



RELEASE DE
RESULTADOS

3T22

Webcast de Resultados

11 de novembro de 2022 | 14h00 (BRT)

Zoom ID: [839 4214 7588](#)



DESTAQUES OPERACIONAIS 3T22



Qualidade operacional em destaque, permanecendo como a **melhor distribuidora do país em FECi** e a **3ª melhor no DECI**, entre as distribuidoras com mais de 1 milhão de clientes.



Redução de perdas totais (12 meses) em **156 GWh**. As **Perdas Totais/Carga Fio (12 meses)** encerraram o trimestre em **25,98%**, decréscimo de **0,43 p.p.** em relação ao 2T22. A menor temperatura no período contribuiu para a redução desse indicador.



A **Incorporação de Energia (IEN) no 3T22 (106,9 GWh)** foi **5 GWh acima na comparação com o 3T21**. Esse resultado foi diretamente impactado pela substituição de medidores obsoletos, alavanca que intensificamos em 2022 e que apresenta um resultado sustentável de energia.



Potencialização na **substituição de medidores** obsoletos. No 3T22 trocamos mais de **26 mil unidades** e no ano já atingimos mais de **128 mil medidores** substituídos.



Continuidade nas normalizações do **programa de inspeções** totalizando **70,5 mil no 3T22**. No **acumulado do ano** já foram realizadas mais de **292,3 mil inspeções**.



Crescimento de 2,0% no Mercado Faturado (116 GWh), principalmente pelo maior consumo das concessionárias, que tiveram aumento de 52,5% em relação ao 3T21 (123GWh).

DESTAQUES FINANCEIROS

3T22



Crescimento de 27,2% do EBITDA Ajustado recorrente consolidado, encerrando o 3T22 em **R\$508,0 milhões** (vs. R\$453,6 milhões no 3T21). Contribuições positivas da Distribuidora, com efeito da redução de perdas e da menor PECLD, e da Geradora, em virtude da sazonalização dos seus contratos e da melhora das condições hidrológicas.



Crescimento do EBITDA Ajustado recorrente da Distribuidora no 9M22, atingindo R\$1.094,3 milhões, aumento de 48,6% em relação ao 9M21 (R\$736,5 milhões). **Na Geradora**, também observamos **aumento do EBITDA Ajustado 9M22, que atingiu R\$468,7 milhões**, aumento de 8,9% (vs. R\$430,3 milhões no 9M21).



Fluxo de Caixa Operacional Ajustado positivo em R\$569,4 milhões no consolidado, sendo R\$470,2 milhões na Distribuidora e R\$127,6 milhões na Geradora.



Redução do indicador **Dívida Líquida/EBITDA para fins de covenant** de contratos de dívida, que encerrou o **3T22** em **3,00x**, inferior ao registrado no 2T22 (3,23x).

Consolidado

Light S.A.

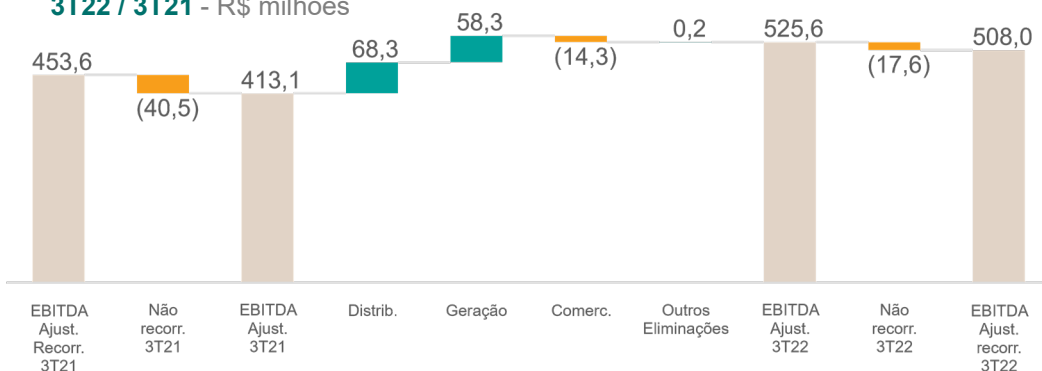
Desempenho Financeiro

O **EBITDA Ajustado**¹ consolidado encerrou o 3T22 em **R\$525,6 milhões**, 27,2% acima do 3T21 (R\$413,1 milhões). No acumulado do ano, o indicador totalizou **R\$1.664,3 milhões no 9M22** vs. R\$1.218,8 milhões no 9M21, aumento de 36,5%.

O **EBITDA Ajustado Recorrente**, que exclui efeitos reconhecidos no período e detalhados na seção da Distribuidora, totalizou **R\$508,0 milhões no 3T22** e R\$453,6 milhões no 3T21. **Em 2022, o valor acumulado é de R\$1.641,9 milhões** e em 2021 foi de R\$1.259,3 milhões.

EBITDA Ajustado - contribuição por segmento

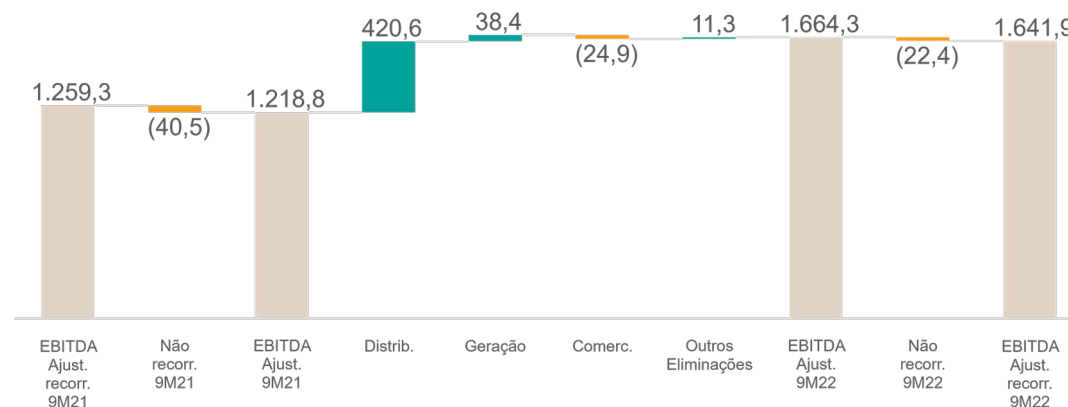
3T22 / 3T21 - R\$ milhões



¹ O EBITDA Ajustado é calculado a partir do lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, equivalência patrimonial, outras receitas/despesas operacionais, resultado financeiro, depreciação e amortização.

EBITDA Ajustado - contribuição por segmento

9M22 / 9M21 - R\$ milhões



No 3T22, o **EBITDA Ajustado da Distribuidora** foi de **R\$351,5 milhões**, crescimento de 24,1% em relação ao 3T21 (R\$283,2 milhões) e de 60,4% no acumulado do ano (**R\$1.116,7 milhões em 2022** vs. R\$696,0 milhões em 2021).

Excluindo o efeito do VNR, o EBITDA Ajustado seria de **R\$450,2 milhões no 3T22** vs. R\$116,7 milhões no 3T21, aumento de 285,9%.

Já no acumulado 9M22, o EBITDA Ajustado sem VNR seria de R\$1.200,5 milhões vs. R\$312,1 milhões no 9M21, aumento de 284,6%.

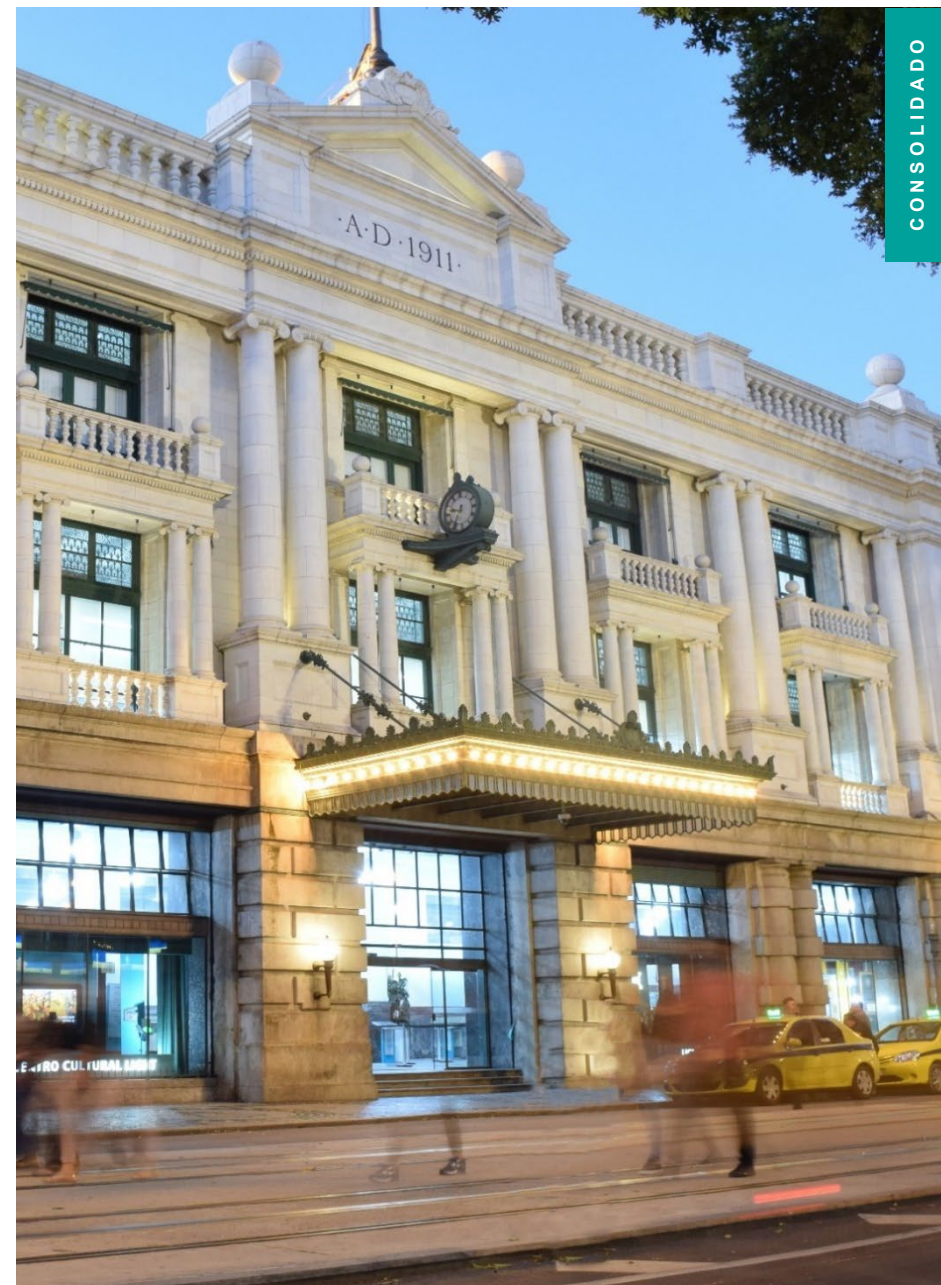
Essa melhora foi devida, principalmente, à **vigência da nova tarifa** a partir do processo de Revisão Tarifária Periódica ocorrido em março/22, bem como à **redução das perdas** e à **menor PECLD** registrada.

O **EBITDA Ajustado Recorrente da Distribuidora** foi de **R\$333,9 milhões no 3T22**, atingindo **R\$1.094,3 milhões no acumulado 9M22**.

Na **Geradora**, o **EBITDA Ajustado** foi de **R\$159,9 milhões**, um incremento de R\$101,6 milhões em relação ao 3T21 (57,3%). Essa variação é explicada, principalmente, pela **sazonalização dos contratos no ACL com mais venda de energia no período** e pelos **menores custos com compra de energia**, devido à melhora das condições hidrológicas.

Já o **EBITDA Ajustado acumulado** foi de **R\$468,7 milhões no 9M22** vs. R\$430,3 milhões no 9M21, um aumento de 8,9%.

O **EBITDA Ajustado da Comercializadora** foi de **R\$18,5 milhões no 3T22** contra R\$32,7 milhões no 3T21, redução de 43,3%, em função do **menor volume comercializado e da redução do preço de mercado** nesse período. Pela mesma razão, o acumulado reduziu de R\$110,7 milhões no 9M21 para **R\$85,8 milhões no 9M22** (-22,5%).



O **resultado financeiro** foi negativo em R\$285,0 milhões no 3T22 vs. negativo em R\$428,9 milhões no 3T21. Essa variação positiva se deve principalmente à maior rentabilidade das aplicações financeiras no 3T22 em virtude do aumento do CDI, bem como à despesa no 3T21 com o pré-pagamento dos *bonds* com vencimento em 2023 no valor de R\$87,3 milhões.

