 16,2% (-1,18 h) em relação ao 3T24, mantendo o indicador 10,4% abaixo do limite regulatório da Aneel (6,80 h). A frequência equivalente de interrupções (FEC) encerrou o período em 2,97 vezes, queda de 6,9% (-0,22x) frente ao 3T24 e permanecendo 33,0% abaixo do limite regulatório (4,50x).

DEC

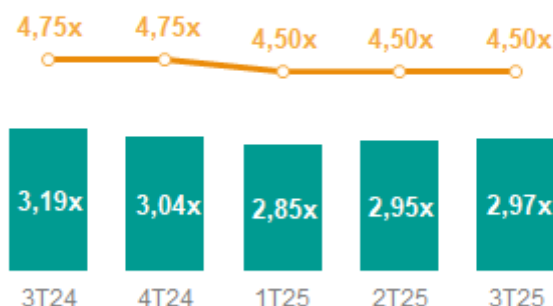
(acumulado 12M)



DEC — Limite Regulatório ANEEL

FEC

(acumulado 12M)



FEC — Limite Regulatório ANEEL



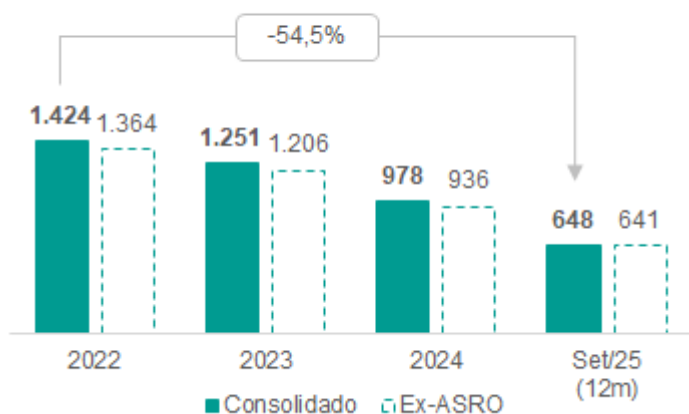
2.4 Qualidade (continuação)

Ao longo do processo de transformação da Light, iniciado desde 2023, a Companhia tem intensificado as ações estruturantes, visando garantir a manutenção e aprimoramento da qualidade do serviço, através de (i) otimização de processos e sistemas; (ii) ampliação das equipes de campo (próprias e terceiras), e (iii) elevação dos investimentos direcionados à rede.

Essas medidas têm mantido os indicadores de DEC e FEC em patamares historicamente baixos e abaixo dos limites regulatórios. Adicionalmente, a melhoria da qualidade pode ser observada através de outros indicadores operacionais, os quais tem observado consistente redução nos últimos anos. Dentre elas, destacam-se o Tempo Médio de Atendimento Emergencial (TMAE), que em Set/25 (acumulado últimos 12 meses) foi de 648 minutos, apresentando queda de mais de 50% em relação a 2022. Já o volume de intercorrências acima de 24 atingiu o patamar de 5,6% em Set/25 (acumulado últimos 12 meses), com relevante redução de 65% (ou 12 p.p.) em relação ao percentual observado em 2022.

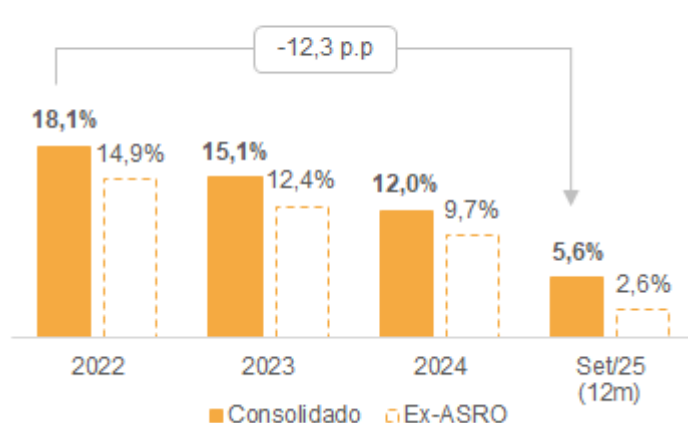
Tempo Médio de Atendimento Emergencial

(minutos)



Intercorrências acima de 24 horas

(%)



2.5 Receita e Margem Bruta

R\$ milhões	3T25	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Fornecimento de energia	4.007	4.268	-6,1%	13.418	14.013	-4,2%
Residencial	1.864	1.917	-2,8%	6.738	6.590	2,2%
Industrial	59	81	-26,7%	194	259	-24,8%
Comercial	825	1.034	-20,2%	2.799	3.290	-14,9%
Poder público	264	306	-13,7%	962	1.065	-9,7%
Outros	118	170	-30,2%	317	580	-45,4%
Fornecimento não faturado	68	20	231,9%	(56)	0	-
Uso de rede (clientes livres)	809	740	9,3%	2.464	2.229	10,5%
Energia de curto prazo	104	-	-	106	-	-
Demais receitas	1.038	970	7,0%	2.087	1.728	20,8%
Ativos/passivos setoriais (CVA)	610	557	9,4%	340	440	-22,8%
Receita de construção	287	182	57,2%	889	525	69,4%
Subvenção CDE	152	153	-0,5%	495	384	28,9%
VNR	61	29	110,1%	348	258	35,0%
Receita Não Faturada de Aporte	(100)	22	-	(64)	60	-
Outras receitas	28	26	6,2%	80	62	30,2%
Receita Bruta	5.149	5.237	-1,7%	15.611	15.741	-0,8%
Deduções	(2.016)	(1.825)	10,5%	(5.832)	(5.719)	2,0%
Receita Líquida	3.133	3.412	-8,2%	9.779	10.022	-2,4%
R\$ milhões	3T25	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Receita Líquida Ajustada⁽¹⁾	2.785	3.201	-13,0%	8.542	9.339	-8,5%
(-) Compra de energia	(1.959)	(2.344)	-16,4%	(6.176)	(6.921)	-10,8%
Margem Bruta Ajustada⁽¹⁾	825	857	-3,7%	2.366	2.418	-2,1%

A margem bruta ajustada — desconsiderando a receita de construção, o VNR e efeitos não recorrentes — totalizou R\$825 milhões no 3T25, registrando retração de 3,7% em relação ao mesmo período do ano anterior, acompanhando a queda na receita de fornecimento de energia devido a menores temperaturas na área de concessão, como mencionado acima. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento no consumo no segmento livre, o efeito retroativo da CP09 e o impacto positivo do menor custo de compra de energia sobre as perdas. O preço médio ponderado (Pmix) da Companhia no trimestre foi 17% inferior ao 3T24, refletindo o encerramento, ao final do ano passado, de um contrato de compra de energia com volume e preço significativos.

No trimestre, a Distribuidora registrou sobrecontratação de aproximadamente 107%, liquidando energia excedente no mercado spot à PLD, tendo constituído passivo de CVA correspondente, e assim, um efeito neutro na margem bruta no 3T25.



2.6 EBITDA

R\$ milhões	3T25	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Margem Bruta Ajustada⁽¹⁾	825	857	-3,7%	2.366	2.418	-2,1%
PMSO Ajustado	(352)	(260)	35,6%	(893)	(727)	22,8%
Pessoal	(158)	(144)	9,7%	(428)	(392)	9,0%
Material	(20)	(12)	62,3%	(52)	(28)	86,9%
Serviço	(184)	(121)	52,4%	(464)	(357)	30,0%
Outros	10	17	-43,3%	51	50	2,0%
PECLD	(70)	(83)	-15,0%	(242)	(255)	-5,2%
Contingências	(0)	(76)	-99,5%	(155)	(242)	-36,0%
EBITDA Ajustado⁽²⁾	402	439	-8,3%	1.076	1.194	-9,8%
EBITDA (ex-VNR)	366	323	13,2%	986	904	9,1%

O EBITDA Contábil, excluindo VNR, totalizou R\$369 milhões nos 3T25, registrando avanço de 14,3% ante o mesmo período do ano anterior, com destaque para as reduções nas Contingências e na PECLD. Considerando os ajustes não recorrentes que impactaram o EBITDA em 3T24 e no 3T25, o EBITDA Ajustado⁽¹⁾ da Distribuidora totalizou R\$402 milhões no trimestre, queda de 8,3% A/A. Por um lado houve a melhora no desempenho das contingências e PECLD, mas por outro observou-se maiores despesas com PMSO.

Em relação às despesas com PECLD, observou-se melhora no trimestre de 15,0% A/A. Nos últimos 12 meses, a razão entre a PECLD ajustada (excluindo os efeitos não recorrentes observados em 2024) e a receita bruta⁽³⁾ foi de 2,1% em set/25, ante 2,5% no mesmo período do ano passado.

Em relação às despesas com contingências, conforme comentado em outras ocasiões, as iniciativas voltadas à melhoria dos processos internos seguem apresentando resultados positivos, com importante redução no volume de ingresso de novos processos, especialmente os relacionados ao contencioso cível, e redução do saldo de estoque de processos. Adicionalmente, neste trimestre, as despesas com contingências foram impactadas positivamente pela revisão dos processos e reversão pontual no saldo de provisões relacionadas a honorários de êxito para ações com probabilidade de perda possível.

As despesas com PMSO (excluindo os efeitos não recorrentes relacionados a Ilha do Governador em 2024) cresceram 35,6% A/A no trimestre. Os aumentos dos custos tem ocorrido, principalmente, no aumento das equipes (próprias e terceiras) de manutenção de rede, mantendo diretriz de qualidade do fornecimento e atendimento ao cliente. Adicionalmente, o PMSO foi pressionado pela presença de outros custos, como de consultorias estratégicas e ajustes pontuais na estrutura organizacional.

Conforme a Companhia avança com seu plano de investimento, com projetos estruturantes como modernização de infraestrutura de rede, além de implementação de aprimoramento nos processos, ajustes no sistemas gestão e incremento na produtividade das equipes, uma redução do PMSO ao longo dos próximos anos poderá ser observada.

Notas:

(1) EBITDA Ajustado = EBITDA CVM, excluindo VNR, Outras receitas/despesas operacionais, Equivalência e itens não recorrentes, conforme conciliação demonstrada no Anexo I.

(2) Excluindo VNR, receita de construção e efeitos não recorrentes.

(3) Receita bruta considera apenas faturamento cativo e livre.



2.7 Resultado Financeiro Ajustado

R\$ milhões	3T25	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Custo da Dívida	(68)	(107)	-36,5%	(168)	(880)	-80,9%
Encargos Líquidos	(96)	(171)	-43,6%	(276)	(565)	-51,1%
Δ Cambial e Monetária	32	36	-11,4%	103	(383)	-
Aplicações Financeiras	66	28	132,4%	185	68	
AVJ	(69)	-	-	(180)	-	-
Receita e Desp. Financeiras	(7)	(6)	16,7%	(113)	(31)	268,7%
Juros Parcelamento	17	15	7,5%	47	80	-40,9%
Atualização de Contas do BP	14	3	450,0%	(11)	4	-
Atualização CVA	(20)	(21)	-6,5%	(81)	(51)	59,7%
Outros ⁽¹⁾	(17)	(2)	648,5%	(68)	(64)	7,0%
Resultado Financeiro ajustado	(74)	(113)	-33,9%	(281)	(911)	-69,1%

O resultado financeiro ajustado apresentou melhora de R\$38 milhões (33,9% A/A) no trimestre, beneficiado por: (i) menor custo da dívida renegociada, em relação ao ano anterior (2024), quando a Companhia ainda contabilizava as dívidas com as condições anteriores à repactuação; e (ii) maior rendimento das aplicações financeiras, acompanhando o aumento na posição de caixa da Companhia e rentabilidade das aplicações no período.

O resultado financeiro foi ajustado da linha “outros” pelos seguintes efeitos: (i) despesa financeira do contrato com a Supervia (aditivo ao Plano de Recuperação da mesma assinado no 3T25), no valor de R\$46,7 milhões, e (ii) reconhecimento do Valor Presente do parcelamento de contas do setor público, contabilizado na linha de outros, no valor de R\$54,8 milhões.

2.8 Resultado Líquido

A Distribuidora registrou lucro de R\$11 milhões no trimestre, apresentando queda de 82,2% em relação no mesmo período do ano passado.

Para efeito de comparação, desconsiderando-se os efeitos não recorrentes que impactaram o resultado financeiro da Distribuidora mencionados acima, o lucro no trimestre teria sido de R\$112 milhões.

Nota:

(1) Ajustado por R\$101,5 milhões referentes a perda com parcelamento de contas do setor público e perda relacionada ao reconhecimento de deságio adicional sobre a dívida com a SuperVia (aprovado em aditivo ao Plano de Recuperação Judicial da devedora).



2.9 Endividamento

R\$ milhões	Set/25	Dez/24	Δ%	Jun/25	Δ%
Dívida Bruta	6.268	6.047	3,7%	6.163	1,7%
Curto Prazo	132	47	180,1%	75	75,6%
Em moeda estrangeira	118	7	1483,2%	73	61,2%
Em moeda nacional	13	39	-66,7%	1	803,1%
Longo Prazo ⁽¹⁾	6.136	6.000	2,3%	6.088	0,8%
Em moeda estrangeira	4.840	4.547	6,4%	4.770	1,5%
Em moeda nacional	1.297	1.452	-10,7%	1.318	-1,6%
Posição de Caixa	1.385	1.513	-8,5%	1.814	-23,7%
Dívida Líquida	4.883	4.534	7,7%	4.349	12,3%
Dívida Líquida / EBITDA 12M para covenants⁽²⁾	2,89x	3,88x	-1,0x	2,56x	+0,3x

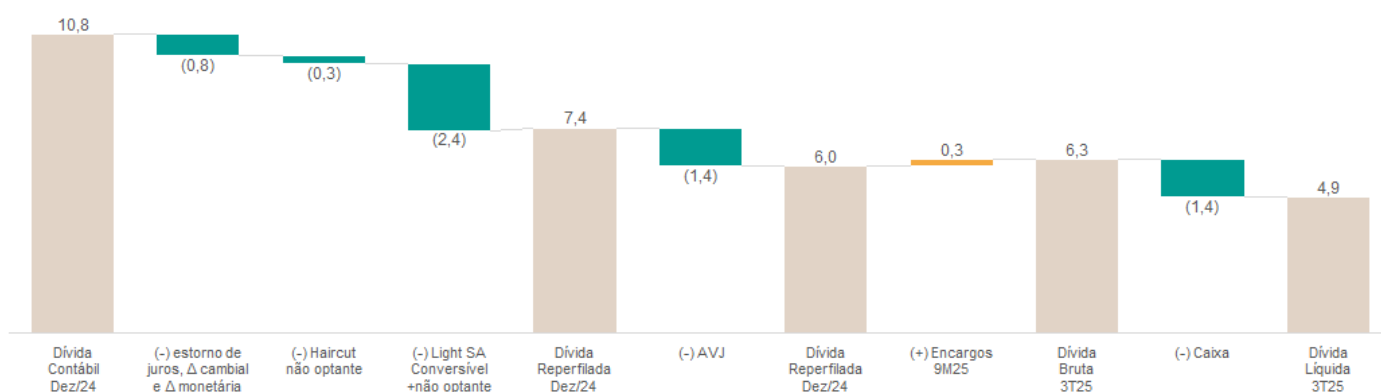
A dívida bruta da Distribuidora encerrou o período em R\$6,3 bilhões, alta de 3,7% em relação a dezembro/24, que já refletia a reestruturação do endividamento da Light, com a entrega dos novos instrumentos, em conformidade com as condições aprovadas no Plano de Recuperação Judicial e alinhadas ao resultado do processo de escolha das opções de pagamento. O prazo médio de vencimento do principal da dívida da Light SESA ao final do trimestre foi de 7,3 anos.

Já a dívida líquida foi de R\$4,9 bilhões, 7,7% maior em relação a dezembro/24. A relação dívida líquida / EBITDA 12 meses, conforme os parâmetros estabelecidos nas respectivas escrituras, foi de 2,89x ao final de setembro/25.

Abaixo apresentamos a evolução do endividamento da Light SESA, a partir do reperfilamento da dívida, mas sem considerar o aumento de capital privado previsto de até R\$1,5 bilhão (ancorado em R\$1,0 bilhão), a ser concluído em até 90 dias após a assinatura do novo contrato de concessão, segue conforme abaixo:

EVOLUÇÃO DO ENDIVIDAMENTO LIGHT SESA

(R\$ bilhão)



Notas:

- (1) No 2T24, a Dívida bruta estava integralmente contabilizada no curto prazo em função do processo de recuperação judicial. Considera o saldo dos contratos de derivativos (swap) na dívida bruta.
- (2) Considerando os indicadores conforme definido nas respectivas escrituras das dívidas.

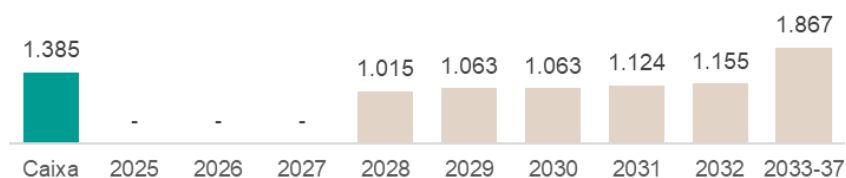


2.9 Endividamento (continuação)

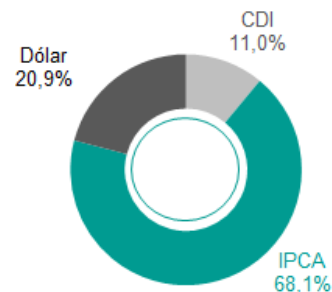
O cronograma de amortização do principal da dívida consolidada da Distribuidora, o perfil da dívida por indexador e a abertura do endividamento por instrumento a valor de face com o efeito do AVJ seguem conforme abaixo:

CRONOGRAMA DE AMORTIZAÇÃO DO PRINCIPAL DA DÍVIDA

(R\$ milhões)



DÍVIDA POR INDEXADOR



3.0 Light Energia + Com. (Geração e Comercialização)

3.1 Desempenho financeiro

R\$ milhões	3T25	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Receita Operacional Líquida	516	318	62,5%	1.097	778	41,1%
Energia Comprada	(394)	(143)	174,5%	(691)	(230)	199,7%
Lucro Bruto	123	174	-29,7%	407	547	-25,7%
Despesa Operacional	(69)	(45)	54,0%	(39)	(138)	-72,1%
PMSO	(23)	(15)	52,8%	(65)	(45)	46,2%
Depreciação e Amortização	(33)	(32)	3,3%	(98)	(94)	3,3%
Provisões para contingências	4	2	94,5%	4	1	266,0%
Efeito Marcação a Mercado	(17)	-	-	121	-	-
Outras Rec./Desp. Op.	(5)	25	-	(6)	0	-
Resultado Financeiro	(20)	13	-	68	(161)	-
Resultado Antes de Impostos	28	167	-83,3%	430	248	73,5%
IR/CS	(33)	(48)	-30,9%	(94)	(59)	60,0%
IR/CS Diferido	26	(12)	-	(45)	(16)	181,0%
Resultado Líquido	21	108	-80,7%	291	173	68,2%
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	103	161	-36,1%	345	503	-31,5%
EBITDA CVM	81	186	-56,5%	460	444	3,6%

A operação integrada de Geração e Comercialização da Light registrou receita líquida combinada de R\$ 516 milhões no 3T25, um crescimento de 62,5% em relação ao mesmo período do ano anterior. O Lucro Bruto foi de R\$ 123 milhões, com variação de -29,7% frente ao 3T24.

Esse desempenho reflete um trimestre marcado por maior volume comercializado (+42%, atingindo 1.138 Mwmed no 3T25), mas também por condições hidrológicas adversas, que resultaram em menor GSF (Generation Scaling Factor). Esse fator reduziu a energia alocada e aumentou a necessidade de compra no mercado de curto prazo.

Como consequência, o EBITDA Ajustado⁽¹⁾ combinado das operações de Geração e Comercialização foi de R\$103 milhões no 3T25, totalizando R\$345 milhões no acumulado do ano.

Nota:

(1) Excluindo outras receitas e despesas operacionais, o efeito da marcação a mercado dos contratos da Light Com. e itens não recorrentes.



3.2 Resultado financeiro

R\$ milhões	3T25	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Custo da Dívida	(35)	23	-	51	(137)	-
Encargos Líquidos	(28)	(22)	27,9%	(73)	(61)	19,9%
Δ Cambial e Monetária	15	15	-0,5%	86	(150)	-
Operações de Swap	(55)	(1)	N/A	(54)	(15)	N/A
Aplicações Financeiras	34	31	10,5%	94	89	5,7%
AVJ	(1)	-	-	(3)	-	-
Receita e Desp. Financeiras	15	(10)	-	19	(24)	-
Atualização de Contas do BP	0	3	N/A	(1)	3	-
Outros	14	(13)	-	19	(27)	-
Resultado Financeiro	(20)	13	-	70	(161)	-

O resultado financeiro das operações de Geração e Comercialização foi negativo em R\$20 milhões, revertendo o montante positivo de R\$13 milhões registrado no mesmo período do ano anterior, muito por conta do efeito contábil da marcação a mercado (MTM) do SWAP de fluxo de caixa da dívida da Light Energia. Em Julho de 2025, a Companhia realizou a contratação de *hedge* para o saldo remanescente da dívida em moeda estrangeira com vencimento em junho de 2026 (*Bonds Light Energia*), no montante de US\$159 milhões.

3.3 Resultado Líquido

Como resultado dos fatores anteriormente mencionados, as operações da Light Energia e Light Comercializadora combinadas registraram lucro líquido de R\$21 milhões no trimestre, apresentando queda de 80,7% em relação ao 3T24. Desconsiderando o efeito contábil da marcação a mercado dos contratos da Light Com., o lucro líquido teria alcançado R\$38 milhões.



3.4 Endividamento Light Energia

R\$ milhões	Set/25	dez/24	Δ%	Jun/25	Δ%
Dívida Bruta	1.568	2.162	-27,5%	1.767	-11,2%
Curto Prazo	1.093	678	61,2%	1.109	-1,4%
Em moeda estrangeira	251	477	-47,4%	259	-3,2%
Em moeda nacional	842	201	318,3%	850	-0,9%
Longo Prazo ⁽¹⁾	476	1.484	-67,9%	658	-27,7%
Em moeda estrangeira	476	794	-40,1%	658	-27,7%
Em moeda nacional	-	690	-	-	-
Posição de Caixa	1.112	1.384	-19,7%	1.216	-8,6%
Dívida Líquida	457	778	-41,3%	551	-17,1%
Dívida Líquida / EBITDA 12M para covenants⁽²⁾	1,01x	n.d.	-	0,92x	+0,1x

No 3T25, a Light Energia reportou uma dívida bruta de R\$1,6 bilhões, queda de 27,5% em relação dezembro/24 refletindo, principalmente: (i) o efeito do resultado do Leilão Reverso, com a recompra de aproximadamente USD 51 mm com deságio de 5%; e (ii) a variação cambial no período (o dólar recuou cerca de 14% entre dez/24 e set/25).

Sobre o Leilão Reverso, a Companhia recomprou montante de aproximadamente US\$51 milhões em principal com 5% de deságio pelo valor de R\$273,6 milhões (referente a US\$48,4 milhões). O montante recomprado representava 24,19% das Notas em circulação no momento da operação. Ao final do trimestre, a dívida líquida totalizou R\$457 milhões, apresentando queda de 45% A/A.

Notas:

(1) EBITDA exclui outras receitas/despesas operacionais.

(2) Considerando os indicadores conforme definido nas respectivas escrituras das dívidas.



Anexo I – Conciliação do EBITDA

Light SESA (Distribuidora)

R\$ milhões	3T25	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Resultado Líquido	11	60	-82,2%	171	(251)	-
(-) IR/CS	-	-	-	-	-	-
(-) IR/CS diferido	(42)	3	-	(200)	43	-
EBT	53	56	-6,6%	371	(293)	-
(-) Depreciação e Amortização	(198)	(183)	8,3%	(580)	(544)	6,5%
(-) Resultado Financeiro	(176)	(113)	56,3%	(383)	(911)	-58,0%
EBITDA CVM	427	352	21,3%	1.334	1.162	14,8%
(-) Outras Rec./Desp. Op.	(37)	(43)	-15,3%	(90)	(143)	-37,1%
(-) VNR	61	29	110,1%	348	258	35,0%
(-) Não recorrentes	-	(73)	-	-	(146)	-
EBITDA Ajustado	402	439	-8,3%	1.076	1.194	-9,8%

Light Energia + Com. (Geração & Distribuição)

R\$ milhões	3T25	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Resultado Líquido	21	108	-80,7%	291	96	201,8%
(-) IR/CS	(33)	(48)	-30,9%	(94)	(75)	24,6%
(-) IR/CS diferido	26	(12)	-	(45)	(16)	181,0%
EBT	28	167	-83,3%	430	188	128,9%
(-) Depreciação e Amortização	(33)	(32)	3,3%	(98)	(94)	3,3%
(-) Resultado Financeiro	(20)	13	-	68	(161)	-
EBITDA CVM	81	186	-56,5%	460	444	3,6%
(-) Outras Rec./Desp. Op.	(5)	25	-	(6)	(60)	-89,8%
(-) Efeito MtM Light Com.	(17)	-	-	121	-	-
(-) Não recorrentes	-	-	-	-	-	-
EBITDA Ajustado	103	161	-36,1%	345	503	-31,5%



Anexo II – DRE Trimestral Consolidada

	Ajustado			Reportado		
R\$ milhões	3T25	3T24	Δ%	3T25	3T24	Δ%
Receita Operacional Líquida	3.631	3.717	-2,3%	3.631	3.717	-2,3%
Energia Comprada	(2.339)	(2.474)	-5,4%	(2.339)	(2.474)	-5,4%
Custo de Construção	(287)	(182)	57,2%	(287)	(182)	57,2%
Lucro Bruto	1.005	1.061	-5,2%	1.005	1.061	-5,2%
Despesa Operacional	(685)	(649)	5,6%	(685)	(721)	-5,0%
PMSO	(368)	(277)	32,9%	(368)	(350)	5,3%
Pessoal	(180)	(149)	20,2%	(180)	(150)	20,0%
Material	(24)	(13)	87,6%	(24)	(13)	87,6%
Serviço de Terceiros	(197)	(130)	51,4%	(197)	(176)	12,0%
Outros	32	15	113,5%	32	(12)	-
Depreciação e Amortização	(233)	(215)	8,3%	(233)	(215)	8,3%
Provisões para contingências	3	(74)	-	3	(74)	-
PECLD	(70)	(83)	-15,0%	(70)	(83)	-15,0%
Efeito Marcação a Mercado	(17)	-	-	(17)	-	-
Outras Rec./Desp. Operacionais	(58)	(36)	60,7%	(58)	(36)	60,7%
Resultado Financeiro	(77)	(89)	-14,3%	(178)	(89)	99,2%
Receita Financeira	156	121	28,8%	156	121	28,8%
Despesa Financeira	(233)	(210)	10,7%	(334)	(210)	58,9%
Resultado Antes dos Impostos	185	286	-35,4%	84	214	-60,9%
IR/CS	(35)	(48)	-27,6%	(35)	(48)	-27,6%
IR/CS Diferido	(22)	(8)	163,7%	(22)	(8)	163,7%
Resultado Líquido	134	230	-41,8%	33	158	-79,3%
EBITDA Ajustado	508	598	-15,0%			

Nota:

(1) EBITDA Ajustado = EBITDA CVM, excluindo VNR, Outras receitas/despesas operacionais, Equivalência e itens não recorrentes, conforme conciliação demonstrada no Anexo I.