O impacto negativo no custo da dívida por conta do **aumento do CDI no 3T22 foi compensado pelo ganho de variação monetária**, decorrente da deflação ocorrida no período.

Observamos tanto uma **melhora operacional** quanto uma **redução nas despesas financeiras** na Distribuidora e na Geradora.

A Companhia apresentou **lucro líquido de R\$7,9 milhões no 3T22**, em comparação ao lucro líquido de R\$364,0 milhões observado no 3T21.

No acumulado, o resultado líquido foi negativo em **R\$178,2 milhões no 9M22** em comparação com o resultado líquido positivo em R\$325,4 milhões no 9M21.

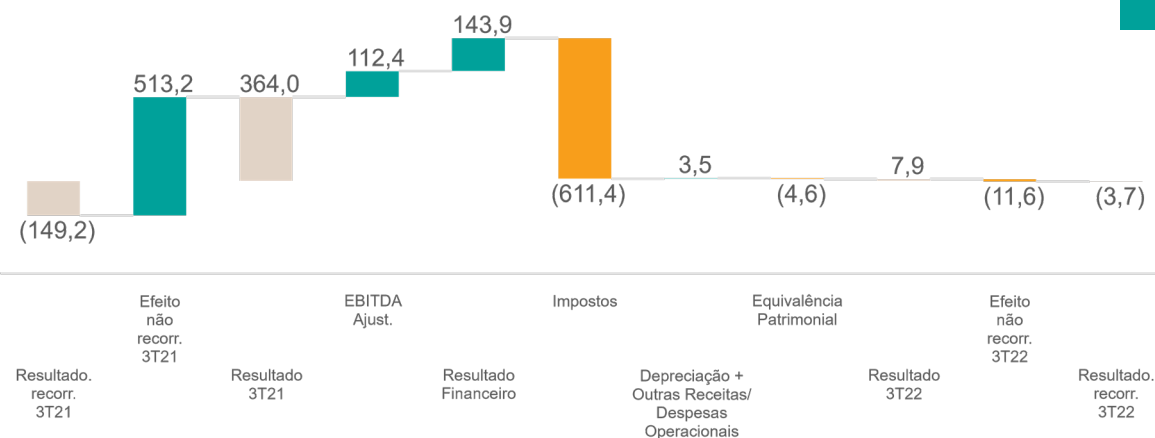
No **3T21**, o resultado líquido da Distribuidora foi impactado pelo **reconhecimento de efeito não-recorrente, no valor de R\$539,9 milhões**, decorrente de decisão do Superior Tribunal Federal (STF), que determinou a **não incidência do IRPJ/CSLL sobre a atualização pela Selic nos casos de restituição de tributos pagos a maior**.

Desconsiderando os efeitos não-recorrentes, que impactaram o EBITDA Ajustado de ambos os períodos e o resultado líquido do 3T21,

observamos **prejuízo de R\$3,7 milhões no 3T22** vs. prejuízo de R\$149,2 milhões no 3T21.

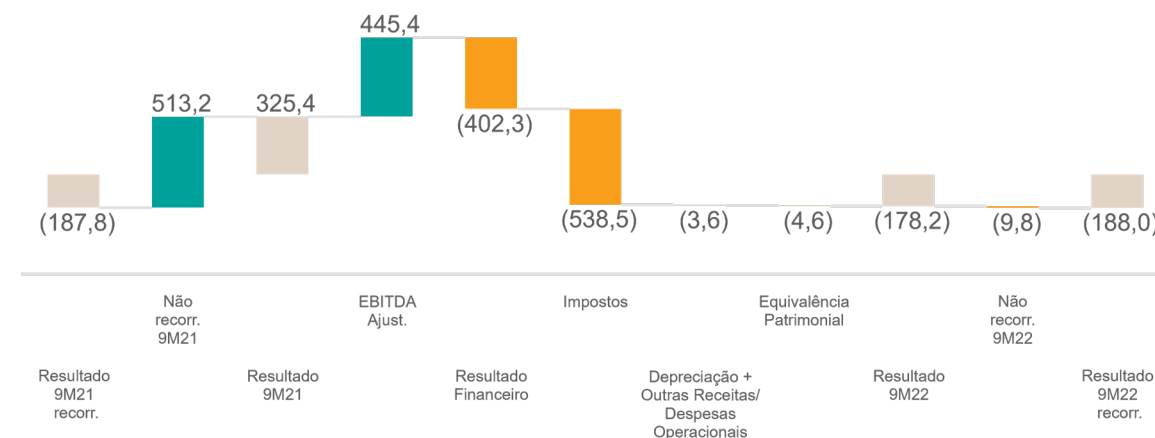
| Resultado líquido consolidado |

3T22 / 3T21 - R\$ milhões



| Resultado líquido consolidado |

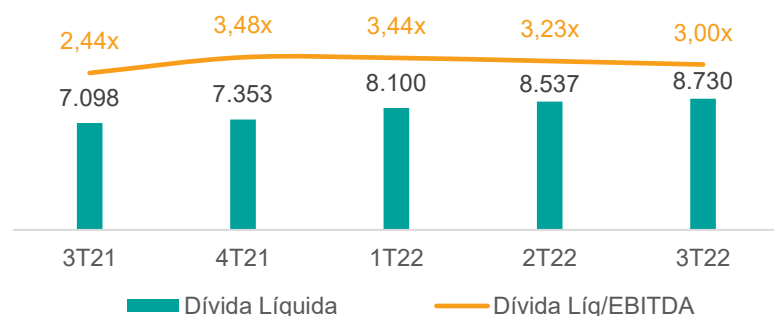
9M22 / 9M21 - R\$ milhões



A **dívida líquida consolidada** no final do 3T22 era de **R\$8.729,9 milhões**, 2,3% acima da posição registrada no 2T22, de R\$8.536,6 milhões.

| Dívida líquida consolidada |

(R\$ milhões)



O **indicador do covenant Dívida Líquida/EBITDA²** encerrou o 3T22 em **3,00x**, inferior ao registrado no 2T22 (3,23x) e abaixo do limite estabelecido pelos contratos de dívida.

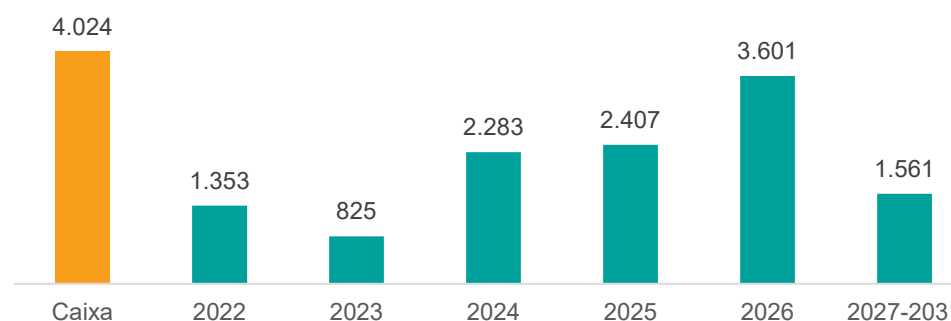
Com relação ao **indicador EBITDA/Juros**, a Companhia encerrou o 3T22 no patamar de **3,11x**, acima do limite contratual mínimo de 2,0x estabelecido nos contratos de dívida.

No 3T22, a Light registrou **Fluxo de Caixa Operacional de R\$569,4 milhões** no consolidado, sendo R\$470,2 milhões da Distribuidora e R\$127,6 milhões da Geradora, conforme detalhado no Anexo VIII.

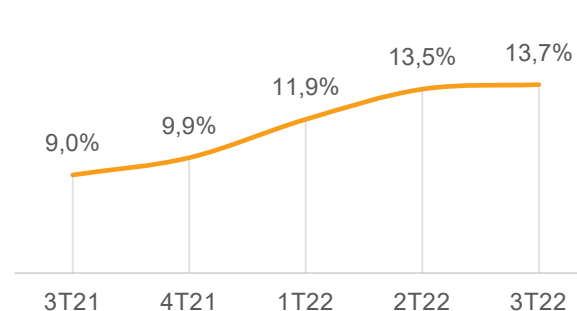
² O EBITDA para fins de *covenants* das dívidas é apurado de forma consolidada e exclui efeitos não-caixa, tais como Equivalência Patrimonial, Provisões, VNR e Outras Receitas/Despesas Operacionais.

| Amortização dos empréstimos, financiamentos e debêntures |

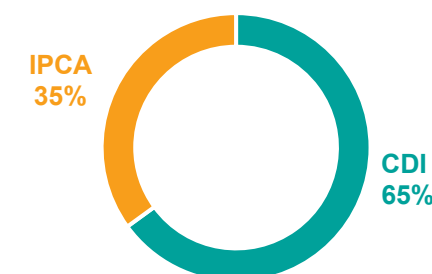
(R\$ milhões) | Prazo médio: 2,9 anos |



| Custo nominal da dívida |

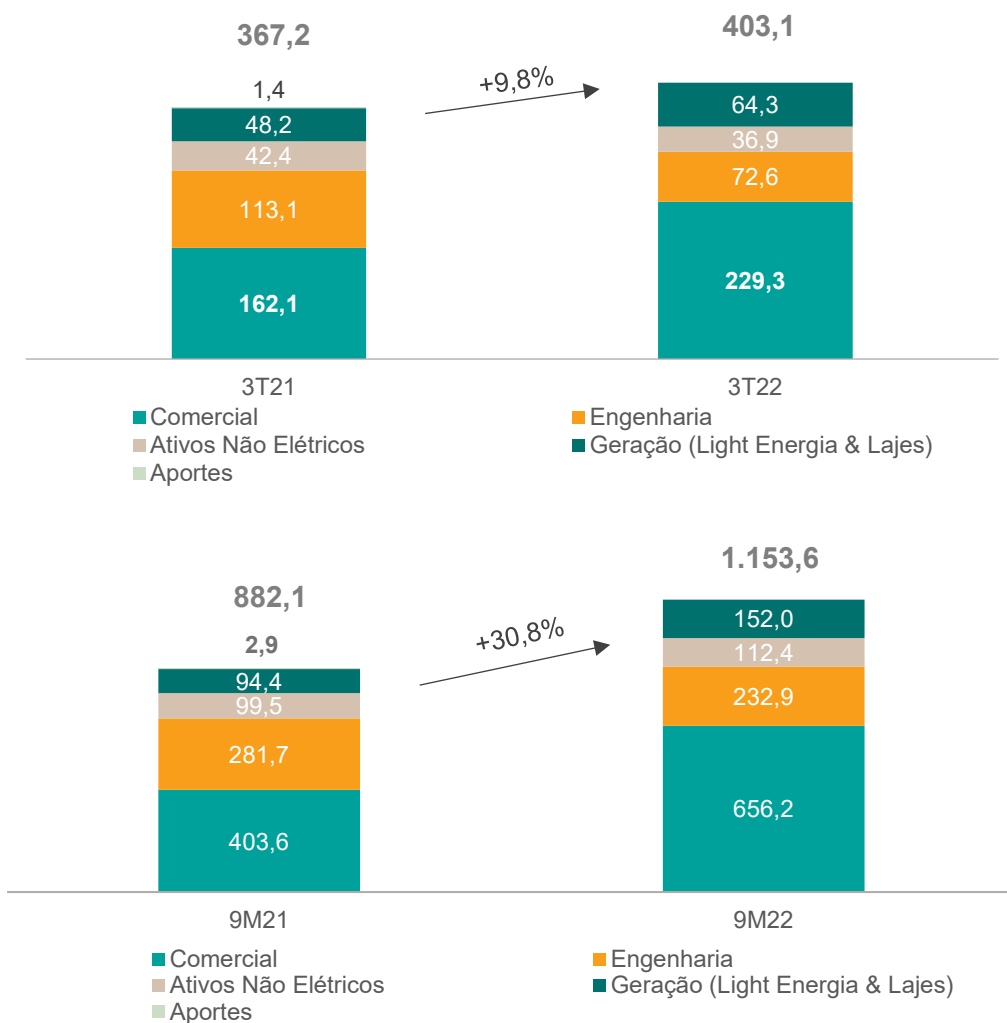


| Indexadores da dívida |



Investimentos

(R\$ milhões)



No 3T22, o **CAPEX total consolidado foi 9,8% superior** ao realizado no 3T21 devido, principalmente, ao avanço do plano de combate às perdas, com a intensificação de atividades ligadas à Recuperação de Energia e *Smart Grid*.