Anexo II – DRE Acumulada Consolidada

	Ajustado			Reportado		
R\$ milhões	9M25	9M24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Receita Operacional Líquida	10.830	10.861	-0,3%	10.830	10.761	0,6%
Energia Comprada	(6.825)	(7.112)	-4,0%	(6.825)	(7.112)	-4,0%
Custo de Construção	(889)	(525)	69,4%	(889)	(525)	69,4%
Lucro Bruto	3.116	3.224	-3,4%	3.116	3.125	-0,3%
Despesa Operacional	(1.912)	(2.120)	-9,8%	(1.912)	(1.970)	-2,9%
PMSO	(958)	(985)	-2,7%	(958)	(985)	-2,7%
Pessoal	(482)	(423)	13,9%	(482)	(423)	13,9%
Material	(61)	(33)	85,8%	(61)	(33)	85,8%
Serviço de Terceiros	(502)	(439)	14,1%	(502)	(439)	14,1%
Outros	86	(90)	-	86	(90)	-
Depreciação e Amortização	(681)	(639)	6,5%	(681)	(639)	6,5%
Provisões para contingências	(152)	(241)	-36,9%	(152)	(241)	-36,9%
PECLD	(242)	(255)	-5,2%	(242)	(105)	131,2%
Efeito Marcação a Mercado	121	-	-	121	-	-
Outras Rec./Desp. Operacionais	(192)	(365)	-47,4%	(192)	(316)	-39,2%
Resultado Financeiro	(168)	(1.042)	-83,8%	(270)	(1.042)	-74,1%
Receita Financeira	448	413	8,6%	448	413	8,6%
Despesa Financeira	(617)	(1.455)	-57,6%	(718)	(1.455)	-50,7%
Resultado Antes dos Impostos	843	(303)	-	742	(203)	-
IR/CS	(96)	(59)	64,4%	(96)	(75)	27,8%
IR/CS Diferido	(245)	27	-	(245)	27	-
Resultado Líquido	502	(88)	-	400	(252)	-
EBITDA Ajustado	1.416	1.683	-15,9%			

Nota: (1) EBITDA Ajustado = EBITDA CVM, excluindo VNR, Outras receitas/despesas operacionais, Equivalência e itens não recorrentes, conforme conciliação demonstrada no Anexo I.



Anexo III – DRE Trimestral da Distribuidora

	Ajustado			Reportado		
R\$ milhões	3T25	3T24	Δ%	3T25	3T24	Δ%
Receita Operacional Líquida	3.133	3.412	-8,2%	3.133	3.412	-8,2%
Energia Comprada	(1.959)	(2.344)	-16,4%	(1.959)	(2.344)	-16,4%
Custo de Construção	(287)	(182)	57,2%	(287)	(182)	57,2%
Lucro Bruto	887	886	0,0%	887	886	0,0%
Despesa Operacional	(621)	(601)	3,3%	(621)	(674)	-7,8%
PMSO	(352)	(260)	35,6%	(352)	(332)	5,9%
Pessoal	(158)	(144)	9,7%	(158)	(144)	9,5%
Material	(20)	(12)	62,3%	(20)	(12)	62,3%
Serviço de Terceiros	(184)	(121)	52,4%	(184)	(166)	10,6%
Outros	10	17	-43,3%	10	(9)	-
Depreciação e Amortização	(198)	(183)	8,3%	(198)	(183)	8,3%
Provisões para contingências	(0)	(76)	-99,5%	(0)	(76)	-99,5%
PECLD	(70)	(83)	-15,0%	(70)	(83)	-15,0%
Outras Rec./Desp. Operacionais	(37)	(43)	-15,3%	(37)	(43)	-15,3%
Resultado Financeiro	(74)	(113)	-33,9%	(176)	(113)	56,3%
Resultado Antes dos Impostos	154	129	19,4%	53	56	-6,6%
IR/CS	-	-	-	-	-	-
IR/CS Diferido	(42)	3	-	(42)	3	-
Resultado Líquido	112	132	-15,3%	11	60	-82,2%
EBITDA Ajustado	402	439	-8,3%			

Nota: (1) EBITDA Ajustado = EBITDA CVM, excluindo VNR, Outras receitas/despesas operacionais, Equivalência e itens não recorrentes, conforme conciliação demonstrada no Anexo I.



Anexo III – DRE Acumulada da Distribuidora

	Ajustado			Reportado		
R\$ milhões	9M25	9M24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Receita Operacional Líquida	9.779	10.122	-3,4%	9.779	10.022	-2,4%
Energia Comprada	(6.176)	(6.921)	-10,8%	(6.176)	(6.921)	-10,8%
Custo de Construção	(889)	(525)	69,4%	(889)	(525)	69,4%
Lucro Bruto	2.714	2.676	1,4%	2.714	2.576	5,3%
Despesa Operacional	(1.870)	(1.769)	5,7%	(1.870)	(1.816)	3,0%
PMSO	(893)	(727)	22,8%	(893)	(925)	-3,4%
Pessoal	(428)	(392)	9,0%	(428)	(397)	7,8%
Material	(52)	(28)	86,9%	(52)	(32)	64,1%
Serviço de Terceiros	(464)	(357)	30,0%	(464)	(415)	11,9%
Outros	51	50	2,0%	51	(81)	-
Depreciação e Amortização	(580)	(544)	6,5%	(580)	(544)	6,5%
Provisões para contingências	(155)	(242)	-36,0%	(155)	(242)	-36,0%
PECLD	(242)	(255)	-5,2%	(242)	(105)	131,2%
Outras Rec./Desp. Operacionais	(90)	(143)	-37,1%	(90)	(143)	-37,1%
Resultado Financeiro	(281)	(911)	-69,1%	(383)	(911)	-58,0%
Resultado Antes dos Impostos	473	(147)	-	371	(293)	-
IR/CS	-	-	-	-	-	-
IR/CS Diferido	(200)	43	-	(200)	43	-
Resultado Líquido	273	(104)	-	171	(251)	-
EBITDA Ajustado	1.076	1.194	-9,8%			

Nota:

(1) EBITDA Ajustado = EBITDA CVM, excluindo 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		
	3T25	3T24	Δ%	3T25	3T24	Δ%
Receita Operacional Líquida	516	318	62,5%	516	318	62,5%
Energia Comprada	(394)	(143)	174,5%	(394)	(143)	174,5%
Lucro Bruto	123	174	-29,7%	123	174	-29,7%
Despesa Operacional	(69)	(45)	54,0%	(69)	(45)	54,0%
PMSO	(23)	(15)	52,8%	(23)	(15)	52,8%
Pessoal	(10)	(7)	57,0%	(10)	(7)	57,0%
Material	(1)	(0)	51,8%	(1)	(0)	51,8%
Serviço de Terceiros	(9)	(7)	29,4%	(9)	(7)	29,4%
Outros	(3)	(1)	144,3%	(3)	(1)	144,3%
Depreciação e Amortização	(33)	(32)	3,3%	(33)	(32)	3,3%
Provisões para contingências	4	2	94,5%	4	2	94,5%
Efeito MtM Light Com.	(17)	-	-	(17)	-	-
Outras Rec./Desp. Operacionais	(5)	25	-	(5)	25	-
Resultado Financeiro	(20)	13	-	(20)	13	-
Resultado Antes dos Impostos	28	167	-83,3%	28	167	-83,3%
IR/CS	(33)	(48)	-30,9%	(33)	(48)	-30,9%
IR/CS Diferido	26	(12)	-	26	(12)	-
Resultado Líquido	21	108	-80,7%	21	108	-80,7%
EBITDA Ajustado	103	161	-36,1%			

Nota:

(1) EBITDA Ajustado = EBITDA CVM, excluindo VNR, Outras receitas/despesas operacionais, Equivalência e itens não recorrentes, conforme conciliação demonstrada no Anexo I.



Anexo IV – DRE Acumulada da Geradora e Comercializadora

	Ajustado			Reportado		
R\$ milhões	9M25	9M24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Receita Operacional Líquida	1.097	778	41,1%	1.097	778	41,1%
Energia Comprada	(691)	(230)	199,7%	(691)	(230)	199,7%
Lucro Bruto	407	547	-25,7%	407	547	-25,7%
Despesa Operacional	(39)	(138)	-72,1%	(39)	(138)	-72,1%
PMSO	(65)	(45)	46,2%	(65)	(45)	46,2%
Pessoal	(30)	(21)	42,3%	(30)	(21)	42,3%
Material	(2)	(1)	73,4%	(2)	(1)	73,4%
Serviço de Terceiros	(25)	(16)	51,1%	(25)	(16)	51,1%
Outros	(9)	(6)	42,2%	(9)	(6)	42,2%
Depreciação e Amortização	(98)	(94)	3,3%	(98)	(94)	3,3%
Provisões para contingências	4	1	266,0%	4	1	266,0%
Efeito MtM Light Com.	121	-	-	121	-	-
Outras Rec./Desp. Operacionais	(6)	0	-	(6)	(60)	-89,8%
Resultado Financeiro	68	(161)	-	68	(161)	-
Resultado Antes dos Impostos	430	248	73,5%	430	188	128,9%
IR/CS	(94)	(59)	60,0%	(94)	(75)	24,6%
IR/CS Diferido	(45)	(16)	181,0%	(45)	(16)	181,0%
Resultado Líquido	291	173	68,2%	291	96	201,8%
EBITDA Ajustado	345	503	-31,5%			

Nota:

(1) EBITDA Ajustado = EBITDA CVM, excluindo VNR, Outras receitas/despesas operacionais, Equivalência e itens não recorrentes, conforme conciliação demonstrada no Anexo I.



Anexo V – Balanço Patrimonial Consolidado

Ativo

	30.09.2025	31.12.2024
Circulante	5.831	7.159
Caixa e equivalente de caixa	346	186
Títulos e valores mobiliários	2.295	2.904
Contas a receber de clientes	1.402	1.725
Estoques	91	80
Tributos e contribuições a recuperar	304	1.125
Despesas pagas antecipadamente	27	26
Serviços prestados a receber	26	19
Instrumentos financeiros derivativos swaps	5	-
Valor justo na compra e venda de energia	444	305
Outros créditos	665	565
Ativos classificados como mantidos para venda	225	225
Não Circulante	19.913	18.185
Contas a receber de clientes	1.062	994
Tributos e contribuições a recuperar	2.831	1.924
Tributos diferidos	339	555
Depósitos judiciais	392	379
Instrumentos financeiros derivativos swaps	17	21
Ativo financeiro da concessão	10.742	9.724
Valor justo na compra e venda de energia	323	268
Outros créditos	34	34
Ativo contratual – infraestrutura em construção	667	519
Investimentos	3	4
Imobilizado	2.069	2.039
Intangível	1.104	1.478
Ativo de direito de uso	328	247
Ativo Total	25.744	25.344



Anexo V – Balanço Patrimonial Consolidado (cont.)

Passivo

	30.09.2025	31.12.2024
Circulante	5.889	5.034
Fornecedores	2.301	2.253
Tributos e contribuições a pagar	237	164
Tributos diferidos	4	-
Empréstimos e financiamentos	949	533
Debêntures	275	171
Instrumentos financeiros derivativos swaps	54	-
Saldo remanescentes de inst. financeiros derivativos swaps	-	21
Passivos financeiros setoriais	193	175
Obrigações trabalhistas	162	130
Benefícios pós-emprego	29	29
Valores a serem restituídos a consumidores	-	202
Obrigações por arrendamento	71	43
Encargos regulatórios	471	347
Valor justo na compra e venda de energia	359	260
Outros débitos	785	708
Não circulante	14.233	15.091
Empréstimos e financiamentos	1.959	3.253
Debêntures	6.345	5.549
Saldo remanescentes de instr. financeiros derivativos swaps	-	406
Passivos financeiros setoriais	464	730
Tributos e contribuições a pagar	51	51
Tributos diferidos	328	291
Provisões para contingências	4.026	4.012
Benefícios pós-emprego	190	169
Obrigações por arrendamento	294	233
Valores a serem restituídos a consumidores	239	18
Valor justo na compra e venda de energia	296	335
Outros débitos	41	45
Patrimônio líquido	5.622	5.218
Capital social	5.392	5.392
Reserva de capital	358	356
Prejuízos acumulados	(183)	(594)
Ajustes de avaliação patrimonial	231	242
Outros resultados abrangentes	(177)	(178)
Passivo Total	25.744	25.344



Anexo VI – Endividamento a valor de face

CONSOLIDADO

<i>R\$ milhões</i>	Dívida a Valor de Face	AVJ	Dívida a Valor Justo
Light SESA	7.440	(1.172)	6.268
Light Energia	1.571	(3)	1.568
Conversível Local	1.663	(481)	1.182
Conversível Estrangeiro	553	(68)	484
Credor Local Não Optante	54	(35)	19
Credor Estrangeiro Não Optante	21	(13)	8
TOTAL	11.301	(1.771)	9.529

DISTRIBUIDORA (LIGHT SESA)

<i>R\$ milhões</i>	Dívida a Valor de Face	AVJ	Dívida a Valor Justo
IPCA + 5%	3.424	(379)	3.045
IPCA + 3%	1.719	(496)	1.223
USD @ 4,21%	1.040	(125)	915
USD @ 2,26%	554	(159)	395
Credores Financeiros	702	(12)	690
TOTAL	7.440	(1.172)	6.268

GERADORA (LIGHT ENERGIA)

<i>R\$ milhões</i>	Dívida a Valor de Face	AVJ	Dívida a Valor Justo
IPCA + 4,85%	484	-	484
USD @ 4,375%	845	(3)	842
CDI + 2%	225	-	225
CDI + 2,85%	17	-	17
TOTAL	1.571	(3)	1.568



Anexo VII – Balanço Energético

DETALHADO	3T25	%	9M25	%
(+) Proinfa	68	1,4%	226	1,2%
(+) Itaipu	1.010	21,1%	2.989	16,3%
(+) Leilões	4.375	91,2%	13.451	73,3%
(+) Cotas	596	12,4%	1.994	10,9%
(+) Angra I e II	204	4,2%	604	3,3%
(+) Outros (CCEE)	(1.458)	-30,4%	(910)	-5,0%
Energia Requerida (CCEE)	4.795	-	18.354	-
Carga Própria	4.682	-	17.858	-
Energia Faturada (Cativos)	2.734	-	9.804	-
Residencial	1.665	60,9%	6.078	62,0%
Industrial	41	1,5%	140	1,4%
Comercial	639	23,4%	2.245	22,9%
Demais	390	14,3%	1.340	13,7%
Perdas Técnicas	500	-	1.987	-
Perdas Não Técnicas	1.448	-	6.262	-
Perdas Rede Básica	113	-	390	-

RESUMIDO	3T25	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Carga Fio	7.641	8.201	-6,8%	27.142	27.954	-2,9%
Uso de Rede	2.960	2.887	2,5%	9.284	8.744	6,2%
Carga Própria	4.682	5.314	-11,9%	17.858	19.210	-7,0%
Energia Faturada (Cativo)	2.734	3.089	-11,5%	9.804	10.677	-8,2%
Baixa Tensão	2.442	2.697	-9,5%	8.754	9.163	-4,5%
Média e Alta Tensão	292	391	-25,3%	1.050	1.514	-30,7%
Perda Total	1.947	2.225	-12,5%	8.054	8.533	-5,6%



120 ANOS



Earnings Release 3Q25

Earnings Call

November 14, 2025

11 am (BRT) – Brasília, Brazil

10 am (EDT) – New York, USA

3 pm (GMT) – London, UK

Webcast in
Portuguese with
simultaneous
translation:

[click here](#)

LIGT
B3 LISTED NM

Investor Relations:

ri@light.com.br

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



HIGHLIGHTS

- **Light SESA (DisCo) Concession Renewal:** On November 4, ANEEL (National Electric Energy Agency) recommended the renewal of Light SESA's electric energy distribution concession for a 30-year period. The process now moves to the Ministry of Mines and Energy for final evaluation and decision.
- **Continuous quality improvement,** DEC (Equivalent Interruption Duration per Consumer Unit) reaches a historical low of 6.08 hours;
- **Non-technical losses (NTL) (ex-REN) on grid load recedes to 22.8%** (12 months), versus 23.1% in 3Q24; non-technical loss is 366 GWh lower Y/Y;
- **Total investments of R\$472 million in the quarter** (+60% Y/Y); R\$1.2 billion year-to-date;
- **Robust Cash Position:** R\$ 2.6 billion, consolidated;
- **Maintenance and expansion investments in the DisCo** of R\$279 million in the quarter (+50% Y/Y); totaling R\$713 million for the year;
- **Liabilities management:** favorable results at CARF in decisions related to the collection of income tax and social contribution on non-technical losses;
- **Net Debt / EBITDA 12M⁽³⁾ consolidated at 2.89x**

R\$ million	3Q25	3Q24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
DEC (12 months) – hours	6.08	7.27	-16.4%	-	-	-
FEC (12 months) – times	2.97	3.19	-6.9%	-	-	-
Net Revenues	3,631	3,717	-2.3%	10,830	10,761	0.6%
EBITDA CVM	494	518	-4.6%	1,692	1,478	14.5%
Adjusted EBITDA ⁽¹⁾	508	598	-15.0%	1,416	1,683	-15.9%
Net Income / Loss	33	158	-79.3%	400	(252)	-
Proforma Net Debt ⁽²⁾	5,221	9,396	-44.4%	-	-	-
(+) Proforma Gross Debt ⁽²⁾	7,863	11,795	-33.3%	-	-	-
(-) Cash & equivalents	2,642	2,399	10.1%	-	-	-
Net Debt / EBITDA 12M - covenants⁽³⁾	2.89x	n.a.	-	-	-	-
CAPEX	472	295	60.0%	1,187	708	67.6%

(1) Adjusted EBITDA excluding NRV, Other operating income/expenses, the mark-to-market effect of Light COM's contracts, and non-recurring items, as per the reconciliation shown in the Consolidated EBITDA Section.

(2) Proforma debt disregarding the portion of debt convertible into Light S/A shares.

(3) Consolidated covenant indicator for Light SESA's debt, as established in the respective indentures.

INDEX

1.0 CONSOLIDATED LIGHT

- 1.1 Financial Performance
- 1.2 EBITDA
- 1.3 Net Income
- 1.4 Capital Structure
- 1.5 Capital Expenditure

2.0 DISCO (LIGHT SESA)

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

3.0 GENERATION AND TRADING (Light Energia & Com.)

- 3.1 Financial Performance
- 3.2 Financial Result
- 3.3 Net Income
- 3.4 Indebtedness

4.0 APPENDICES

- 4.1 Appendix I – EBITDA Reconciliation
- 4.2 Appendix II – Consolidated Income Statement (DRE)
- 4.3 Appendix III – Income Statement (Generation + Trading)
- 4.4 Appendix IV – Consolidated Balance Sheet
- 4.5 Appendix V – Energy Balance
- 4.6 Appendix VI – Face Value Indebtedness
- 4.7 Appendix VII – Energy Balance

1.0 CONSOLIDATED LIGHT

1.1 Financial Performance

R\$ milhões	Adjusted			Reported		
	3Q25	3Q24	Δ%	3Q25	3Q24	Δ%
Net Operating Revenue	3,631	3,717	-2.3%	3,631	3,717	-2.3%
Purchased Electricity	(2,339)	(2,474)	-5.4%	(2,339)	(2,474)	-5.4%
Construction Cost	(287)	(182)	57.2%	(287)	(182)	57.2%
Gross profit	1,005	1,061	-5.2%	1,005	1,061	-5.2%
Operating Expense	(685)	(649)	5.6%	(685)	(721)	-5.0%
PMSO	(368)	(277)	32.9%	(368)	(350)	5.3%
Personnel	(180)	(149)	20.2%	(180)	(150)	20.0%
Material	(24)	(13)	87.6%	(24)	(13)	87.6%
Outsourced Services	(197)	(130)	51.4%	(197)	(176)	12.0%
Others	32	15	113.5%	32	(12)	-
Depreciation and Amortization	(233)	(215)	8.3%	(233)	(215)	8.3%
Contingency Provisions	3	(74)	-	3	(74)	-
PECLD (delinquency)	(70)	(83)	-15.0%	(70)	(83)	-15.0%
Mark-to-market effect	(17)	-	-	(17)	-	-
Other Oper. Revenue/Expense	(58)	(36)	60.7%	(58)	(36)	60.7%
Financial Revenue/Expense	(77)	(89)	-14.3%	(178)	(89)	99.2%
Income Before Taxes	185	286	-35.4%	84	214	-60.9%
Income Tax/Social Contribution	(35)	(48)	-27.6%	(35)	(48)	-27.6%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(16)	(8)	96.1%	(16)	(8)	96.1%
Net Income	134	230	-41.8%	33	158	-79.3%
EBITDA	508	598	-15.0%	494	518	-4.6%

Consolidated net revenue (after intercompany eliminations) totaled R\$3.6 billion in 3Q25, a 2.3% Y/Y decrease, mainly influenced by the impact of temperature on energy consumption at the DisCo, partially offset by the positive performance of Light Com., whose traded volume of energy and average resale price were higher than in the same period last year.

Gross profit fell 5.2% in the quarter compared to the previous year, due to the higher cost of purchased energy (+5.4% Y/Y), especially in the generation segment. The increase in this cost at the GenCo can be attributed to the lower GSF (Generation Scaling Factor), impacting the need to purchase energy in the short-term market, as well as a higher PLD (Settlement Price for Differences) level in the period.



1.2 EBITDA

The table below presents the reconciliation of the consolidated EBITDA:

<i>R\$ million</i>	3Q25	3Q24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Net Income (Loss)	33	158	-79.3%	400	(252)	-
(-) Income Tax/Social Contribution	(35)	(48)	-27.6%	(96)	(75)	27.8%
(-) Deferred Inc. Tax/Social Contribution	(16)	(8)	96.1%	(245)	27	-
EBT	84	214	-60.9%	742	(203)	-
(-) Depreciation and Amortization	(233)	(215)	8.3%	(681)	(639)	6.5%
(-) Financial Revenue (Expense)	(178)	(89)	99.2%	(270)	(1,042)	-74.1%
CVM EBITDA	494	518	-4.6%	1,692	1,478	14.5%
(-) Other Operating Rev./Exp.	(58)	(36)	60.7%	(192)	(316)	-39.2%
(+/-) Light COM. MtM effect	(17)	-	-	121	-	-
(-) New Replacement Value (NRV)	61	29	110.1%	348	258	35.0%
(-) Non-recurring effects	-	(73)	-	-	(146)	-
Adjusted EBITDA	508	598	-15.0%	1,416	1,683	-15.9%
<i>of which:</i>						
DisCo	402	439	-8.3%	1,076	1,194	-9.8%
Generation & Com.	103	161	-36.1%	345	503	-31.5%
Elimination and other	3	(2)	-	(6)	(15)	-60.7%

The adjusted Consolidated EBITDA⁽¹⁾ was positively impacted by the improvement in provisions for contingencies and PECLD (Provision for Expected Credit Losses) at Light's DisCo, but totaled R\$508 million in 3Q25, a 15.0% decrease compared to the same quarter of the previous year. The negative effects were mainly (i) the effect of lower temperature in the DisCo's concession area (impact on margin); (ii) higher PMSO (Personnel, Material, Services, and Others) expenses at the DisCo, focusing on the sustainability of supply quality; and (iii) the impact of the lower GSF (Generation Scaling Factor) on the GenCo's business in the quarter (~15 p.p. below 3Q24).

1.3 Net Income

The Company reported a profit of R\$33 million in the quarter. In addition to the impacts on EBITDA, already mentioned, the following items from the Financial Result also influenced the lower result for the period (all Non-Recurring items): (i) financial expense from the contract with Supervia (an amendment to its Recovery Plan signed in 3Q25), in the amount of R\$46.7 million, and (ii) recognition of the Present Value of the public sector accounts' installment plan, booked in the 'others' line, in the amount of R\$54.8 million.

For comparison purposes, disregarding the non-recurring effects that impacted the DisCo's financial result mentioned above, the profit for the quarter would have been R\$134 million.

(1) Excluding NRV, Other operating income/expenses, the mark-to-market effect of Light COM's contracts, and non-recurring items, as per the reconciliation shown in the Consolidated EBITDA Section.



1.4 Capital Structure

Cash and Equivalents

The Company ended the quarter with a solid cash and cash equivalents position of R\$2.64 billion, with R\$1.38 billion at Light SESA and R\$1.11 billion at Light Energia. The Company has a cash investment policy approved by the Board of Directors, which considers criteria such as: (i) the financial institution's rating and net equity; (ii) maximum percentage exposure per institution; and (iii) maximum proportionality according to the institution's equity. The securities portfolio of the Company and its subsidiaries is composed of Certificates of Deposit (CDBs), financial bills, and Exclusive Investment Funds with daily liquidity. At the end of 3Q25, approximately 85% of the Company's cash was invested in government securities or financial institutions with an AAA or AA+ rating. The remaining portion was invested in institutions with at least an "A rating". The breakdown of cash and equivalents by instrument is as follows:

<i>R\$ million</i>	Sep/25	%	Dec/24	Δ%
Cash	16	1%	186	6%
CDBs	1,032	39%	1,423	49%
Financial note	830	31%	164	5%
LFT	454	17%	471	15%
Foreign currency	270	10%	495	16%
Repurchase agreement	41	2%	351	11%
Total	2,642	100%	3,090	100%

85%

Rating AAA
or AA+

15%

Rating A or
higher

Indebtedness

The Company's proforma gross debt (excluding the portion of convertible debt in local and foreign currency) ended the quarter at R\$7.86 billion, a 4.5% reduction compared to December/24, reflecting Light's debt restructuring completed at the end of last year, in accordance with the conditions approved in the Judicial Recovery Plan.

Proforma net debt totaled R\$5.22 billion at the end of the quarter, 1.5% higher than the position in December/24. The net debt / 12-month EBITDA ratio, according to the terms and conditions described in the indentures, decreased to 2.89x at the end of the quarter (compared to 2.91x in Dec/24). As provided for in the Judicial Recovery Plan, as soon as the SESA Concession Renewal occurs, 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 of signing the new contract. Considering this capital increase, the consolidated net debt post-capital increase and debt conversion could be between R\$3.8 - 4.3 billion.

The Company's debt restructuring also resulted in the readjustment of the debt profile, making it more aligned with the electric sector's business model, with about 60% indexed to the IPCA (Broad National Consumer Price Index), as well as extending its maturity schedule. At the end of the period, 84% of the gross debt had long-term maturity, and the average maturity of the debt principal was 5.8 years for the consolidated debt, being 7.3 years for the DisCo and 2.4 years for the GenCo.



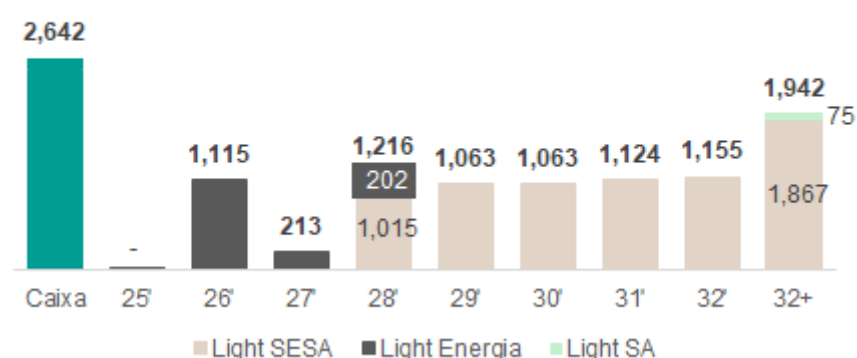
Indebtedness (continuation)

R\$ million	Sep/25	Dec/24	Δ%	Jun/25	Δ%
Gross Debt	9,529	9,933	-4.1%	9,637	-1.1%
Pro-forma Gross Debt⁽¹⁾	7,863	8,234	-4.5%	7,955	-1.2%
Short-term	1,224	725	68.9%	1,184	3.4%
Foreign currency	855	241	255.2%	851	0.5%
Local currency	369	484	-23.8%	332	11.0%
Long-term	8,305	9,208	-9.8%	8,454	-1.8%
Foreign currency	1,304	6,413	-79.7%	1,325	-1.6%
Local currency	5,334	2,796	90.8%	5,446	-2.1%
Convertible debt	1,666	1,699	-1.9%	1,682	-0.9%
Cash Position	2,642	3,090	-14.5%	3,176	-16.8%
Net Debt	6,887	6,844	0.6%	6,461	6.6%
Pro-forma Net Debt⁽¹⁾	5,221	5,144	1.5%	4,779	9.2%
Net Debt / EBITDA 12M - covenants⁽²⁾	2.89x	2.91x	-0.8x	-	-

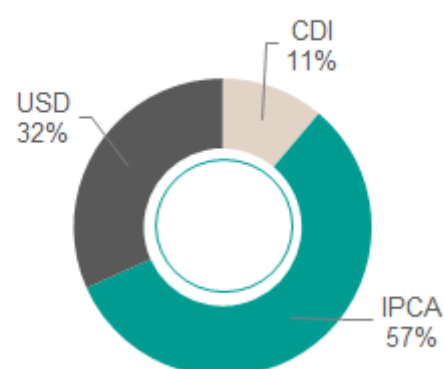
The Company's consolidated debt principal amortization schedule, the debt profile by index, and the breakdown of debt by instrument at face value with the effect of the FVA (Fair Value Adjustment) are as follows:

AMORTIZATION SCHEDULE OF THE PRINCIPAL OF THE NON-CONVERTIBLE DEBT

(R\$ million)



DEBT BY INDEX⁽¹⁾



(1) Excluding the debt convertible into Light S/A shares.