No ano já investimos mais de **R\$1.153 milhões no consolidado**, sendo **R\$522 milhões destinados ao combate às perdas**.

Nas atividades do **Comercial** destacam-se os investimentos associados ao combate às perdas, em especial blindagem da rede e normalização de clientes, que foram responsáveis pelo aumento de 41% entre os trimestres.

No CAPEX ligado à **Engenharia**, a redução de 36% entre os trimestres é decorrente da readequação do cronograma e do volume de investimentos no primeiro ciclo após a Revisão Tarifária Periódica de março/22.

Os investimentos em **Ativos não Elétricos** registraram uma redução de aproximadamente R\$5 milhões, concentrados na área de TI.

Na **Geração**, a recuperação do vertedouro da UHE Ilha dos Pombos e a construção do Túnel *by-pass* no Complexo de Lajes representaram R\$40,2 milhões dos investimentos do período. Desde o início desses projetos já foram investidos R\$261,7 milhões.

Distribuição

Light Serviços de Eletricidade S.A.

Desempenho Operacional

| Mercado faturado [GWh] |

Classe	3T21			3T22			Var. Total (%)
	Cativo	Uso Rede	Total	Cativo	Uso Rede*	Total	
Residencial	1.746	-	1.746	1.719	-	1.719	-1,5%
Comercial	946	634	1.580	889	690	1.579	-0,1%
Industrial	97	1250	1.347	88	1223	1.311	-2,7%
Outros	695	102	797	648	204	853	7,0%
Concessionárias	-	235	235	-	359	359	52,5%
Total	3.484	2.221	5.704	3.344	2.476	5.820	2,0%

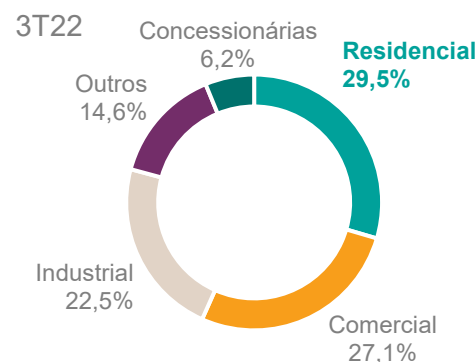
* Inclui clientes livres, geração distribuída e concessionárias

O **mercado total de energia** no 3T22 foi de **5.820 GWh**, 116 GWh superior ao 3T21 **(+2,0%)**. Esse resultado decorre principalmente do **crescimento de 123 GWh (+52,5%) no consumo das concessionárias** e de **56 GWh (+7,0%) na classe outros**.

A migração de 275 clientes para o Mercado Livre totalizou 87 GWh e teve reflexos no **consumo da classe cativa**, que registrou uma **redução de 140 GWh (-4,2%)** no trimestre.

Por outro lado, essa queda foi compensada pelo aumento no consumo de **uso de rede**, que apresentou crescimento de **255 GWh** em relação ao mesmo período de 2021.

| Mercado de Energia |



| Temperatura Média [°C] |

21,6°C
média no 3T22

X

21,7°C
média no 3T21

24,4°C (média últimos 4 anos)



Esse aumento foi impulsionado pelos **maiores consumos de concessionárias e de clientes livres**, que aumentaram **123 GWh (+52,5%)** e **72 GWh (+3,6%)**, respectivamente.

A classe **residencial** apresentou volume de 1.719 GWh no 3T22, uma **redução de 1,5%** em relação ao mesmo trimestre de 2021. Essa variação pode ser atribuída, principalmente, à **menor temperatura verificada no mês de setembro**, apesar de a temperatura média do trimestre ter ficado em linha com o ano anterior (21,6°C vs. 21,7°C no 3T21).

A **classe comercial**, que responde por **27,1% da energia distribuída**, ficou em linha com o 3T21 (-0,1%). Nessa classe, destacamos o

crescimento do mercado livre e, no mercado cativo, dos setores imobiliário e de educação. Em contrapartida, esses crescimentos foram compensados, ainda no mercado cativo, pelos setores saúde, postos de gasolina e supermercados, que registraram redução no período.

O **mercado industrial** no 3T22 apresentou contração de **2,7%** na comparação com o 3T21, influenciado principalmente pelas empresas do setor de metalurgia e mineração.

O **uso da rede, que inclui clientes livres, geração distribuída e concessionárias**, finalizou o 3T22 representando 42,5% do mercado total vs. 38,9% no 3T21. No 3T22, a geração distribuída contribuiu com 60 GWh de energia compensada, representando 1,0% da energia distribuída no período.

As **concessionárias** no 3T22 tiveram um **aumento de 52,5%**. Esse resultado é consequência da redução de geração realizada nas áreas das concessionárias vizinhas, o que levou ao maior fluxo de energia da Light para elas.

O **Mercado Livre**, no 3T22, totalizou 2.057 GWh, representando **35,3%** do mercado total da Distribuidora. A migração de clientes cativos para o mercado livre totalizou 87 GWh no 3T22. Vale destacar, no entanto, que essa migração é neutra para a margem da Companhia, uma vez que a energia continua sendo transportada pela concessionária, que é remunerada pela TUSD.



Combate às Perdas

Atualmente a Companhia está revisitando a implementação do seu Plano de Combate às Perdas para 2023, considerando os resultados obtidos em 2022, a melhor alocação de capital e prazo de retorno sobre o investimento. Não obstante, no 3T22, as iniciativas orçadas para 2022 foram realizadas conforme previstas e detalhadas a seguir.

Como já explicado em ocasiões anteriores, entendemos que o desafio do combate às perdas deve ser enfrentado com investimentos em infraestrutura, com o objetivo de reduzir a vulnerabilidade da rede da Light ao furto de energia e com um modelo de gestão que assegure a boa execução das alavancas do Plano de Combate às Perdas, conforme listadas abaixo:

- Blindagem de Rede
- Substituição de Medidores
- Inspeções
- Comunidades
- Perdas Administrativas
- Regularização de Clandestinos
- Estoque de Cortados
- Levantamento IP



Blindagem de rede

A atividade de blindagem tem apresentado avanço relevante e, no 3T22, atingiu **19 mil instalações**, abaixo do realizado no 2T22 (21 mil instalações), em linha com o calendário de intervenções previsto para o ano.

Observamos um aumento dos clientes do varejo com a rede blindada apta a balanço energético, passando de cerca de 20 mil no 2T22 para aproximadamente **32 mil** no 3T22.

A rede blindada estabilizada apta compreende a conclusão definitiva de todo o processo de blindagem, compreendido pela instalação de medição de balanço, colocação de sistema de anteparos para dificultar o acesso – tais como, caixas blindadas e balísticas, eliminação de rede de baixa tensão ou rede invertida entre média e baixa tensão, dentre outros –, bem como a normalização de 100% dos clientes nela conectados e execução de ciclo de faturamento completo.

Considerando o conjunto desses clientes, observa-se uma redução de perdas de **53% para 16%**. Em relação ao 2T22, o aumento de 14% para 16% nas perdas decorre do volume adicional de clientes regularizados.

Já nos grandes clientes, no 3T22, foram feitas blindagens e exteriorização de medidores em **871 instalações**. Esse valor é

superior em 33,0% em relação a essas atividades realizadas no 2T22 (655 instalações).

Nos 9 meses de 2022 a Light realizou a blindagem de 53 mil clientes no varejo e de 2 mil grandes clientes.

Substituição de medidores

A partir do 1T22, potencializamos a ação de **substituição de medidores obsoletos** no contexto do combate às perdas.

No 3T22, foram feitas trocas de mais de **26 mil unidades** dentro da alavanca de Substituição de Medidores. Essa atividade trouxe uma energia de 3 GWh superior ao mesmo trimestre do ano passado.

Adicionalmente, em outras atividades da área Comercial, substituímos mais 7 mil medidores obsoletos, totalizando **33 mil novos equipamentos** instalados no período.

No acumulado do ano, atingimos **128 mil medidores substituídos** e, considerando o realizado **desde 2021**, já são mais de **191 mil medidores instalados**.

Inspeções

As atividades de **inspeções** foram revistas em 2021, levando a **visitas mais produtivas e com maior qualidade**. Nessas ocasiões, a realização dos TOIs leva em consideração a **capacidade de**

pagamento dos clientes regularizados, visando à **arrecadação** e à redução de **contingências judiciais**.

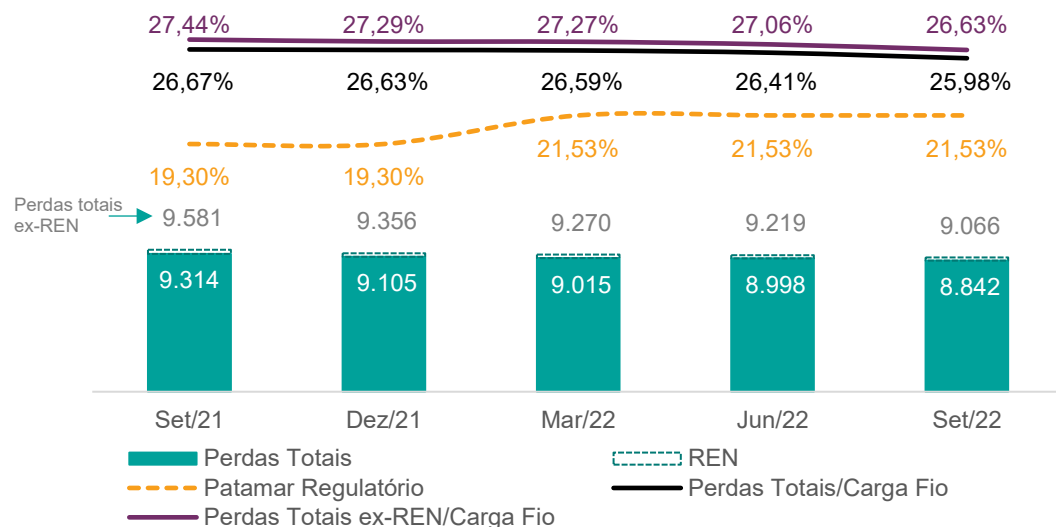
As **normalizações do programa de inspeções** totalizaram **70,5 mil** no 3T22 contra 76,2 mil no 2T22, **redução de 7,5%**. A redução observada é decorrente da estratégia de alocação das ações de combate às perdas ao longo do ano, que é periodicamente revisada para propiciar o melhor resultado. No ano, já foram realizadas mais de **233,6 mil normalizações de um total de 292,2 mil inspeções**.

Seguindo a tendência de queda observada nos últimos trimestres, no 3T22 registramos **queda de 156 GWh nas perdas totais (12 meses)**.

As **perdas totais ex-REN (12 meses)** também acompanharam esse movimento, apresentando **redução de 153 GWh** em relação ao 2T22.

A redução das perdas totais observada no período é decorrente da **maior eficiência das ações de recuperação de energia** e da **redução do estoque de cortados**, que contribuíram positivamente com 75 GWh em relação ao 3T21. Além disso, a **menor temperatura** no período também contribuiu com 80 GWh para o indicador.

Evolução das Perdas Totais [GWh] | 12 meses



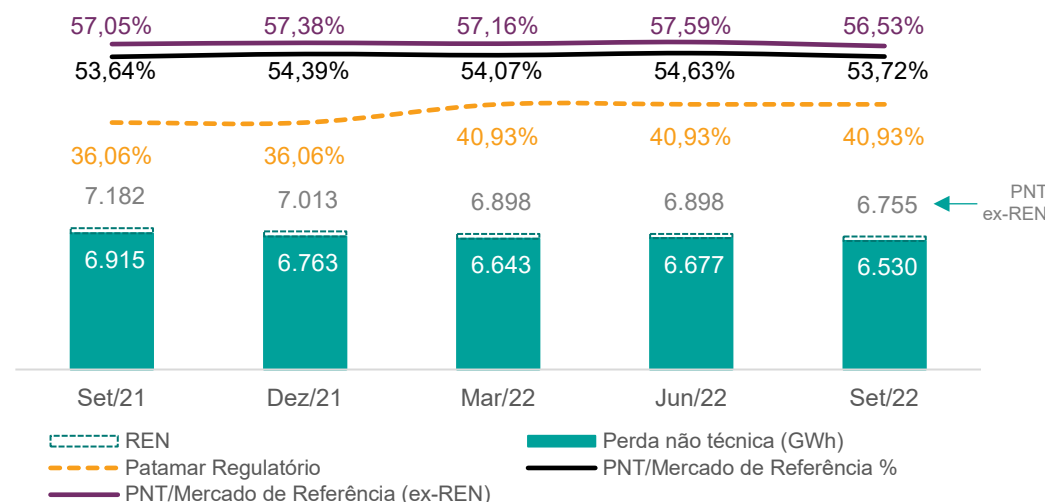
³ A partir da RTP de março/22, o mercado de referência passou a contemplar não só o mercado de baixa tensão (BT), como também o mercado atendido pelos sistemas subterrâneos (AS).