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



1.5 Capital Expenditure

<i>R\$ million</i>	3Q25	3Q24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Light Energia	15	30	-50.6%	44	60	-26.8%
Light SESA	457	265	72.6%	1,143	648	76.3%
Electrical Assets	378	239	58.3%	930	547	69.9%
Loss reduction plan	94	48	97.8%	202	131	54.2%
Receivables	5	6	-13.2%	14	21	-30.0%
Expansion	128	126	1.4%	305	234	30.3%
Maintenance	150	59	156.2%	408	161	152.8%
Non-electrical Assets	79	26	204.7%	213	101	111.4%
Commercial	1	1	-35.1%	1	5	-74.2%
IT	40	22	87.3%	145	91	60.1%
Other	38	3	1046.6%	67	5	1182.1%
Total	472	295	60.0%	1,187	708	67.6%

The Company invested R\$472 million in 3Q25, an increase of 60.0% compared to the same quarter of the previous year. Capital expenditure in the DisCo totaled R\$457 million in the period, with R\$378 million allocated to electrical assets (over 80% of the total amount).

Corroborating the Company's strategy of investing structurally in network quality, the highlight of the quarter (and the year) was the +150% Y/Y increase in maintenance investment in the DisCo's network. The increase in investment occurred mainly in the low voltage and underground networks, and in quality improvement activities and preventive actions of replacing equipment and networks.

In the scope of combating losses, the replacement of 78 thousand obsolete meters with more modern ones also stands out, including smart meters (remotely metered) that enable more agile and efficient operational management. In the quarter, the Company also intensified customer inspection and normalization actions, in line with the strategy of intensive focus on specific areas, ensuring the stability of certain regions.

Both initiatives are closely linked to ensuring the reliability and quality of supply, in accordance with the strategic plan for investment resumption, whose pillars are: (i) structured modernization of the network aiming at the sustainability of quality and team productivity gains; and (ii) investments in combating losses, concentrated in conventional treatment areas and in areas bordering risk areas.



2.0 DISCO (LIGHT SESA)

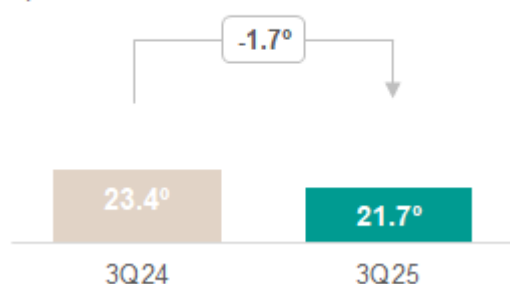
2.1 Energy Market

GWh	3Q25	3Q24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Captive	2,734	3,089	-11.5%	9,804	10,817	-9.4%
Residential	1,665	1,776	-6.2%	6,078	6,288	-3.3%
Commercial	639	799	-20.0%	2,245	2,688	-16.5%
Industrial	41	60	-32.5%	140	199	-29.6%
Other	390	454	-14.1%	1,340	1,640	-18.3%
Grid Usage	2,746	2,698	1.8%	8,618	8,272	4.2%
Commercial	954	876	8.9%	3,071	2,810	9.3%
Industrial	1,203	1,273	-5.5%	3,639	3,683	-1.2%
Other Disco	210	185	13.4%	737	803	-8.2%
Other	379	364	4.2%	1,172	977	19.9%
Energy Market⁽²⁾	5,480	5,787	-5.3%	18,422	19,089	-3.5%
Residential	1,665	1,776	-6.2%	6,078	6,288	-3.3%
Commercial (captive + grid load)	1,592	1,675	-4.9%	5,316	5,498	-3.3%
Industrial (captive + grid load)	1,243	1,333	-6.7%	3,779	3,882	-2.7%
Other Disco	210	185	13.4%	737	803	-8.2%
Other (captive + grid load)	769	818	-5.9%	2,512	2,617	-4.0%

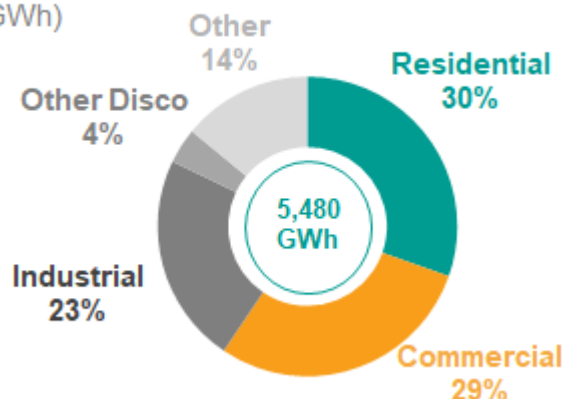
The energy market in Light's concession area registered a drop of 307 GWh (-5.3% Y/Y), reflecting lower average temperatures than last year. The period was marked by the most severe winter in the last 19 years in Rio de Janeiro, with an average temperature of 21.7 °C in 3Q25, 1.7 °C below the 23.4 °C registered in the same quarter of the previous year and about 1°C below the average of the last 5 years.

In addition to the effect of temperature, whose impact is more evident in the residential (-6.2% Y/Y) and commercial (-4.9% Y/Y) classes, there was a relevant reduction in demand in the industrial class (6.7% Y/Y) during the quarter, concentrated in the metallurgy sector.

AVERAGE TEMPERATURE (°C)



ENERGY MARKET (3Q25) (GWh)



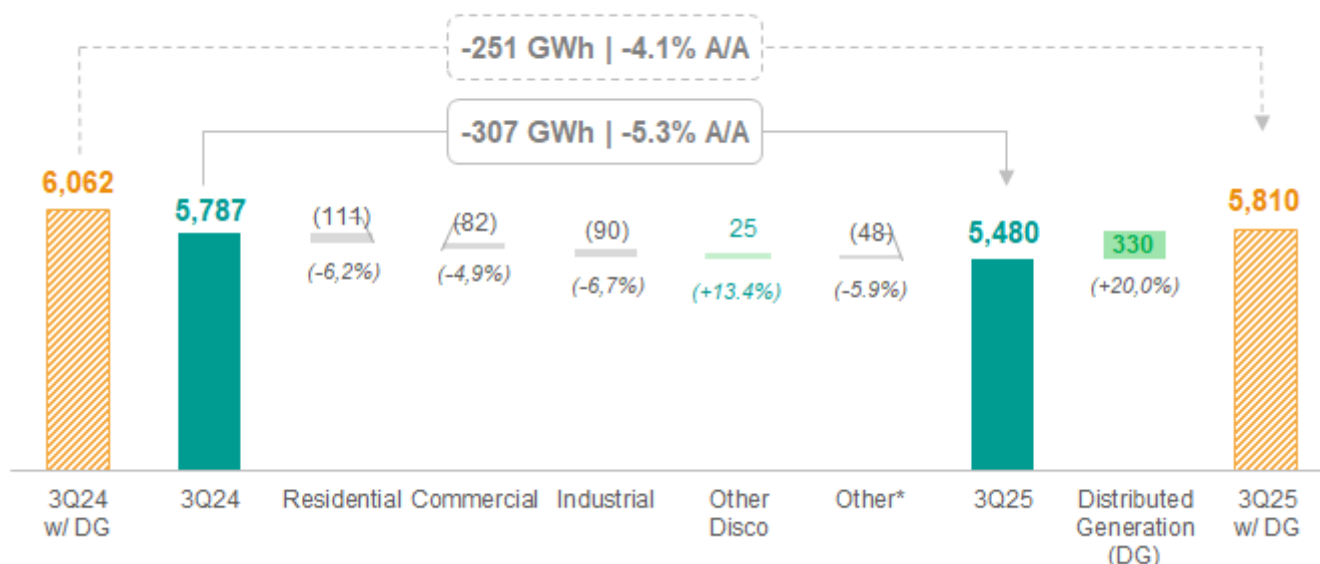
Notes:

- (1) As of 3Q25, the Company began to include the amount of compensated DG II in its respective classes;
- (2) The billed market excludes non-recurring items that impacted 9M24;



2.1 Energy Market (continuation)

Light's energy market continues to be impacted by the expansion of DG (Distributed Generation). Considering the compensated energy (DG I) and simultaneous consumption (DG I and II), the impact of distributed generation in the Light concession area was 330 GWh in 3Q25, which is 55 GWh or 20% higher compared to the same period last year. Disregarding this effect, Light's energy market would have shown a decrease of 251 GWh or 4.1% Y/Y, as demonstrated in the following chart.



2.2 Losses

In the last 12 months ended in Sep/25, total loss⁽⁴⁾ (PT) reached 11,037 GWh, a decrease of 454 GWh compared to the previous year (-4.0% Y/Y), declining mainly in conventional treatment areas (ATC) (-7.4% Y/Y), but also in Risk Areas (-3.2% Y/Y).

Non-technical loss (last 12 months) reached 8,361 GWh in 3Q25, a decrease of 366 GWh or -4.2% when compared to the same period last year. As a result, the non-technical loss over grid load indicator for the last 12 months showed a reduction of 0.23 p.p., reaching 22.8% (versus 23.1% in the same period last year).

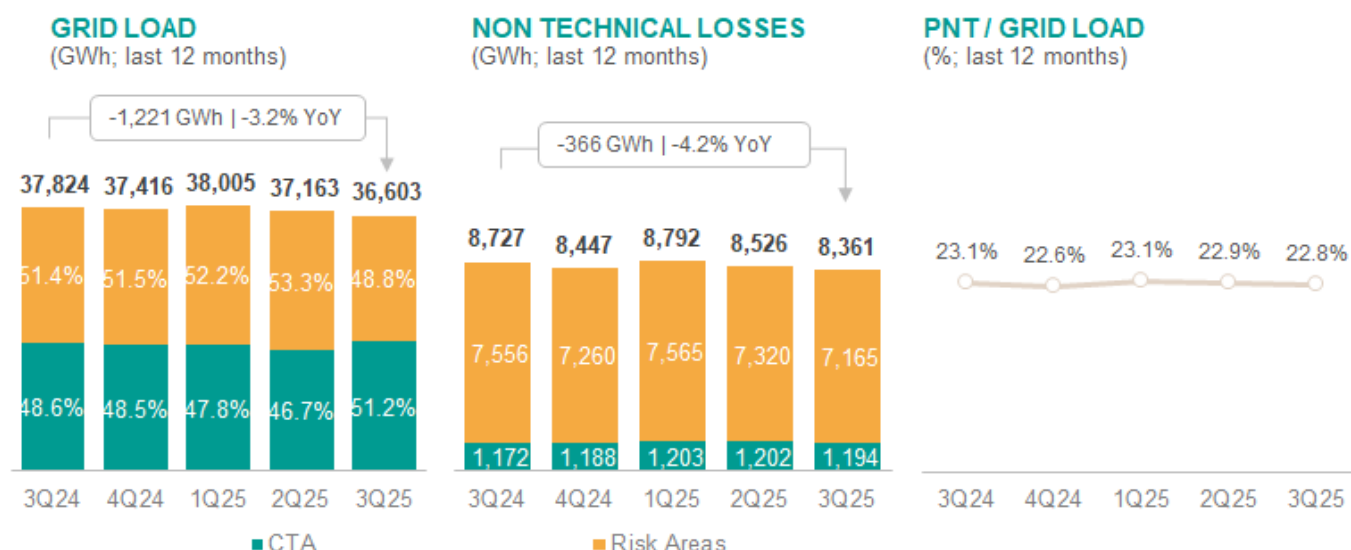
The reduction in non-technical losses occurred in the risk areas, which account for about 86% of the DisCo's loss. Regarding the conventional treatment areas, non-technical losses remained stable, maintaining the ratio of non-technical losses over grid load at 6.4% in these areas.

From a regulatory perspective, according to the specific methodology defined by ANEEL for loss calculation, the indicator of non-technical losses over billing in the Low Voltage Market (NTL/LVM)⁽⁴⁾ reached 71.2% in 3Q25. When compared to the percentage recognized in the tariff, already considering the economic effect of CP09 (with an accounting impact from the March/25 base), the difference between the real and regulatory loss was approximately R\$1.0 billion in EBITDA over the last 12 months. It is important to highlight that, in the year-to-date comparison (9M25 vs. 9M24), a reduction of this impact on the order of 28% is already observed, due to the combination of the reduction in the average energy purchase price (PMIX), as well as the increase in the volume of energy recognized at the regulatory level.

Notes:

- (3) The effect of DG on the Light energy market considers the impact of offset DG (I) and simultaneous DG (I and II).
- (4) Excluding effects of non-recurring items and energy recovery (REN).





Loss Protection Strategy and Measures

As part of the plan to combat non-technical losses, throughout 2025, the Company has been improving its strategy, focused on conventional treatment areas (ATC), but also with containment actions in regions bordering risk areas. This strategy is based on technology, intelligence, and assertive field actions, whose main macro-initiatives include: (i) modernization of the network infrastructure; (ii) intensification of disconnection/reconnection actions; (iii) updating and re-registering the customer base; (iv) expansion of boundary metering; and (v) externalization of meters.

In the boundary meter implementation initiative, the Company will be able to map the energy flow with greater precision and granularity, identifying with increasing assertiveness the locations where losses are concentrated, enabling the targeting of corrective actions more assertively and efficiently, increasing operational efficiency. Scheduled for completion in 2026, this activity foresees the installation of approximately 4,000 meters. At the end of 3Q25, about 3,600 boundary meters had already been implemented.

Within the scope of the meter externalization project, the Company plans to carry out more than 300,000 externalization actions by 2030. This action is critical to ensure the timely and continuous execution of field actions, such as metering, billing, and fraud regularization. By 3Q25, approximately 4,200 actions have already been carried out.

A third ongoing action is the replacement of meters. This quarter was highlighted by the acceleration of the program to replace obsolete meters with more modern equipment, including smart meters (remotely metered), which transmit load information remotely and in real time, enabling more agile and assertive management of the operation. In 3Q25 alone, approximately 78,000 meters were replaced.

Regarding the network shielding project, at the end of September/2025, the Company reached the mark of about 15,000 shielded customers, distributed across 9 polygons where losses used to reach 50% and currently remain at a level close to 10%. Throughout the year, the Company included 3 more shielding polygons but has been concentrating its efforts on monitoring and maintaining the already shielded areas.