O indicador de **perdas totais sobre a carga fio (12 meses)** encerrou o 3T22 em **25,98%**, um **decréscimo de 0,43 p.p.** em relação ao 2T22.

A Companhia encerrou o mês de setembro/22 com 4,45 p.p. acima do percentual de repasse regulatório na tarifa, de 21,53%, conforme parâmetros definidos pela ANEEL na Revisão Tarifária (RTP) de março/22. Esse valor representa uma aproximação de 0,4 p.p. da meta regulatória em relação ao realizado no 2T22.

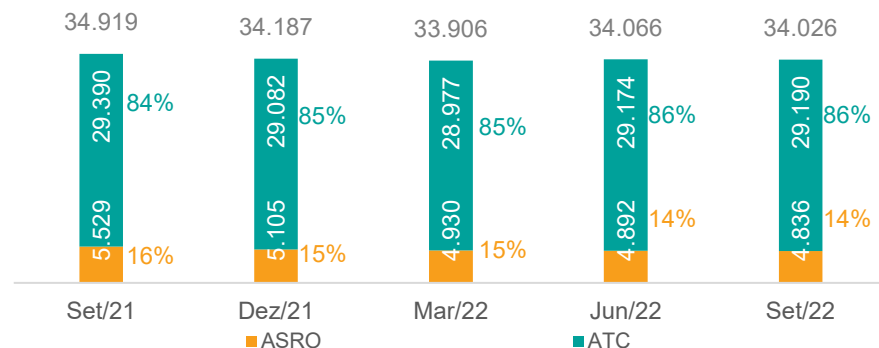
Quando observamos o indicador **perda não-técnica/mercado de referência³ (12 meses)**, de **53,72%**, podemos verificar uma redução de **0,91 p.p.** na comparação com o 2T22 (54,63%).

Evolução da perda não-técnica (PNT) / mercado de referência | 12 meses



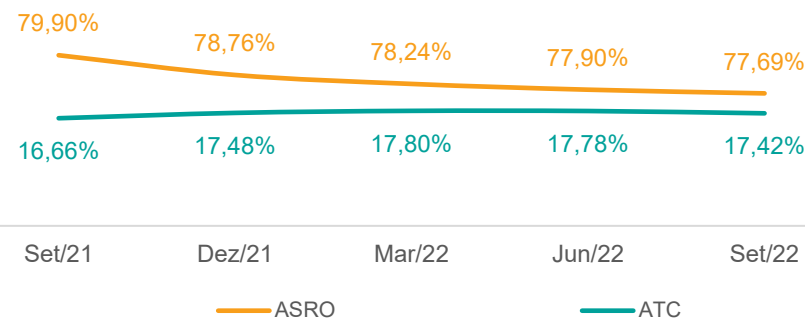
| Carga Fio [GWh] |

12 meses



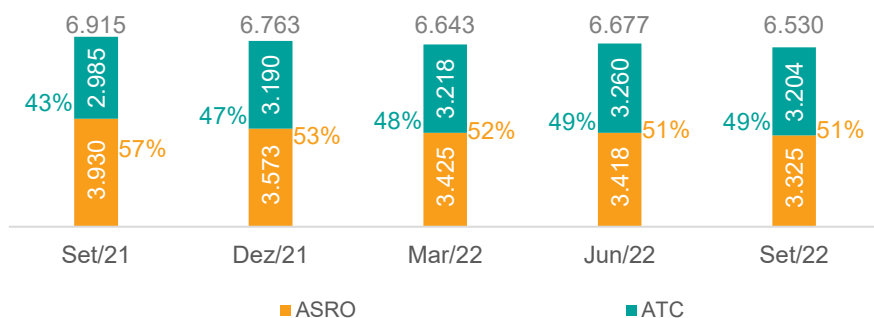
| Perdas Totais / Carga Fio |

12 meses



| Perda não-técnica [GWh] |

12 meses

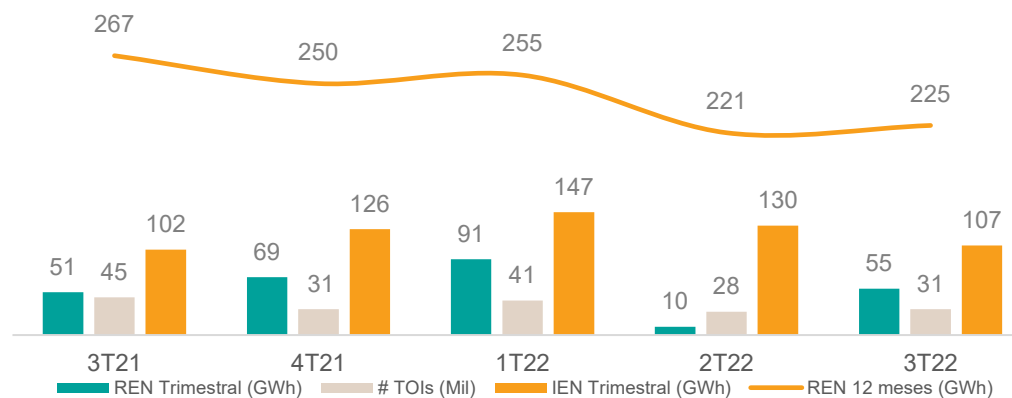


ASRO – Áreas de Severas Restrições à Operação

ATC – Áreas de Tratamento Convencional

| Evolução da IEN trimestral e REN trimestral [12 meses, GWh] e da quantidade de TOIs [mil] |

12 meses

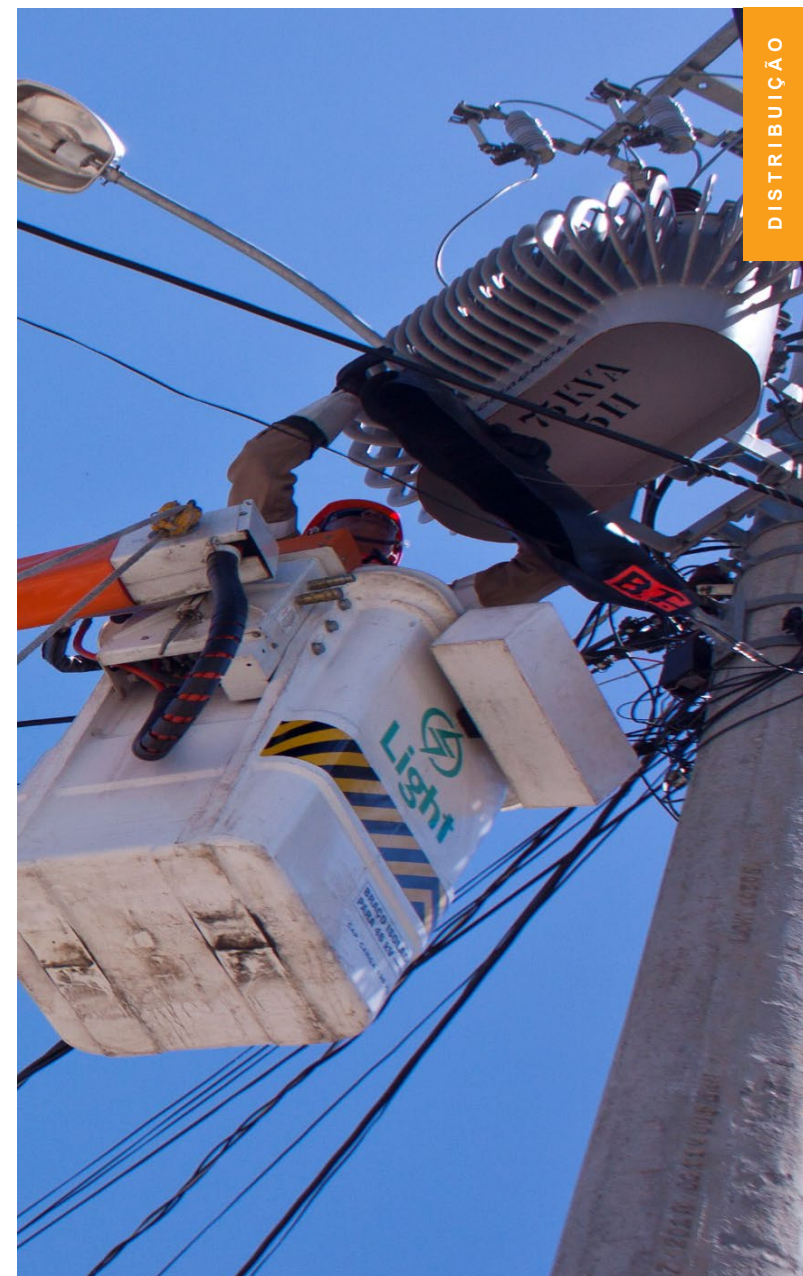


No **3T22**, as **perdas não-técnicas nas Áreas de Tratamento Convencional (ATC) reduziram 56 GWh** na comparação com o 2T22, enquanto as **perdas não-técnicas das Áreas de Severas Restrições à Operação (ASRO) reduziram 93 GWh** no mesmo período. A queda desses indicadores está relacionada principalmente a uma **menor temperatura** entre o 3T22 e o 3T21 contribuindo para redução nas ASRO's, e um maior volume de energia nas ATC's oriundo do avanço no plano de combate às perdas.

A **Incorporação de Energia (IEN)** no 3T22 (106,9 GWh) foi 24 GWh menor em relação ao 2T22, porém 5 GWh maior do que a realizada no mesmo período de 2021, refletindo uma maior eficiência nas ações de combates às perdas.

Na comparação com o trimestre anterior, a redução deve-se ao fato do 3T22 ter uma temperatura média realizada inferior ao 2T22 (22,8°C contra 22,4°C) e ao aumento de clientes reincidentes em irregularidade, que estão sendo tratados com ações de disciplina de mercado (inspeções).

A **Recuperação de Energia (REN, 12 meses)** apresentou aumento de 1,9% no trimestre em relação ao 2T22, atingindo 225 GWh. Esse resultado mostra uma estabilidade no indicador, reforçando a estratégia da empresa de manter o faturamento de REN de forma controlada, permitindo que os clientes permaneçam no mercado formal e **incrementem o mercado faturado da Companhia de forma sustentável**.

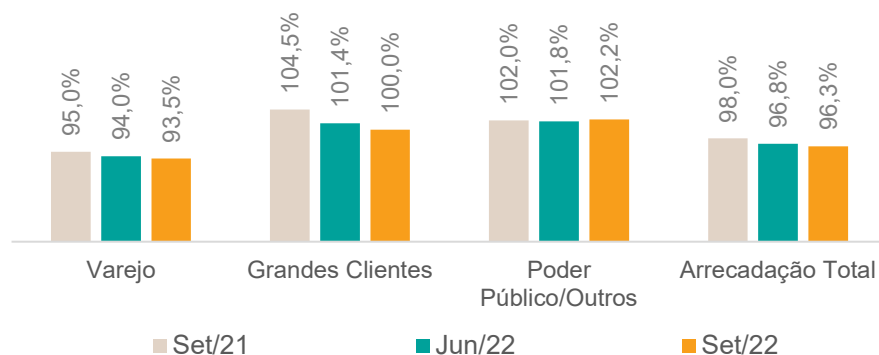


Arrecadação

A **arrecadação total** (12 meses) em setembro/22 alcançou **96,3%**, **0,5 p.p. abaixo de junho/22** (96,8%) e **1,1 p.p. abaixo do observado em setembro/21** (98,0%), já considerando a metodologia de apuração do índice de arrecadação⁴ em vigor desde janeiro/22.

| Taxa de arrecadação por segmento |

12 meses [considera parcelas vencidas de REN]



O **principal impacto** está relacionado ao **segmento de Varejo**, que vem apresentando queda nos últimos trimestres. As principais razões estão relacionadas à **inadimplência em segmentos mais complexos**, em especial **clientes normalizados do estoque de cortados**, que tendem à auto religação após os primeiros ciclos de faturamento, e da base de **clientes baixa renda**, que normalmente apresentam maior inadimplência apesar do repasse da subvenção. Em setembro/22,

⁴ A partir de janeiro/22, o índice de arrecadação passou a considerar o faturamento do mês anterior (M-1) e a arrecadação do mês corrente (M), dado que grande parte da arrecadação da

tínhamos cadastrados 715.268 clientes baixa renda *versus* 633.016 em junho/22 e 532.790 em setembro/21.