Notes:
CTA = Conventional Treatment Area
(1) LV (Low Voltage) billing and losses (technical and non-technical) are adjusted for non-recurring items,
(2) Distributed Generation (DG) considers the amount of energy compensated in the Company's billing and simultaneous consumption

[Return to index](#)



2.3 Collection

Since the end of 2022, the Company has been carrying out a series of reviews in its collection processes. The actions sought levers for operational improvements, aligned with Light's restructuring pillars, in order to reflect its business model with greater precision and consistency. The large clients and public sector segments continue to show good results from negotiations and collection from past periods.

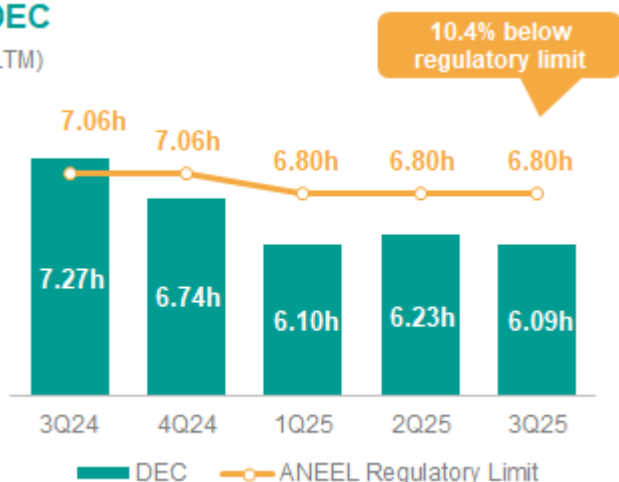
In the retail segment, the collection rate showed a reduction vis-à-vis the same period in 2024. This is due to the 2024 baseline, which was positively impacted by non-recurring billing adjustment events, as described in previous releases. If adjusted for these events, the collection rate for this segment remains close to that of the same period last year.

<i>Last 12 months (%)</i>	3Q25	3Q24	Δ YoY	2Q25	Δ QoQ
Total Collection	97.9%	98.4%	-0.5 pp	97.6%	0.3 pp
Adjusted Total Collection	98.1%	98.8%	-0.8 pp	97.8%	0.2 pp
Retail	96.8%	98.4%	-1.6 pp	96.6%	0.2 pp
Large Customers	100.7%	99.9%	0.8 pp	101.1%	-0.4 pp
Large Public Services	100.5%	99.5%	1.1 pp	99.1%	1.4 pp

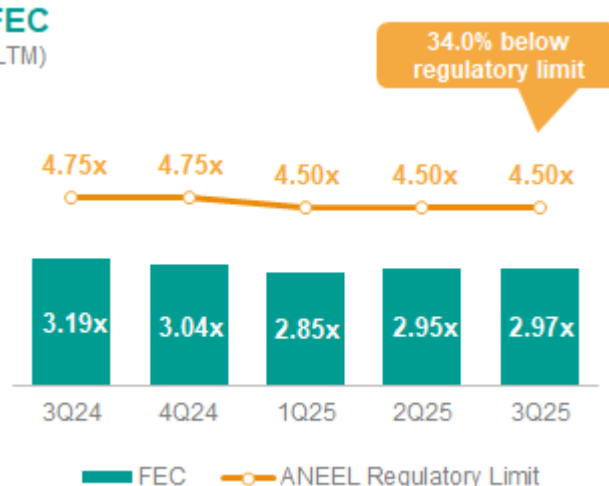
2.4 Quality

Once again, the quality indicators continue to show good performance. The equivalent interruption duration per consumer unit (DEC) was 6.09 hours in the 12 months ending in 3Q25, a reduction of 16.2% (-1.18 h) compared to 3Q24, keeping the indicator 10.4% below the ANEEL regulatory limit (6.80 h). The equivalent interruption frequency per consumer unit (FEC) ended the period at 2.97 times, a drop of 6.9% (-0.22x) compared to 3Q24 and remaining 34.0% below the regulatory limit (4.50x).

DEC
(LTM)



FEC
(LTM)



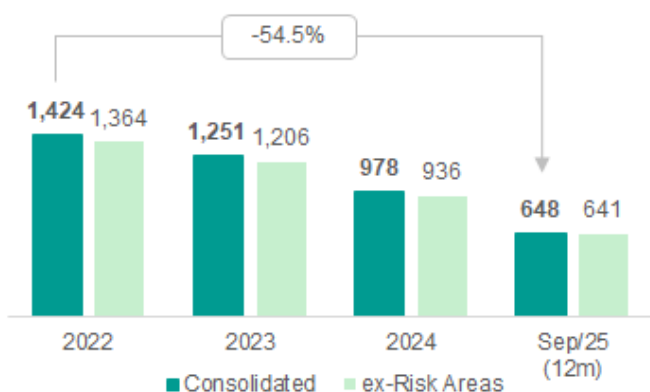
2.4 Quality (continuation)

Throughout Light's transformation process, which began in 2023, the Company has intensified its structuring actions to ensure the maintenance and improvement of service quality through (i) process and system optimization; (ii) expansion of field teams (both in-house and third-party); and (iii) increased investments directed at the network.

These measures have kept the DEC and FEC indicators at historically low levels and below regulatory limits. Additionally, the improvement in quality can be observed through other operational indicators, which have seen consistent reductions in recent years. Among them, the Average Emergency Service Time (TMAE) stands out, which in Sep/25 (accumulated last 12 months) was 648 minutes, showing a drop of more than 50% compared to 2022. The volume of incidents lasting over 24 hours reached 5.6% in Sep/25 (accumulated last 12 months), with a relevant reduction of 65% (or 12 p.p.) compared to the percentage observed in 2022.

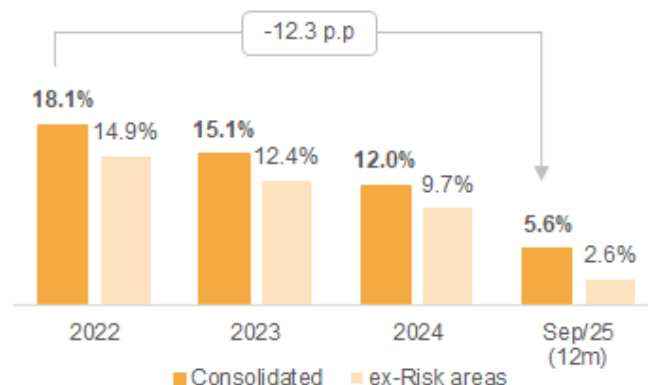
Average Emergency Service Time

(minutes)



Incidents lasting over 24 hours

(%)



2.5 Gross Revenue and Margin

R\$ millions	3Q25	3Q24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Energy Supply	4,007	4,268	-6.1%	13,418	14,013	-4.2%
Residencial	1,864	1,917	-2.8%	6,738	6,590	2.2%
Industrial	59	81	-26.7%	194	259	-24.8%
Comercial	825	1,034	-20.2%	2,799	3,290	-14.9%
Public Authority	264	306	-13.7%	962	1,065	-9.7%
Others	118	170	-30.2%	317	580	-45.4%
Unbilled Supply	68	20	231.9%	(56)	0	-
Network Usage (Free Customers)	809	740	9.3%	2,464	2,229	10.5%
Short-Term Energy	104	-	-	106	-	-
Other Revenues	1,038	970	7.0%	2,087	1,728	20.8%
Sectorial Assets/Liabilities (CVA)	610	557	9.4%	340	440	-22.8%
Construction Revenue	287	182	57.2%	889	525	69.4%
CDE Grant	152	153	-0.5%	495	384	28.9%
VNR	61	29	110.1%	348	258	35.0%
Unbilled Contribution Revenue	(100)	22	-	(64)	60	-
Other Revenues	28	26	6.2%	80	62	30.2%
Gross Revenue	5,149	5,237	-1.7%	15,611	15,741	-0.8%
Deductions	(2,016)	(1,825)	10.5%	(5,832)	(5,719)	2.0%
Net Revenue	3,133	3,412	-8.2%	9,779	10,022	-2.4%

R\$ millions	3Q25	3Q24	Δ%	9Q25	9Q24	Δ%
Adjusted Net Revenue⁽¹⁾	2,785	3,201	-13.0%	8,542	9,339	-8.5%
(-) Energy Purchase	(1,959)	(2,344)	-16.4%	(6,176)	(6,921)	-10.8%
Adjusted Gross Margin⁽¹⁾	825	857	-3.7%	2,366	2,418	-2.1%

The adjusted gross margin — disregarding construction revenue, the NRV (New Replacement Value), and non-recurring effects — totaled R\$825 million in 3Q25, a decrease of 3.7% compared to the same period of the previous year, following the drop in energy supply revenue due to lower temperatures in the concession area, as mentioned above. These effects were partially offset by the increase in consumption in the free segment, the retroactive effect of CP09, and the positive impact of the lower cost of purchased energy on losses. The Company's weighted average price (Pmix) in the quarter was 17% lower than in 3Q24, reflecting the termination, at the end of last year, of an energy purchase contract with significant volume and price.

In the quarter, the DisCo recorded an over-contracting of approximately 107%, settling the surplus energy in the spot market at the PLD (Settlement Price for Differences), thereby constituting a corresponding CVA (Parcel A Items Variation Account) liability, and thus having a neutral effect on the gross margin in 3Q25.

(1) Excluding NRV, construction revenue, and non-recurring effects.



2.6 EBITDA

R\$ millions	3Q25	3Q24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Adjusted Gross Margin⁽¹⁾	825	857	-3,7%	2.366	2.418	-2,1%
Adjusted PMSO	(352)	(260)	35,6%	(893)	(727)	22,8%
Personnel	(158)	(144)	9,7%	(428)	(392)	9,0%
Materials	(20)	(12)	62,3%	(52)	(28)	86,9%
Services	(184)	(121)	52,4%	(464)	(357)	30,0%
Others	10	17	-43,3%	51	50	2,0%
Delinquency	(70)	(83)	-15,0%	(242)	(255)	-5,2%
Contingencies	(0)	(76)	-99,5%	(155)	(242)	-36,0%
EBITDA Adjusted⁽²⁾	402	439	-8,3%	1.076	1.194	-9,8%
EBITDA (ex-VNR)	366	323	13,2%	986	904	9,1%

The Reported EBITDA, excluding VNR (New Replacement Value), totaled R\$369 million in 3Q25, an increase of 14.3% compared to the same period of the previous year, with a highlight on the reductions in Contingencies and PECLD (Provision for Expected Credit Losses). Considering the non-recurring adjustments that impacted EBITDA in 3Q24 and 3Q25, the DisCo's Adjusted EBITDA(1) totaled R\$402 million in the quarter, a decrease of 8.3% Y/Y. On the one hand, there was an improvement in the performance of contingencies and PECLD, but on the other, higher PMSO (Personnel, Material, Services, and Others) expenses were observed.

Regarding PECLD expenses, an improvement of 15.0% Y/Y was observed in the quarter. In the last 12 months, the ratio between adjusted PECLD (excluding the non-recurring effects observed in 2024) and gross revenue(3) was 2.1% in Sep/25, compared to 2.5% in the same period last year.

Regarding expenses with contingencies, as mentioned on other occasions, the initiatives aimed at improving internal processes continue to show positive results, with a significant reduction in the volume of new lawsuits, especially those related to civil litigation, and a reduction in the backlog of cases. Additionally, in this quarter, expenses with contingencies were positively impacted by the review of processes and a one-off reversal in the balance of provisions related to success fees for lawsuits with a probability of possible loss.

PMSO expenses (excluding non-recurring effects related to Ilha do Governador in 2024) grew 35.6% Y/Y in the quarter. The cost increases have occurred mainly due to the increase in network maintenance teams (both in-house and third-party), maintaining the guideline of quality of supply and customer service. Additionally, PMSO was pressured by the presence of other costs, such as strategic consulting and one-off adjustments in the organizational structure.

As the Company moves forward with its investment plan, with structuring projects such as network infrastructure modernization, in addition to implementing process improvements, adjustments in management systems, and an increase in team productivity, a reduction in PMSO may be observed over the coming years.

Notes:

(1) Adjusted EBITDA = EBITDA, excluding NRV, Other operating income/expenses, Equity Method, and non-recurring items, as per the reconciliation shown in Appendix I.

(2) Excluding NRV, construction revenue, and non-recurring effects.

(3) Gross revenue only considers captive and free market revenue.



2.7 Financial Result

R\$ millions	3Q25	3Q24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Cost of Debt	(68)	(107)	-36,5%	(168)	(880)	-80,9%
Net Charges	(96)	(171)	-43,6%	(276)	(565)	-51,1%
Δ FX Exchange and Monetary	32	36	-11,4%	103	(383)	-
Financial Investments	66	28	132,4%	185	68	
Fair Value Adjust.	(69)	-	-	(180)	-	-
Financial Revenue/Exp.	(7)	(6)	16,7%	(113)	(31)	268,7%
Interest Installments	17	15	7,5%	47	80	-40,9%
Balance Accounts Adjust.	14	3	450,0%	(11)	4	-
CVA adjustments	(20)	(21)	-6,5%	(81)	(51)	59,7%
Other ⁽¹⁾	(17)	(2)	648,5%	(68)	(64)	7,0%
Financial Result	(74)	(113)	-33,9%	(281)	(911)	-69,1%

The adjusted financial result showed an improvement of R\$38 million (33.9% Y/Y) in the quarter, benefiting from: (i) the lower cost of the renegotiated debt compared to the previous year (2024), when the Company still accounted for the debts under the pre-renegotiation conditions; and (ii) higher income from financial investments, following the increase in the Company's cash position and the profitability of investments in the period.

The financial result was adjusted in the "others" line for the following non-recurring effects: (i) a financial expense of R\$46.7 million from the contract with Supervia (an amendment to its Recovery Plan signed in 3Q25), and (ii) the recognition of the Present Value of the public sector accounts' installment plan, booked in the 'others' line, in the amount of R\$54.8 million.

2.8 Net Income

The DisCo reported a profit of R\$ 11 million in the quarter, representing an 82.2% decrease compared to the same period last year.

For comparison purposes, disregarding the non-recurring effects that impacted the DisCo's financial result mentioned above, the profit for the quarter would have been R\$112 million.

Note:

(1) Adjusted by R\$101.5 million related to the loss from the installment plan of public sector accounts and the loss related to the recognition of an additional discount on the debt with SuperVia (approved in an amendment to the debtor's Judicial Recovery Plan).



2.9 Indebtedness

R\$ million	Sep/25	Dec/24	Δ%	Jun/25	Δ%
Gross Debt	6,268	6,047	3.7%	6,163	1.7%
Short-term	132	47	180.1%	75	75.6%
Foreign currency	118	7	1483.2%	73	61.2%
Local currency	13	39	-66.7%	1	803.1%
Long-term	6,136	6,000	2.3%	6,088	0.8%
Foreign currency	4,840	4,547	6.4%	4,770	1.5%
Local currency	1,297	1,452	-10.7%	1,318	-1.6%
Cash Position	1,385	1,513	-8.5%	1,814	-23.7%
Net Debt	4,883	4,534	7.7%	4,349	12.3%
Net Debt / EBITDA 12M - covenants⁽²⁾	2.89x	3.88x	-1.0x	2.56x	0.3x

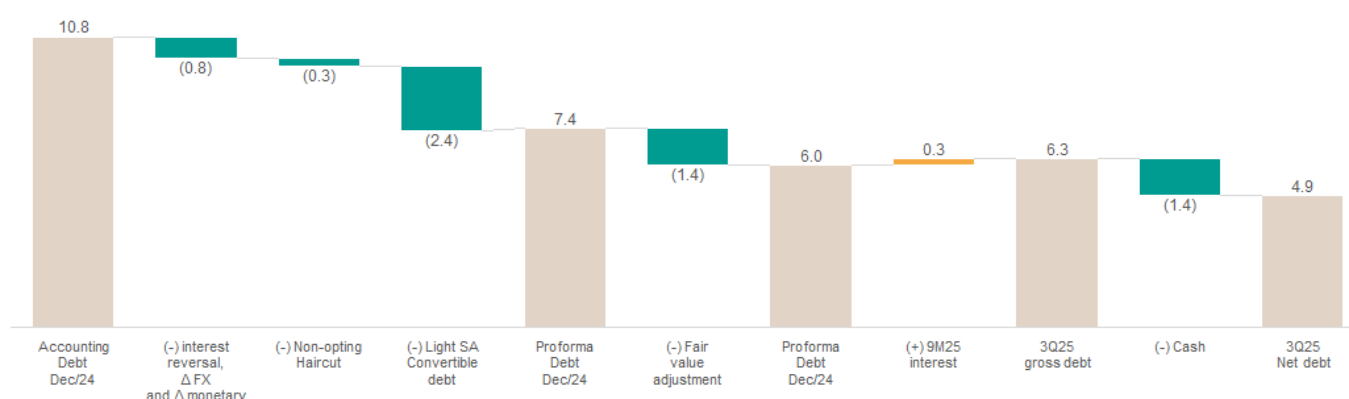
The DisCo's gross debt ended the period at R\$6.3 billion, an increase of 3.7% compared to December/24, which already reflected Light's debt restructuring, with the delivery of the new instruments, in accordance with the conditions approved in the Judicial Recovery Plan and aligned with the result of the payment option selection process. The average maturity of Light SESA's debt principal at the end of the quarter was 7.3 years.

Net debt was R\$4.9 billion, 7.7% higher compared to December/24. The net debt / 12-month EBITDA ratio, according to the parameters established in the respective indentures, was 2.89x at the end of September/25.

Below we present the evolution of Light SESA's debt, from the debt reprofiling, but without considering the planned private capital increase of up to R\$1.5 billion (anchored at R\$1.0 billion), to be concluded within 90 days after the signing of the new concession contract, is as follows:

LIGHT SESA DEBT EVOLUTION

(R\$ billion)



Notes:

(1) In 2Q24, the Gross Debt was fully accounted for as short-term due to the judicial recovery process. Considers the balance of derivative contracts (swap) in the gross debt.

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

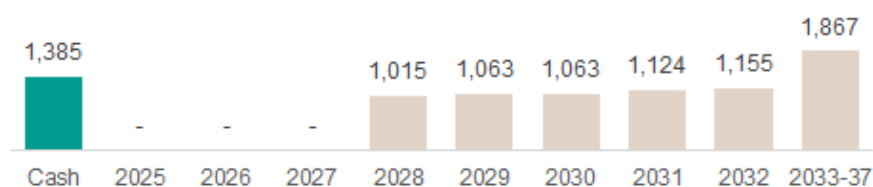


2.9 Indebtedness (continuation)

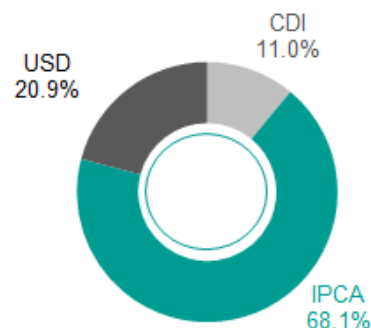
The DisCo's consolidated debt principal amortization schedule, the debt profile by index, and the breakdown of debt by instrument at face value with the effect of the FVA (Fair Value Adjustment) are as follows:

DEBT AMORTIZATION SCHEDULE

(R\$ million)



DEBT BY INDEX



3.0 Light Energia + Com. (Generation and Trading)

3.1 Financial Performance

<i>R\$ millions</i>	3Q25	3Q24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Net Operating Revenue	516	318	62,5%	1.097	778	41,1%
Purchased Electricity	(394)	(143)	174,5%	(691)	(230)	199,7%
Gross Profit	123	174	-29,7%	407	547	-25,7%
Operating Expense	(69)	(45)	54,0%	(39)	(138)	-72,1%
PMSO	(23)	(15)	52,8%	(65)	(45)	46,2%
Depreciation and Amortization	(33)	(32)	3,3%	(98)	(94)	3,3%
Contingency Provisions	4	2	94,5%	4	1	266,0%
Mark-to-market effect	(17)	-	-	121	-	-
Other Oper. Revenue/Expense	(5)	25	-	(6)	0	-
Financial Revenue/Expense	(20)	13	-	68	(161)	-
Income Before Taxes	28	167	-83,3%	430	248	73,5%
Income Tax/Social Contribution	(33)	(48)	-30,9%	(94)	(59)	60,0%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	26	(12)	-	(45)	(16)	181,0%
Net Income	21	108	-80,7%	291	173	68,2%
Adjusted EBITDA⁽¹⁾	103	161	-36,1%	345	503	-31,5%
EBITDA CVM	81	186	-56,5%	460	444	3,6%

Light's integrated Generation and Trading operation recorded a combined net revenue of R\$ 516 million in 3Q25, a growth of 62.5% compared to the same period of the previous year. Gross Profit was R\$ 123 million, a decrease of 29.7% compared to 3Q24.

This performance reflects a quarter marked by higher traded volume (+42%, reaching 1,138 average MW in 3T25), but also by adverse hydrological conditions, which resulted in a lower GSF (Generation Scaling Factor). This factor reduced the allocated energy and increased the need for purchases in the short-term market.

As a consequence, the combined Adjusted EBITDA⁽¹⁾ of the Generation and Trading operations was R\$103 million in 3Q25, totaling R\$345 million year-to-date.

Note:

(1) Excluding other operating income and expenses, the mark-to-market effect of Light Com's contracts, and non-recurring items.



3.2 Financial Result

<i>R\$ million</i>	3Q25	3Q24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Cost of Debt	(35)	23	-	51	(137)	-
Net Charges	(28)	(22)	27,9%	(73)	(61)	19,9%
Δ FX Exchange and Monetary	15	15	-0,5%	86	(150)	-
Swap Operations	(55)	(1)	N/A	(54)	(15)	N/A
Financial Investments	34	31	10,5%	94	89	5,7%
Fair Value Adjust	(1)	-	-	(3)	-	-
Financial Revenue/Exp.	15	(10)	-	19	(24)	-
Balance Accounts Adjust.	0	3	N/A	(1)	3	-
Other	14	(13)	-	19	(27)	-
Financial Result	(20)	13	-	70	(161)	-

The financial result of Generation and Commercialization operations was negative at R\$20 million, reversing the positive amount of R\$13 million recorded in the same period of the previous year, largely due to the accounting effect of mark-to-market (MTM) of Light Energia's debt cash flow swap. In July 2025, the Company entered into a hedge contract for the remaining balance of its foreign currency debt maturing in June 2026 (Light Energia Bonds), in the amount of US\$159 million.

3.3 Net Income

As a result of the factors mentioned above, Light Energia and Light Comercializadora's combined operations recorded a net profit of R\$21 million in the quarter, down 80.7% from 3Q24. Excluding the accounting effect of the mark-to-market of Light Com.'s contracts, net profit would have reached R\$38 million.



3.4 Indebtedness

R\$ million	Sep/25	dec/24	Δ%	Jun/25	Δ%
Gross Debt	1,568	2,162	-27.5%	1,767	-11.2%
Short-term	1,093	678	61.2%	1,109	-1.4%
Foreign currency	251	477	-47.4%	259	-3.2%
Local currency	842	201	318.3%	850	-0.9%
Long-term	476	1,484	-67.9%	658	-27.7%
Foreign currency	476	794	-40.1%	658	-27.7%
Local currency	-	690	-	-	-
Cash Position	1,112	1,384	-19.7%	1,216	-8.6%
Net Debt	457	778	-41.3%	551	-17.1%
Net Debt/ EBITDA 12M - covenants⁽²⁾	1.01x	n.d.	-	0.92x	+0.1x

In 3Q25, Light Energia reported a gross debt of R\$1.6 billion, a decrease of 27.5% compared to December/24, mainly reflecting: (i) the result of the Reverse Auction, with the repurchase of approximately US\$51 million at a 5% discount; and (ii) the foreign exchange variation in the period (the dollar fell by about 14% between Dec/24 and Sep/25).

Regarding the Reverse Auction, the Company repurchased a principal amount of approximately US\$51 million with a 5% discount for R\$273.6 million (referring to US\$48.4 million). The repurchased amount represented 24.19% of the Notes outstanding at the time of the operation. At the end of the quarter, net debt totaled R\$457 million, showing a 45% Y/Y decrease.

Notes:

- (1) EBITDA excludes other operating income/expenses.
(2) Considering the indicators as defined in the respective debt indentures.



Appendix I – EBITDA Reconciliation

Light SESA (DisCo)

	3Q25	3Q24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Net Income (Loss)	11	60	-82.2%	171	(251)	-
(-) Income Tax/Social Contribution	-	-	-	-	-	-
(-) Deferred Inc. Tax/Social Contribution	(42)	3	-	(200)	43	-
EBT	53	56	-6.6%	371	(293)	-
(-) Depreciation and Amortization	(198)	(183)	8.3%	(580)	(544)	6.5%
(-) Financial Revenue (Expense)	(176)	(113)	56.3%	(383)	(911)	-58.0%
CVM EBITDA	427	352	21.3%	1,334	1,162	14.8%
(-) Other Operating Revenue/Expense	(37)	(43)	-15.3%	(90)	(143)	-37.1%
(-) New Replacement Value (NRV)	61	29	110.1%	348	258	35.0%
(-) Non-recurring effects	-	(73)	-	-	(146)	-
Adjusted EBITDA	402	439	-8.3%	1,076	1,194	-9.8%

Light Energia + Com. (Generation + Trading)

	3Q25	3Q24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Net Income (Loss)	21	108	-80.7%	291	96	201.8%
(-) Income Tax/Social Contribution	(33)	(48)	-30.9%	(94)	(75)	24.6%
(-) Deferred Inc. Tax/Social Contribution	26	(12)	-	(45)	(16)	181.0%
EBT	28	167	-83.3%	430	188	128.9%
(-) Depreciation and Amortization	(33)	(32)	3.3%	(98)	(94)	3.3%
(-) Financial Revenue (Expense)	(20)	13	-	68	(161)	-
CVM EBITDA	81	186	-56.5%	460	444	3.6%
(-) Other Operating Revenue/Expense	(5)	25	-	(6)	(60)	-89.8%
(+/-) Light COM. MtM effect	(17)	-	-	121	-	-
(-) Non-recurring effects	-	-	-	-	-	-
Adjusted EBITDA	103	161	-36.1%	345	503	-31.5%



Appendix II – Consolidated Quarterly Income Statement

	Adjusted			Reported		
	3Q25	3Q24	Δ%	3Q25	3Q24	Δ%
Net Operating Revenue	3,631	3,717	-2.3%	3,631	3,717	-2.3%
Purchased Electricity	(2,339)	(2,474)	-5.4%	(2,339)	(2,474)	-5.4%
Construction Cost	(287)	(182)	57.2%	(287)	(182)	57.2%
Gross profit	1,005	1,061	-5.2%	1,005	1,061	-5.2%
Operating Expense	(685)	(649)	5.6%	(685)	(721)	-5.0%
PMSO	(368)	(277)	32.9%	(368)	(350)	5.3%
Personnel	(180)	(149)	20.2%	(180)	(150)	20.0%
Material	(24)	(13)	87.6%	(24)	(13)	87.6%
Outsourced Services	(197)	(130)	51.4%	(197)	(176)	12.0%
Others	32	15	113.5%	32	(12)	-
Depreciation and Amortization	(233)	(215)	8.3%	(233)	(215)	8.3%
Contingency Provisions	3	(74)	-	3	(74)	-
PECLD (delinquency)	(70)	(83)	-15.0%	(70)	(83)	-15.0%
Mark-to-market effect	(17)	-	-	(17)	-	-
Other Oper. Revenue/Expense	(58)	(36)	60.7%	(58)	(36)	60.7%
Financial Revenue/Expense	(77)	(89)	-14.3%	(178)	(89)	99.2%
Financial Revenue	156	121	29.1%	156	121	29.1%
Financial Expense	(233)	(210)	10.7%	(334)	(210)	58.9%
Income Before Taxes	185	286	-35.4%	84	214	-60.9%
Income Tax/Social Contribution	(35)	(48)	-27.6%	(35)	(48)	-27.6%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(16)	(8)	96.1%	(16)	(8)	96.1%
Net Income	134	230	-41.8%	33	158	-79.3%
Adjusted EBITDA	508	598	-15.0%			

Note:

(1) Adjusted EBITDA = EBITDA, excluding NRV, Other operating income/expenses, Equity Method, and non-recurring items, as per the reconciliation shown in Appendix I.