Além disso, uma parcela de **clientes adimplentes tem postergado o pagamento para o mês subsequente**. Esta variação observada pode ser entendida como reflexo da conjuntura econômica na nossa área de concessão, marcada pelo aumento no nível de inadimplência. Segundo dados do SERASA, o Rio de Janeiro possui mais de 50% da população inadimplente, sendo o terceiro estado com maior nível de inadimplência no Brasil. Desse total, cerca de 22% das dívidas estão concentradas no segmento de *utilities*, que compõem contas básicas como luz e água.

Com o objetivo de **recuperar a arrecadação**, a Companhia **intensificou as ações de cobrança** e já deu início a **novas iniciativas**, como o lançamento de **campanhas para regularização de débitos**, utilização do “*score collection*” para **melhoria da seleção de corte** e finalização da implantação do *Workforce Field Management (WFM)*, que proporciona **monitoramento das equipes de campo em tempo real**. Adicionalmente, para esse mesmo fim, a Light, em parceria com entidades de crédito, está promovendo atividades e eventos específicos para renegociação de débitos.

A arrecadação do **segmento de Poder Público** apresentou leve alta de 0,4%, enquanto o segmento de Grandes Clientes, apesar da redução na comparação com o ano anterior, se mantém em patamares elevados (100,0%).

Companhia ocorre no mês seguinte ao faturamento. De maneira a permitir a comparabilidade entre os índices, reapresentamos os valores de 2021.

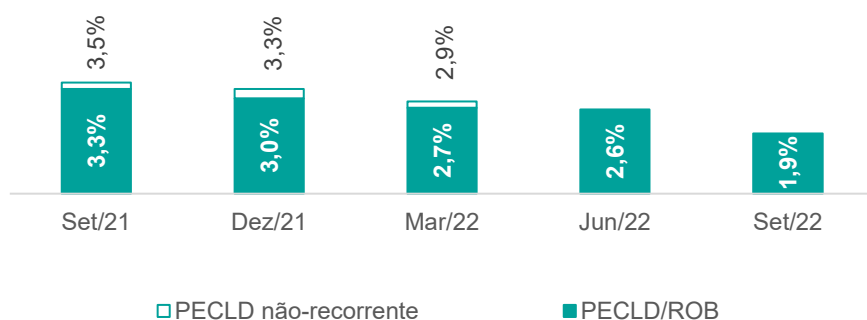
O indicador **PECLD sobre Receita Operacional Bruta (12 meses)** encerrado em setembro/22 foi de **1,9%, 0,7 p.p** abaixo do observado em junho/22.

A **PECLD do trimestre foi de R\$109,0 milhões, 55,6% abaixo da registrada no 3T21⁵**, no valor de R\$245,8 milhões. Sistematicamente, nos últimos trimestres, o indicador tem apresentado evolução positiva.

Conforme divulgado anteriormente, o valor do 3T21 foi impactado pelo reconhecimento de provisão não-recorrente, referente a uma parcela do contas a receber de cliente em processo de recuperação judicial, no valor de R\$40,5 milhões. Excluindo esse efeito, **a variação da PECLD entre os trimestres teria sido de R\$96,3 milhões – uma redução de 46,9%.**

| PECLD/ROB |

12 meses



⁵ Conforme informado no Release de Resultados do 4T21, a partir desse período, a PECLD passou por adequação da contabilização do recebimento de débitos antigos.



Qualidade Operacional

Mesmo com os desafios em nossa área de concessão, seguimos registrando bons resultados na qualidade dos serviços prestados.

Esse desempenho é consequência da continuidade da execução das **ações de manutenção preventiva** e a boa performance na **recuperação da rede de distribuição** após falhas não programadas.

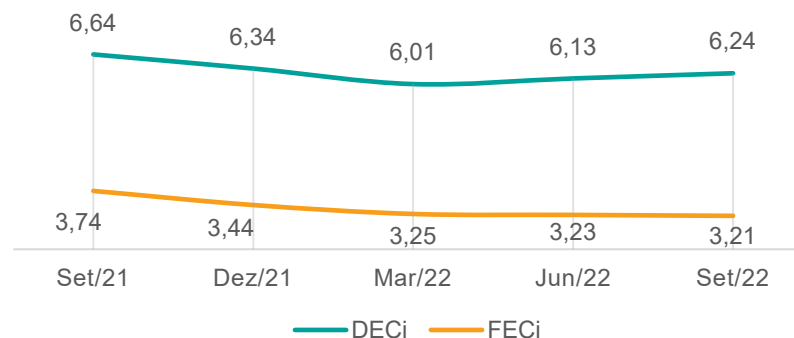
A **Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora, excluindo suprimento externo – DECI** (12 meses) no 3T22 foi de **6,24 horas**, um aumento de 1,8% (+0,11 horas) se comparado a junho/22 (6,13 horas).

A **Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora, excluindo suprimento externo – FECi** (12 meses) no 3T22 foi de **3,21x**, ou 0,6% menor (-0,02x) se comparado a junho/22 (3,23x).

No 3T22, tanto o DECI quanto o FECi seguiram performando abaixo dos limites estabelecidos pela ANEEL no contrato de concessão. O indicador DECI encerrou o trimestre em 2,46 horas (-28,3%) abaixo do limite de 8,70 horas e o FECi em 2,19x (-40,6%) e abaixo do limite de 5,40x.

| DECI [horas] e FECi [vezes] |

12 meses



*A Light continua com excelentes resultados operacionais, sendo a melhor distribuidora do país em termos de FECi e a 3ª melhor no DECI**

*Fonte: Companhia com base em dados (janeiro a setembro de 2022) da Aneel. Distribuidoras com mais de 1 milhão de clientes.

Desempenho Financeiro

O **EBITDA Ajustado da Distribuidora** no 3T22 foi de **R\$351,5 milhões**, sendo 24,1% maior do que o registrado no 3T21 (R\$283,2 milhões). **Excluindo o efeito do VNR**, o EBITDA Ajustado teria sido de **R\$450,2 milhões** no período vs. R\$116,7 milhões no 3T21, um aumento de 285,9%.

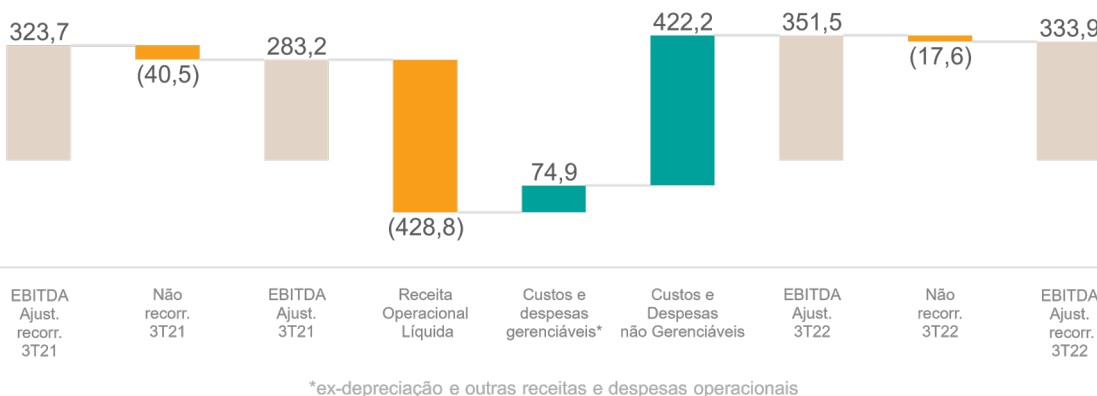
No acumulado do ano, o EBITDA Ajustado totalizou **R\$ 1.116,7 milhões**, aumento de 60,4% na comparação com o 9M21 (R\$ 696,0 milhões).

O **crescimento de R\$68,3 milhões** foi devido, principalmente, à **vigência da nova tarifa** a partir do processo de **Revisão Tarifária Periódica ocorrido em março/22**, bem como à **redução das perdas** e à **menor PECLD registrada**.

Em ambos os períodos analisados ocorreram efeitos não-recorrentes, impactando as provisões para contingências em R\$17,6 milhões no 3T22, conforme detalhado nessa seção, e a PECLD em -R\$40,5 milhões no 3T21, como explicado na seção de Arrecadação.

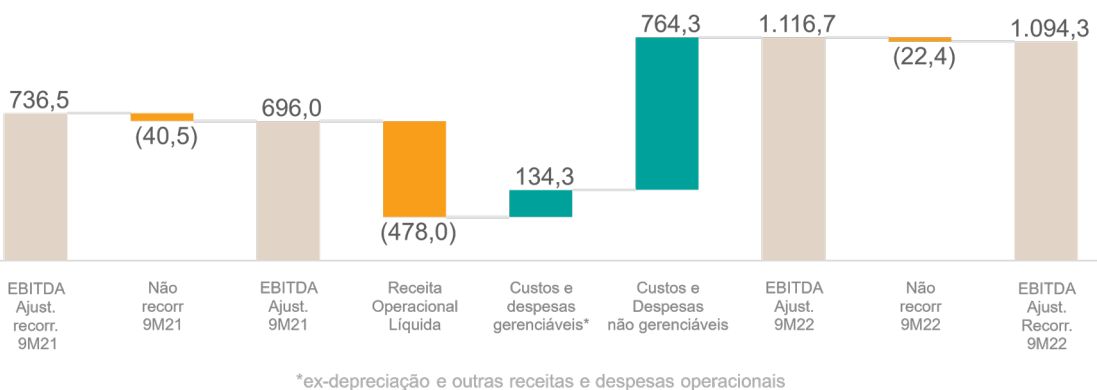
Desconsiderando esses efeitos, o **EBITDA Ajustado Recorrente** do 3T22 totalizou **R\$333,9 milhões** vs. **R\$323,7 milhões** no 3T21.

| EBITDA Ajustado | 3T22 / 3T21 - R\$MM



DISTRIBUIÇÃO

| EBITDA Ajustado | 9M22 / 9M21 - R\$MM



A **receita operacional líquida** no 3T22, excluindo-se a receita de construção, foi de **R\$2.853,9 milhões, 13,1% abaixo** da registrada no 3T21, com os seguintes destaques:

- **Variação negativa de CVA** de R\$340,2 milhões na comparação com o 3T21, devido ao recebimento da CDE Eletrobrás e à melhoria das condições hidrológicas, que reduziram as despesas com contratos por disponibilidade e risco hidrológico. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução das bandeiras tarifárias (suspensas em abril/22) e pelo resultado das liquidações no mercado de curto prazo.
- Redução de R\$265,3 milhões no **Valor Justo do Ativo Indenizável da Concessão (VNR)** em razão da variação negativa do IPC-A.
- A **receita de clientes cativos e livres** diminuiu em R\$201,4 milhões (-8,0%) em relação ao 3T21 devido principalmente à redução do faturamento das bandeiras tarifárias, apesar da expansão de 2,3% do mercado faturado.
- Aumento de R\$22,0 milhões em **Outras Receitas** decorrente da regularização do faturamento de uso da infraestrutura.
- Redução de R\$16,5 milhões na **energia não-faturada**, como efeito das menores temperaturas verificadas no mês de setembro/22.



No 3T22, os **custos/despesas gerenciáveis** (sem depreciação e amortização e outras receitas/despesas operacionais) **totalizaram R\$372,8 milhões, 16,7% abaixo do registrado no 3T21 (R\$447,7 milhões).**

Essa variação se deve, principalmente, ao **menor registro de PECLD no 3T22 (R\$109,0 milhões)** em comparação com o 3T21 (R\$245,8 milhões).

As despesas com **PMS** (Pessoal, Material e Serviços) registraram **aumento de 22,9% (R\$38,2 milhões)** em comparação ao 3T21.

Essa elevação se deve principalmente pelas baixas despesas no ano base, pois, em função do cronograma da Revisão Tarifária Periódica de março/22, houve maior capitalização de Pessoal e Serviços no 3T21.

As **provisões para contingências** encerraram o 3T22 em **R\$74,6 milhões** apresentando um **aumento de R\$21,4 milhões (40,3%) em relação ao 3T21.**

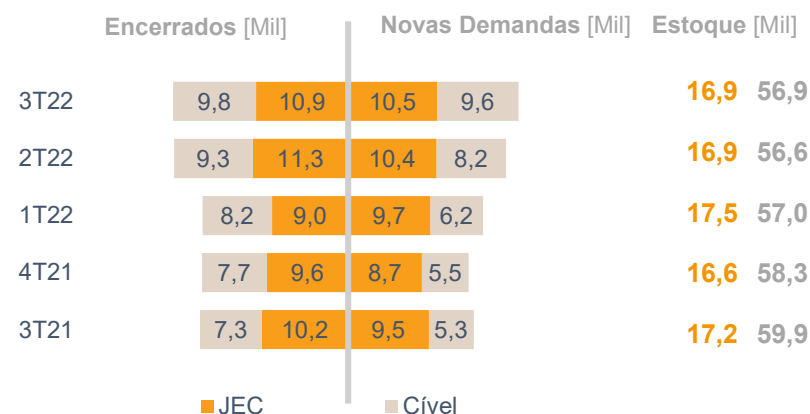
Excluindo o efeito não-recorrente, referente à revisão de parecer em caso envolvendo tributo estadual (R\$17,6 milhões), as provisões para contingências no 3T22 **teriam totalizado R\$92,2 milhões**, levando a uma variação de R\$39,2 milhões em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior.