Appendix II – Consolidated YTD Income Statement

	Adjusted			Reported		
	9M25	9M24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Net Operating Revenue	10,830	10,861	-0.3%	10,830	10,761	0.6%
Purchased Electricity	(6,825)	(7,112)	-4.0%	(6,825)	(7,112)	-4.0%
Construction Cost	(889)	(525)	69.4%	(889)	(525)	69.4%
Gross profit	3,116	3,224	-3.4%	3,116	3,125	-0.3%
Operating Expense	(1,912)	(2,120)	-9.8%	(1,912)	(1,970)	-2.9%
PMSO	(958)	(985)	-2.7%	(958)	(985)	-2.7%
Personnel	(482)	(423)	13.9%	(482)	(423)	13.9%
Material	(61)	(33)	85.8%	(61)	(33)	85.8%
Outsourced Services	(502)	(439)	14.1%	(502)	(439)	14.1%
Others	86	(90)	-	86	(90)	-
Depreciation and Amortization	(681)	(639)	6.5%	(681)	(639)	6.5%
Contingency Provisions	(152)	(241)	-36.9%	(152)	(241)	-36.9%
PECLD (delinquency)	(242)	(255)	-5.2%	(242)	(105)	131.2%
Mark-to-market effect	121	-	-	121	-	-
Other Oper. Revenue/Expense	(192)	(365)	-47.4%	(192)	(316)	-39.2%
Financial Revenue/Expense	(168)	(1,042)	-83.8%	(270)	(1,042)	-74.1%
Financial Revenue	448	413	8.7%	448	413	8.7%
Financial Expense	(617)	(1,455)	-57.6%	(718)	(1,455)	-50.6%
Income Before Taxes	843	(303)	-	742	(203)	-
Income Tax/Social Contribution	(96)	(59)	64.4%	(96)	(75)	27.8%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(245)	27	-	(245)	27	-
Net Income	502	(88)	-	400	(252)	-
Adjusted EBITDA	1,416	1,683	-15.9%			

Note:

(1) Adjusted EBITDA = EBITDA, excluding NRV, Other operating income/expenses, Equity Method, and non-recurring items, as per the reconciliation shown in Appendix I.



Appendix III – DisCo's Quarterly Income Statement

	Adjusted			Reported		
	3Q25	3Q24	Δ%	3Q25	3Q24	Δ%
Net Operating Revenue	3,133	3,412	-8.2%	3,133	3,412	-8.2%
Purchased Electricity	(1,959)	(2,344)	-16.4%	(1,959)	(2,344)	-16.4%
Construction Cost	(287)	(182)	57.2%	(287)	(182)	57.2%
Gross profit	887	886	0.0%	887	886	0.0%
Operating Expense	(621)	(601)	3.3%	(621)	(674)	-7.8%
PMSO	(352)	(260)	35.6%	(352)	(332)	5.9%
Personnel	(158)	(144)	9.7%	(158)	(144)	9.5%
Material	(20)	(12)	62.3%	(20)	(12)	62.3%
Outsourced Services	(184)	(121)	52.4%	(184)	(166)	10.6%
Others	10	17	-43.3%	10	(9)	-
Depreciation and Amortization	(198)	(183)	8.3%	(198)	(183)	8.3%
Contingency Provisions	(0)	(76)	-99.5%	(0)	(76)	-99.5%
PECLD (delinquency)	(70)	(83)	-15.0%	(70)	(83)	-15.0%
Other Oper. Revenue/Expense	(37)	(43)	-15.3%	(37)	(43)	-15.3%
Financial Revenue/Expense	(74)	(113)	-33.9%	(176)	(113)	56.3%
Income Before Taxes	154	129	19.4%	53	56	-6.6%
Income Tax/Social Contribution	-	-	-	-	-	-
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(42)	3	-	(42)	3	-
Net Income	112	132	-15.3%	11	60	-82.2%
Adjusted EBITDA	402	439	-8.3%			

Note:

(1) Adjusted EBITDA = EBITDA, excluding NRV, Other operating income/expenses, Equity Method, and non-recurring items, as per the reconciliation shown in Appendix I.



Appendix III – DisCo's YTD Income Statement

	Adjusted			Reported		
	9M25	9M24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Net Operating Revenue	9,779	10,122	-3.4%	9,779	10,022	-2.4%
Purchased Electricity	(6,176)	(6,921)	-10.8%	(6,176)	(6,921)	-10.8%
Construction Cost	(889)	(525)	69.4%	(889)	(525)	69.4%
Gross profit	2,714	2,676	1.4%	2,714	2,576	5.3%
Operating Expense	(1,870)	(1,769)	5.7%	(1,870)	(1,816)	3.0%
PMSO	(893)	(727)	22.8%	(893)	(925)	-3.4%
Personnel	(428)	(392)	9.0%	(428)	(397)	7.8%
Material	(52)	(28)	86.9%	(52)	(32)	64.1%
Outsourced Services	(464)	(357)	30.0%	(464)	(415)	11.9%
Others	51	50	2.0%	51	(81)	-
Depreciation and Amortization	(580)	(544)	6.5%	(580)	(544)	6.5%
Contingency Provisions	(155)	(242)	-36.0%	(155)	(242)	-36.0%
PECLD (delinquency)	(242)	(255)	-5.2%	(242)	(105)	131.2%
Other Oper. Revenue/Expense	(90)	(143)	-37.1%	(90)	(143)	-37.1%
Financial Revenue/Expense	(281)	(911)	-69.1%	(383)	(911)	-58.0%
Income Before Taxes	473	(147)	-	371	(293)	-
Income Tax/Social Contribution	-	-	-	-	-	-
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(200)	43	-	(200)	43	-
Net Income	273	(104)	-	171	(251)	-
Adjusted EBITDA	1,076	1,194	-9.8%			

Note:

(1) Adjusted EBITDA = EBITDA, excluding NRV, Other operating income/expenses, Equity Method, and non-recurring items, as per the reconciliation shown in Appendix I.



Appendix IV – Generator and Trading Quarterly Income Statement

	Adjusted			Reported		
	3Q25	3Q24	Δ%	3Q25	3Q24	Δ%
Net Operating Revenue	516	318	62.5%	516	318	62.5%
Purchased Electricity	(394)	(143)	174.5%	(394)	(143)	174.5%
Gross profit	123	174	-29.7%	123	174	-29.7%
Operating Expense	(69)	(45)	54.0%	(69)	(45)	54.0%
PMSO	(23)	(15)	52.8%	(23)	(15)	52.8%
Personnel	(10)	(7)	57.0%	(10)	(7)	57.0%
Material	(1)	(0)	51.8%	(1)	(0)	51.8%
Outsourced Services	(9)	(7)	29.4%	(9)	(7)	29.4%
Others	(3)	(1)	144.3%	(3)	(1)	144.3%
Depreciation and Amortization	(33)	(32)	3.3%	(33)	(32)	3.3%
Contingency Provisions	4	2	94.5%	4	2	94.5%
Mark-to-market effect	(17)	-	-	(17)	-	-
Other Oper. Revenue/Expense	(5)	25	-	(5)	25	-
Financial Revenue/Expense	(20)	13	-	(20)	13	-
Income Before Taxes	28	167	-83.3%	28	167	-83.3%
Income Tax/Social Contribution	(33)	(48)	-30.9%	(33)	(48)	-30.9%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	26	(12)	-	26	(12)	-
Net Income	21	108	-80.7%	21	108	-80.7%
38						
Adjusted EBITDA	103	161	-36.1%			

Note:

(1) Adjusted EBITDA = EBITDA, excluding NRV, Other operating income/expenses, Equity Method, and non-recurring items, as per the reconciliation shown in Appendix I.



Appendix IV – Generation + Trading YTD Income Statement

	Adjusted			Reported		
	9M25	9M24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Net Operating Revenue	1,097	778	41.1%	1,097	778	41.1%
Purchased Electricity	(691)	(230)	199.7%	(691)	(230)	199.7%
Gross profit	407	547	-25.7%	407	547	-25.7%
Operating Expense	(39)	(138)	-72.1%	(39)	(138)	-72.1%
PMSO	(65)	(45)	46.2%	(65)	(45)	46.2%
Personnel	(30)	(21)	42.3%	(30)	(21)	42.3%
Material	(2)	(1)	73.4%	(2)	(1)	73.4%
Outsourced Services	(25)	(16)	51.1%	(25)	(16)	51.1%
Others	(9)	(6)	42.2%	(9)	(6)	42.2%
Depreciation and Amortization	(98)	(94)	3.3%	(98)	(94)	3.3%
Contingency Provisions	4	1	266.0%	4	1	266.0%
Mark-to-market effect	121	-	-	121	-	-
Other Oper. Revenue/Expense	(6)	0	-	(6)	(60)	-89.8%
Financial Revenue/Expense	68	(161)	-	68	(161)	-
Income Before Taxes	430	248	73.5%	430	188	128.9%
Income Tax/Social Contribution	(94)	(59)	60.0%	(94)	(75)	24.6%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(45)	(16)	181.0%	(45)	(16)	181.0%
Net Income	291	173	68.2%	291	96	201.8%
Adjusted EBITDA	345	503	-31.5%			

Note:

(1) Adjusted EBITDA = EBITDA, excluding NRV, Other operating income/expenses, Equity Method, and non-recurring items, as per the reconciliation shown in Appendix I.



Appendix V – Consolidated Balance Sheet

ASSETS

	30.09.2025	31.12.2024
Current	5,831	7,159
Cash and cash equivalents	346	186
Marketable securities	2,295	2,904
Trade accounts receivable	1,402	1,725
Inventory	91	80
Taxes and contributions recoverable	304	1,125
Prepaid expenses	27	26
Receivables for services provided	26	19
Derivative Financial Instruments - Swaps	5	-
Fair value in the purchase and sale of energy	444	305
Other receivables	665	565
Assets classified as held for sale	225	225
Non-current	19,913	18,185
Trade accounts receivable	1,062	994
Taxes and contributions recoverable	2,831	1,924
Deferred taxes	339	555
Deposits related to litigation	392	379
Derivative financial instruments – swaps	17	21
Concession financial assets	10,742	9,724
Fair value in the purchase and sale of energy	323	268
Other receivables	34	34
Contract assets – infrastructure under construction	667	519
Investments	3	4
Property, plant and equipment	2,069	2,039
Intangible assets	1,104	1,478
Right-of-use assets	328	247
Total Assets	25,744	25,344



Appendix V – Consolidated Balance Sheet (cont.)

LIABILITIES

	30.09.2025	31.12.2024
Current	5,889	5,034
Trade accounts payable	2,301	2,253
Taxes and contributions payable	237	164
Deferred taxes	4	-
Loans and financing	949	533
Debentures	275	171
Instrumentos financeiros derivativos swaps	54	-
Remaining balances of derivative financial instruments swaps	-	21
Industry financial liabilities	193	175
Labor liabilities	162	130
Post-employment benefits	29	29
Amounts refundable to consumers	-	202
Lease obligations	71	43
Regulatory charges	471	347
Fair value in the purchase and sale of energy	359	260
Other debits	785	708
Non-current	14,233	15,091
Loans and financing	1,959	3,253
Debentures	6,345	5,549
Remaining balances of derivative financial instruments swaps	-	406
Industry financial liabilities	464	730
Taxes and contributions payable	51	51
Deferred taxes	328	291
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	4,026	4,012
Post-employment benefits	190	169
Lease obligations	294	233
Amounts refundable to consumers	239	18
Fair value in the purchase and sale of energy	296	335
Other debits	41	45
Equity	5,622	5,218
Share capital	5,392	5,392
Capital reserve	358	356
Accumulated losses	(183)	(594)
Asset valuation adjustments	231	242
Other comprehensive income	(177)	(178)
Total Liabilities	25,744	25,344

[Return to index](#)


Appendix VI – Face Value Debt

CONSOLIDATED

<i>R\$ millions</i>	Face Value	Fair value adjustment	Debt at fair value
Light SESA	7,440	(1,172)	6,268
Light Energia	1,571	(3)	1,568
Convertible - Local	1,663	(481)	1,182
Convertible - Foreign	553	(68)	484
Non-opting creditor - local	54	(35)	19
Non-opting creditor - Foreign	21	(13)	8
TOTAL	11,301	(1,771)	9,529

DISCO (LIGHT SESA)

<i>R\$ millions</i>	Face Value	Fair value adjustment	Debt at fair value
IPCA + 5%	3.424	(379)	3.045
IPCA + 3%	1.719	(496)	1.223
USD @ 4.21%	1.040	(125)	915
USD @ 2.26%	554	(159)	395
Financial Creditors	702	(12)	690
TOTAL	7,440	(1,172)	6,268

GENERATION (LIGHT ENERGIA)

<i>R\$ millions</i>	Face Value	Fair value adjustment	Debt at fair value
IPCA + 4.85%	484	-	484
USD @ 4.375%	845	(3)	842
CDI + 2%	225	-	225
CDI + 2.85%	17	-	17
TOTAL	1,571	(3)	1,568



Appendix VII – Energy Balance

DETAILED	3Q25	%	9M25	%
(+) Proinfa	68	1.4%	226	1.2%
(+) Itaipu	1,010	21.1%	2,989	16.3%
(+) Auctions	4,375	91.2%	13,451	73.3%
(+) Quotas	596	12.4%	1,994	10.9%
(+) Angra I and II	204	4.2%	604	3.3%
(+) Others (CCEE)	(1,458)	-30.4%	(910)	-5.0%
Energy Requirement (CCEE)	4,795	-	18,354	-
Own Load	4,682	-	17,858	-
Billed Electricity (Captive)	2,734	-	9,804	-
Residential	1,665	60.9%	6,078	62.0%
Industrial	41	1.5%	140	1.4%
Commercial	639	23.4%	2,245	22.9%
Others	390	14.3%	1,340	13.7%
Technical Losses	500	-	1,987	-
Non-Technical Losses	1,448	-	6,262	-
Backbone Grid Losses	113	-	390	-

SUMMARY	3Q25	3Q24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Grid Load	7,641	8,201	-6.8%	27,142	27,954	-2.9%
Grid Usage	2,960	2,887	2.5%	9,284	8,744	6.2%
Own Load	4,682	5,314	-11.9%	17,858	19,210	-7.0%
Billed Electricity (Captive)	2,734	3,089	-11.5%	9,804	10,677	-8.2%
Low Voltage	2,442	2,697	-9.5%	8,754	9,163	-4.5%
Medium and High Voltage	292	391	-25.3%	1,050	1,514	-30.7%
Total Loss	1,947	2,225	-12.5%	8,054	8,533	-5.6%