Essa variação é explicada pelos aumentos das provisões Cível, em R\$31,7 milhões, e JEC, em R\$7,6 milhões.

Judicialização – Estoque JEC e Cíveis [Mil]

Provisão para Contingências [R\$ milhões]	3T22	3T21	Var. 3T22/3T21
JEC	-31,9	-24,4	31%
Cível	-58,2	-26,5	120%
Trab./Fiscal/Reg/PDV	13,7	-1,8	-
Outros	1,9	-0,6	-
Total	-74,6	-53,2	40%
Total sem não-recorrentes	-92,2	-53,2	73%

Sobre a provisão Cível, a variação ocorreu por conta das movimentações processuais do elevado estoque de causas antigas do contencioso massivo, e ao aumento nos ingressados do Cível Massivo. Na provisão JEC, o crescimento é reflexo do aumento de novas demandas.



Os **custos e despesas não gerenciáveis** no 3T22 foram de **R\$2.129,6 milhões, R\$422,2 milhões abaixo** do registrado no mesmo período do ano anterior (R\$2.551,7 milhões).

Essa variação decorre, principalmente, da redução dos custos dos **contratos de compra de energia** (R\$384,3 milhões) e das **despesas com a CCEE** (R\$233,0 milhões).

Com relação aos pagamentos dos **contratos de compra de energia**, destacamos as variações a seguir:

- Menor despesa de **contratos por disponibilidade** (R\$442,7 milhões), devido à queda do PLD e ao menor acionamento de usinas térmicas, como consequência da melhora do quadro hidrológico e do nível dos reservatórios.
- Redução dos pagamentos referentes à **UHE Itaipu** (R\$50,0 milhões), com a queda na taxa de câmbio e na demanda contratada de potência.
- Maior custo com a **UTE Norte Fluminense** (-R\$34,6 milhões), decorrente do reajuste contratual ocorrido em novembro/21, que foi pressionado pelo maior IGP-M, inflação norte-americana e elevação do preço do gás no mercado internacional.
- Maiores custos com os **reajustes contratuais** nos CCEARs por quantidade (-R\$32,8 milhões), contratos com nucleares (-R\$20,8 milhões) e PROINFA (-R\$18,3 milhões).

Dentre as principais variações das **despesas com CCEE**, destacamos:

- Redução do custo dos **Riscos Hidrológicos** (R\$885,2 milhões), por conta da expressiva queda do PLD e pelo aumento do GSF.
- Menor **Encargo de Serviço de Sistema** (ESS) (R\$207,1 milhões) devido à redução do despacho fora de mérito pelo ONS em razão da recuperação dos níveis dos reservatórios ocorrida no período.
- Redução da receita nas operações de **compra e venda spot** (-R\$675,7 milhões), devido ao menor PLD, apesar da menor realização da carga.
- Aumento nos **encargos de energia de reserva** (-R\$189,0 milhões) devido inclusão das usinas do Procedimento Competitivo Simplificado (PCS), bem como pela queda do PLD no período.

Também contribuíram para a variação de custos e despesas não-gerenciáveis o aumento de **encargos de transmissão** (-R\$61,2 milhões) e a menor **recuperação de créditos do ICMS** (R\$86,8 milhões), decorrente do menor gasto com contratos com térmicas no período.

O **resultado financeiro no 3T22 foi negativo em R\$239,8 milhões**, comparado com R\$339,3 milhões negativos no 3T21, representando uma variação positiva de R\$99,5 milhões.

Essa variação se deve, principalmente, à maior rentabilidade das aplicações financeiras em virtude do **aumento do CDI** (R\$58,1 milhões) e efeito negativo nos **encargos de moeda estrangeira**, decorrente das despesas de pré-pagamento de *bonds* ocorrido no 3T21 (R\$49,5 milhões).

Além disso, o ganho de variação monetária devido à deflação de -1,32% registrada no 3T22 (R\$125,8 milhões) foi compensado pelo aumento dos encargos da dívida em função do aumento do CDI (-R\$112,4 milhões).

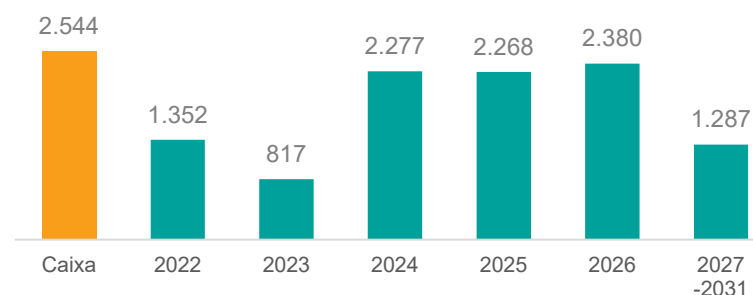
A Distribuidora obteve **prejuízo de R\$53,3 milhões** no 3T22, contra resultado positivo de R\$374,5 milhões reportados no 3T21. No acumulado do ano, o prejuízo foi de R\$359,1 milhões, uma variação de -R\$556,4 milhões em comparação ao 9M21.

Resultado Financeiro [R\$ MM]	3T22	3T21	Var. 3T22/3T21	9M22	9M21	Var. 9M22/9M21
Receitas Financeiras	148,7	254,2	-41,5%	346,2	165,3	109,4%
Despesas Financeiras	(388,5)	(593,5)	-34,5%	(1.512,8)	(910,6)	66,1%
Total	(239,8)	(339,3)	-29,3%	(1.166,6)	(745,3)	56,5%

Vale destacar que essa variação se deve principalmente pelo efeito, no 3T21, do reconhecimento de decisão do STF, no valor de R\$539,9 milhões, referente à não incidência do IRPJ/CSLL sobre a atualização pela Selic nos casos de restituição de tributos pagos a maior.

| Amortização [R\$MM] |

Prazo médio: 2,7 anos



| Indexadores de dívida |



Geração

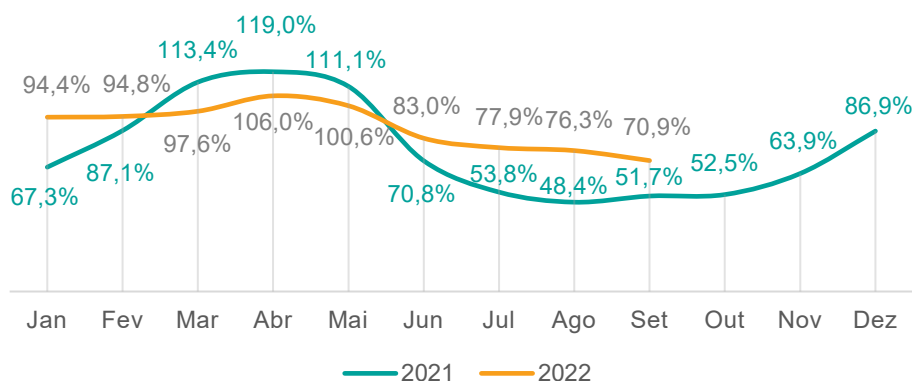
Light Energia S.A.

Sazonalização da Garantia Física e cenário hidrológico contribuíram positivamente para o resultado da Light Energia

O excelente cenário hidrológico nos últimos meses, elevou os níveis dos reservatórios do país em todos os submercados, reduzindo o custo marginal de operação e, conseqüentemente, a pressão do GSF, que incide diretamente sobre os geradores.

A média do GSF no 3T22 foi de 75%, comparado a 51% do 3T21, resultando em aumento da energia alocada⁶.

| GSF - Generation Scaling Factor |

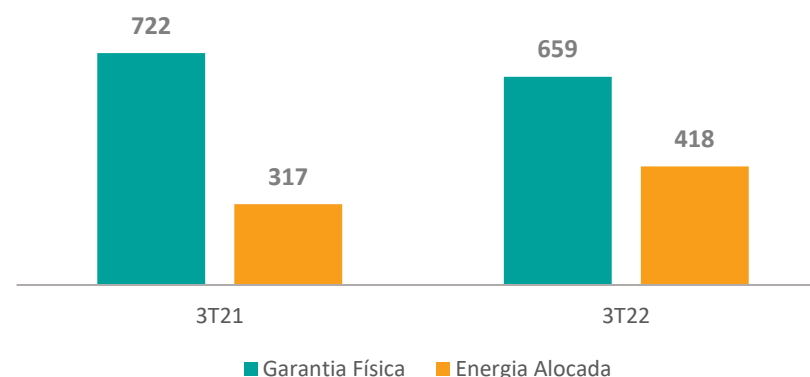


⁶ Energia alocada é a garantia física bruta ponderada pelo GSF.

Devido à nova regra de Sazonalização da Energia e visando à proteção do portfólio da Companhia, decidiu-se por alocar a Garantia Física prioritariamente no segundo semestre do ano, respeitando os limites entre 80% e 120%, com base na geração histórica do MRE (média histórica dos últimos 5 anos).

A adoção desses limites fez com que a Light Energia, mesmo optando por maximizar a energia no segundo semestre, tivesse uma alocação inferior à observada em 2021, como mostra a figura abaixo:

| Garantia Física e Energia Alocada [MWm] |



Devemos lembrar que Garantia Física constitui a máxima quantidade de energia que podemos comercializar em contratos e no mercado de curto prazo. A sazonalização é, portanto, um importante vetor de gestão do

portfólio, pois permite ao gerador alocar uma maior quantidade de energia nos meses em que considera haver maior risco de mercado devido às incertezas do cenário hidrológico. O resultado obtido foi uma energia alocada no período maior em 115 MWm.

Outro fator importante na constituição do balanço energético é a sazonalização dos Contratos de Venda dos clientes de longo prazo. Na tabela abaixo, verifica-se que no 3T22 as vendas no ACL foram 8,4% maiores que no 3T21.

Com a melhora no GSF, e a consequente maior energia alocada no período, obtivemos um saldo positivo na venda de energia Spot (CCEE), comparando 3T22 vs. 3T21, apesar da menor compra de energia no ACL (-32,4%).

Compra e Venda de Energia (MWm)*	3T21	3T22	Var. 3T22/3T21
Venda Total (ACL + Spot)	466,8	518,7	11,1%
ACL	463,6	502,5	8,4%
Spot (CCEE)	3,2	16,2	408,0%
Compra (ACL + Spot)	149,4	101,0	-32,4%
ACL	144,3	101	-30,0%
Spot (CCEE)	5,1	-	-

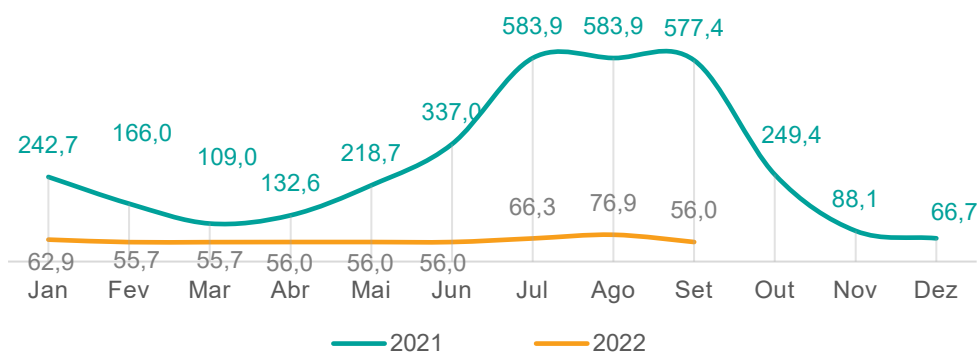


Desempenho Financeiro

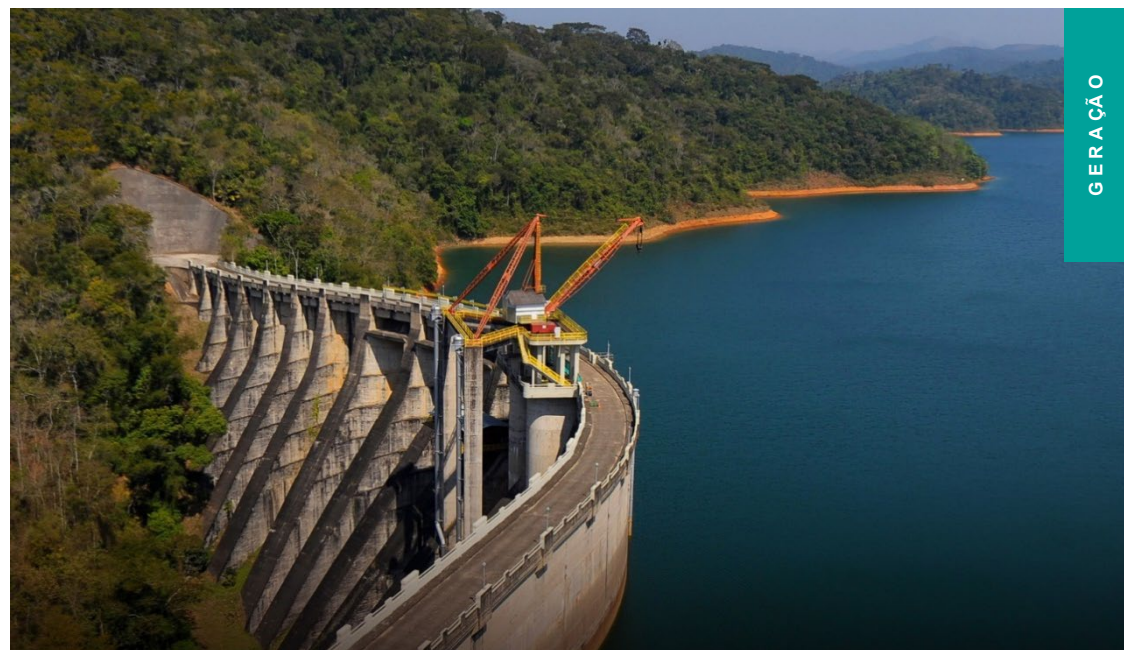
No 3T22, a Geradora apresentou **aumento de R\$22,0 milhões (10,7%) na receita operacional líquida** em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior devido, principalmente, à **sazonalização dos contratos no ACL**, que alocou mais energia no 3T22 quando comparado ao 3T21. A receita no ACL foi de R\$39,9 milhões no trimestre, 19,0% maior em relação ao mesmo período do ano anterior.

No mercado *spot*, apesar do maior volume de venda de energia verificado, **a receita no período totalizou R\$8,1 milhões, sendo R\$14,1 milhões menor em relação ao 3T21, em razão da queda de 88,7% do PLD** (de R\$581,71/MWh no 3T21 para R\$65,94/MWh no 3T22).

| PLD Médio Mensal SE/CO [R\$/MWh] |



Os **custos e despesas operacionais** (sem depreciação e amortização e outras receitas/despesas operacionais) encerraram o **3T22 em R\$66,6 milhões vs. R\$102,9 milhões** registrados no 3T21,



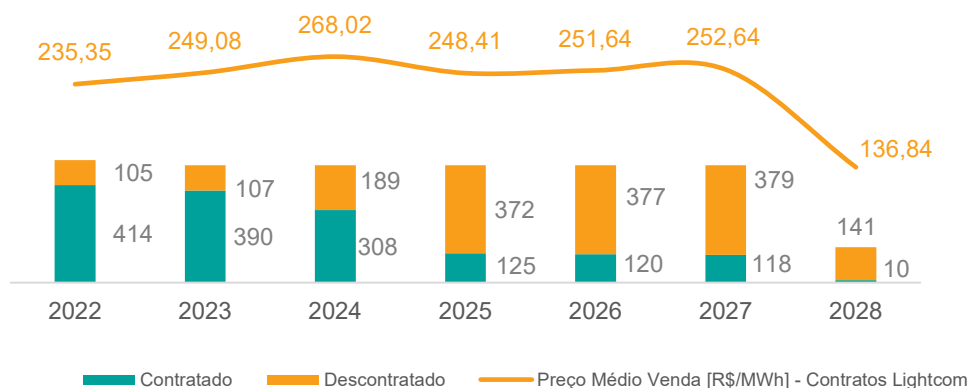
apresentando **queda de 35,3%** decorrente do menor custo total com compra de energia.

Por outro lado, as **despesas com PMSO aumentaram R\$2,4 milhões (22,4%) no 3T22** em comparação com o mesmo trimestre do ano anterior, sendo as principais variações observadas na linha de Pessoal (R\$1,3 milhão).

O **EBITDA Ajustado** foi de **R\$159,9 milhões** no 3T22, representando um aumento de R\$58,3 milhões em relação ao 3T21 (+57,3%).

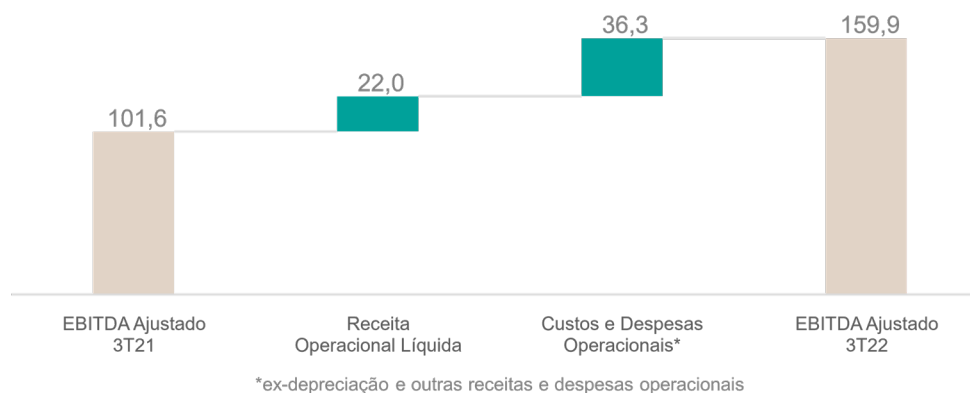
Já no acumulado do ano, o EBITDA Ajustado foi de R\$468,7 milhões no 9M22 vs. R\$430,3 milhões no 9M21, um incremento de R\$38,4 milhões (8,9%).

| Volume Contratado de Energia [MWh] |

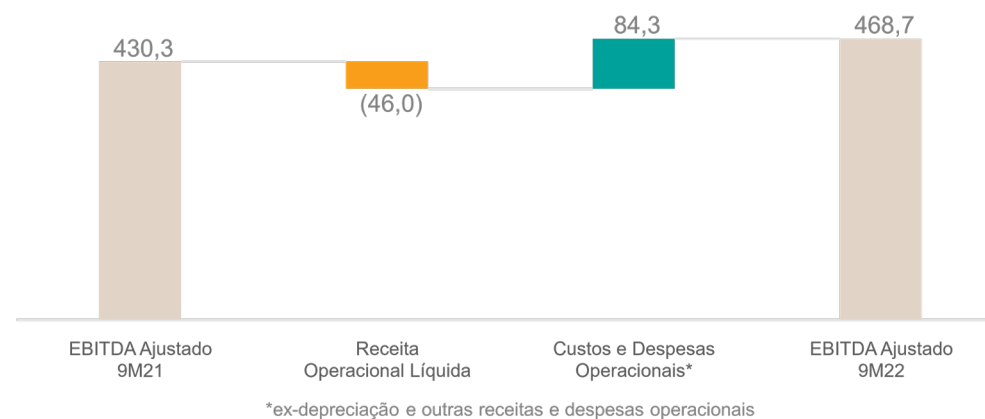


A **depreciação/amortização** foi reduzida em R\$29,4 milhões em comparação com o ano anterior devido ao **reconhecimento do ativo intangível do GSF no 4T20**, cuja amortização teve efeitos a partir de setembro/21.

| EBITDA ajustado | 3T22 / 3T21 - R\$ milhões



| EBITDA ajustado | 9M22 / 9M21 - R\$ milhões



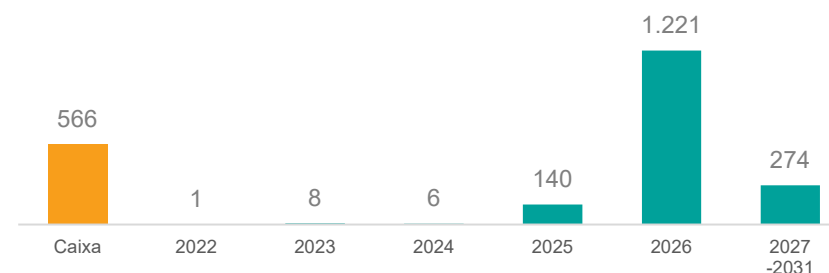
No 3T22, o **resultado financeiro** foi negativo em R\$62,7 milhões, uma variação positiva de R\$30,6 milhões quando comparado ao 3T21 (-R\$93,2 milhões). A principal variação foi por conta das despesas de pagamento de prêmio da liquidação antecipada dos contratos de *bonds* ocorrido no 3T21 (R\$29,1 milhões).

A Light Energia obteve um **lucro líquido de R\$44,4 milhões no 3T22** frente a um prejuízo de R\$31,0 milhões no 3T21.

Resultado Financeiro [R\$ MM]	3T21	3T22	Var. 3T22/3T21	9M21	9M22	Var. 9M22/9M21
Receitas Financeiras	95,4	31,7	(66,7%)	23,9	83,0	246,6%
Despesas Financeiras	(188,6)	(94,4)	(49,9%)	(278,5)	(337,8)	21,3%
Total	(93,2)	(62,7)	-32,8%	(254,6)	(254,8)	0,1%

| Amortização [R\$MM] |

prazo médio: 3,9 anos



| Indexadores de dívida |



Comercialização

Lightcom Comercializadora S.A.

Desempenho Operacional e Financeiro

O **volume comercializado** no 3T22 foi de 722 MWh, representando uma redução de 2,3% em relação ao 3T21 (739 MWh).

Essa variação é resultado da **diminuição das operações de curto prazo**, decorrente da menor necessidade de cobertura da Light Energia e da menor demanda no mercado.

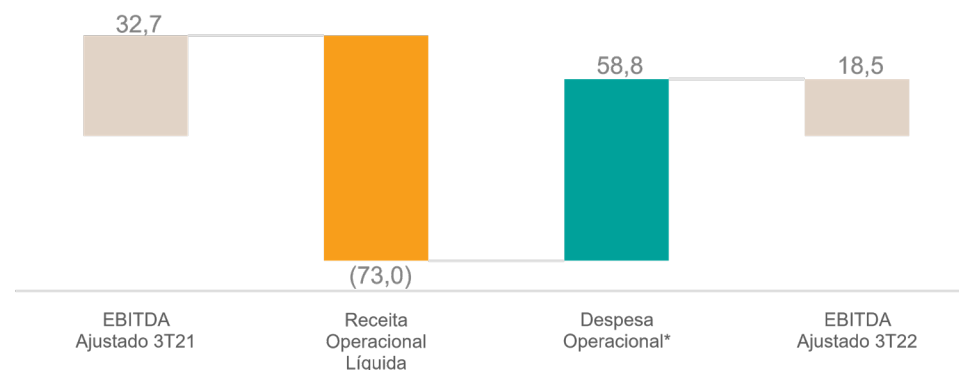
O **preço médio de venda** (líquido de tributos) nesse período foi de R\$208,9/MWh, representando uma redução de 16,0% em relação ao praticado no 3T21 (R\$248,8/MWh).

A Comercializadora registrou um **EBITDA Ajustado** de **R\$18,5 milhões** no 3T22 contra um EBITDA Ajustado de R\$32,7 milhões no 3T21. Já no acumulado do ano, o EBITDA Ajustado foi de R\$85,8 milhões no 9M22 vs. R\$110,7 milhões no 9M21, uma redução de 22,5%.

A redução do resultado se deve ao **menor volume comercializado** e pela **queda do preço de mercado nesse período**, parcialmente compensados pelos menores custos com compra de energia.

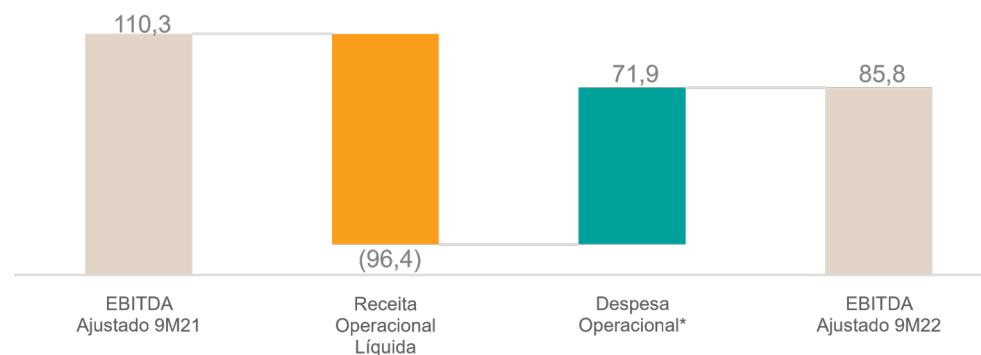
O **resultado financeiro** da Lightcom apresentou uma variação positiva de R\$5,4 milhões na comparação com o 3T21, explicada pelo maior volume de caixa e maior retorno das aplicações financeiras no período.

EBITDA Ajustado | 3T22 / 3T21 - R\$ milhões



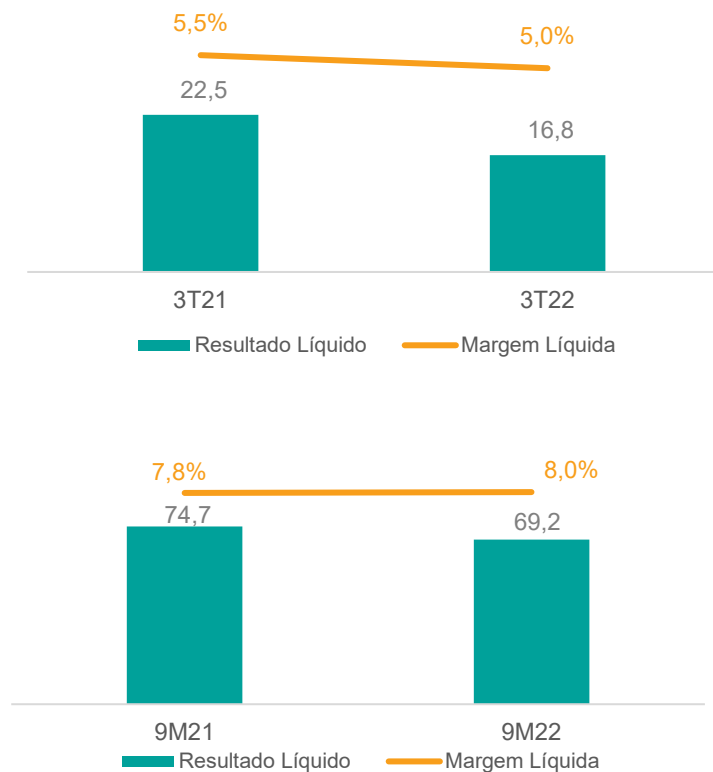
*ex-depreciação e outras receitas e despesas operacionais

EBITDA Ajustado | 9M22 / 9M21 - R\$ milhões



*ex-depreciação e outras receitas e despesas operacionais

O **lucro líquido foi de R\$16,8 milhões**, R\$5,8 milhões inferior ao 3T21. No acumulado do ano observamos uma redução de R\$5,5 milhões em relação ao 9M21.



Questões ambientais, sociais e de governança [ESG]

Desempenho no Trimestre

No 3T22, confirmamos a participação da Light no questionário de mudanças climáticas do CDP e no processo do Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE B3), que terá sua carteira divulgada no final de 2022. A Light faz parte desta carteira de maneira ininterrupta há 15 edições, desde 2007.

A seguir, apresentamos os destaques do trimestre relacionados aos 10 temas prioritários elencados em nossa Matriz de Materialidade e a tabela com os principais indicadores ESG que acompanhamos.

Nesse trimestre, a estratégia ESG da Light conquistou o reconhecimento da Institutional Investor, uma das publicações financeiras mais respeitadas do mundo. Ficamos em terceiro lugar na América Latina na categoria “Melhor Programa ESG” do setor “Electric & Other Utilities”, segmento de Small Caps.



Qualidade do serviço e Eficiência operacional

No 3T22, a Light manteve bons resultados operacionais devido à continuidade da execução das ações de manutenção preventiva e à boa performance na recuperação da rede de distribuição após falhas não programadas, conforme detalhado na seção “Qualidade Operacional”.



Relacionamento com as comunidades

Os investimentos realizados nas comunidades no 3T22 totalizaram R\$2,75 milhões, 69% superior ao realizado no 3T21, devido à realização de projetos no contexto da aproximação da Light com as comunidades, tais como: o projeto educacional “Energia Criativa” – assinado em abril/22 e que tem o objetivo de transmitir a importância do consumo consciente de energia elétrica para aproximadamente 10 mil alunos das comunidades do Rio de Janeiro – e o projeto de eficiência energética “Bônus” – lançado em agosto/22 e que beneficiará cerca de 18 mil famílias com descontos de 80% na aquisição de equipamentos eficientes. Neste projeto, destaca-se também a instalação de 250 kits fotovoltaicos, permitindo que as famílias beneficiadas gerem sua própria energia renovável.



Saúde e segurança

No 3T22, registramos uma redução de 20% na taxa de frequência de acidentes. No que se refere à taxa de gravidade, houve uma redução de 57,6% em relação ao mesmo período do ano anterior.

Esses resultados, que refletem nossa ambição de melhoria contínua com metas anuais, são frutos do aumento das inspeções de segurança, realização de ações de sensibilização e fiscalização, bem como a intensificação das ações de prevenção. Intensificamos o monitoramento da cultura de segurança, que tem como objetivo identificar o nível de maturidade do tema “saúde e segurança” nas bases operacionais

próprias ou de terceiros. Nesse ano, já foram realizadas 21 ações de monitoramento de um total previsto de 25.

Gestão de pessoas

Fechamos o 3T22 com o aumento de 0,9 p.p. na participação das mulheres na força de trabalho da Light em relação ao 3T21.

Solidez financeira e mercado de capitais

Encerramos o 3T22 com o EBITDA Ajustado consolidado 27,2% acima do 3T21, conforme detalhado na seção “Desempenho Financeiro”. Os resultados apresentados nessa seção reforçam o compromisso da Light com seus acionistas e fortalecem seu acesso ao mercado de capitais.

Melhora da experiência com o cliente

Em comparação ao 3T21, as reclamações totais apresentaram redução de 1,1% no 3T22, o que levou a uma queda de 0,27 p.p. na taxa de reclamações por número de clientes. A redução das reclamações ocorreu especialmente naquelas referentes à suspensão indevida e à variação de consumo.

Novos modelos de negócios

Ao longo do 3T22 a Companhia evoluiu no processo de discussões técnicas com fornecedores para a construção de projeto fotovoltaico no espelho d'água em um dos reservatórios do Complexo de Lajes. O projeto está seguindo o cronograma previsto, e a experiência absorvida durante seu desenvolvimento e implementação será fundamental para garantir robustez e velocidade dessa vertente para a Light.

Como anunciado anteriormente, este projeto, concebido no âmbito do Programa de Eficiência Energética (PEE) da ANEEL, possui a estimativa de geração anual em 8GWh, com capacidade instalada de 5MWp, podendo atender cerca de 7 mil famílias de baixa renda.

Perdas e inadimplência

Seguindo a tendência observada nos últimos trimestres, no 3T22, a Light registrou uma redução de 156 GWh nas perdas totais (12 meses), conforme detalhado na seção “Combate às Perdas”. No entanto, a arrecadação total (12 meses) reduziu 0,5 p.p. em relação a junho/22, conforme explicado na seção “Arrecadação”.

Inovação e tecnologia

No 3T22, houve uma redução nos investimentos destinados à P&D quando comparados ao 3T21, devido ao maior volume de projetos em fase final de execução e, consequentemente, menor investimento aplicado. Para a Distribuidora, houve uma redução de 47% do número

de projetos que tiveram desembolso no período; na Geradora essa redução foi de 67%.

Mudanças climáticas

No 3T22, registramos uma redução de 6% do consumo próprio de energia em relação ao mesmo trimestre do ano anterior.

Esse resultado é decorrente da realização de ações para o uso eficiente de energia nas instalações da Companhia, tais como troca de lâmpadas, redução do tempo de funcionamento da climatização na sede e pela troca de aparelhos de refrigeração nas subestações.



Indicadores ESG

Principais Indicadores	3T22	3T21	Var. 3T22/3T21	9M22	9M21	Var. 9M22/9M21
Gestão de Pessoas						
Colaboradores próprios	4.769	5.313	-10,2%	4.769	5.313	-10,2%
Colaboradores terceirizados	9.119	7.947	14,7%	9.119	7.947	14,7%
% de mulheres na Light	19,0%	18,1%	0.9 p.p.	19,0%	18,1%	0.9 p.p.
% de mulheres em cargos de liderança	28,3%	27,1%	1.2 p.p.	28,3%	27,1%	1.2 p.p.
% de mulheres na Alta Administração	40,0%	37,5%	2.5 p.p.	40,0%	37,5%	2.5 p.p.
Média de horas de treinamento por empregado	5,3	5,7	-7,0%	15,1	14,8	2,0%
Taxa de Rotatividade	2,8%	2,1%	0.7 p.p.	7,3%	6,7%	0,6 p.p.
Saúde e Segurança						
Taxa de frequência de acidentes	1,72	2,15	-20,0%	1,78	2,78	-36,0%
Taxa de gravidade de acidentes	78	184	-57,6%	61	375	-83,7%
Aprimoramento da Experiência com o Cliente						
Reclamações por total de clientes	7,62%	7,89%	-0.27 p.p.	32,49%	33,35%	-0.86 p.p.
Relacionamento com Comunidades						
Investimentos em Comunidades (recursos PEE) (R\$ MM)	2,75	1,63	69,0%	7,55	3,98	89,9%
Mudanças Climáticas						
Consumo de energia elétrica por empregado (MWh)	5,65	5,39	4,8%	17,57	16,75	4,9%
Inovação e Tecnologia						
Investimento em P&D (R\$ MM)	1,90	5,64	-66,4%	13,98	18,34	-23,8%

ANEXO I – Conciliação EBITDA e EBITDA Ajustado

EBITDA CVM (R\$ MM)	Light Consolidado			Light SESA			Light Energia			Light Com		
	3T22	3T21	Var. 3T22/3T21	3T22	3T21	Var. 3T22/3T21	3T22	3T21	Var. 3T22/3T21	3T22	3T21	Var. 3T22/2T21
Lucro/Prejuízo Líquido (A)	7,9	364,0	-97,8%	(53,3)	374,5	-	44,4	(31,0)	-	16,8	22,5	-25,6%
IR/CS (B)	(77,4)	341,4	-	(34,3)	352,2	-	(35,6)	(3,1)	1049,3%	(6,1)	(8,1)	-24,9%
IR/CS DIFERIDO (C)	89,1	281,8	-89,2%	74,8	262,6	-71,5%	16,8	22,6	-25,4%	(2,5)	(3,4)	-27,1%
EBT (A - (B + C))	(3,9)	(259,1)	-98,5%	(93,8)	(240,4)	-61,0%	63,1	(50,5)	-224,8%	25,4	34,1	-25,6%
Depreciação e Amortização (D)	(182,5)	(200,0)	20,0%	(154,1)	(142,3)	8,2%	(28,3)	(57,6)	-50,9%	(0,1)	(0,1)	-3,7%
Resultado Financeiro (E)	(285,0)	(428,9)	176,7%	(239,8)	(339,3)	-29,3%	(62,7)	(93,2)	-32,8%	6,9	1,5	365,0%
EBITDA CVM ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	463,6	369,8	25,4%	300,1	241,3	24,4%	154,1	100,3	53,5%	18,5	32,7	-43,3%
Equivalência Patrimonial (F)	(4,7)	(0,1)	6,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Receitas/Despesas Operacionais (G)	(57,3)	(43,2)	-	(51,5)	(42,0)	22,6%	(5,8)	(1,3)	358,5%	-	-	-
EBITDA Ajustado = EBITDA CVM - (F) - (G)	525,6	413,1	27,2%	351,5	283,2	24,1%	159,9	101,6	57,3%	18,5	32,7	-43,3%

O EBITDA e o EBITDA Ajustado são uma medição de natureza não contábil elaboradas pela Companhia, conciliadas com suas informações financeiras intermediárias observando as disposições do Ofício-Circular/CVM/SNC/SEP nº 01/2007 e da Instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012. O EBITDA e o EBITDA Ajustado não são uma medida reconhecida pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou pelas IFRS, não possuem um significado padrão e podem não ser comparáveis às medidas com títulos semelhantes fornecidos por outras companhias. Essas medidas não devem ser consideradas isoladamente ou como um substitutas de lucro líquido ou lucro operacional, como indicadores de desempenho operacional ou fluxo de caixa ou para medir a liquidez ou a capacidade de pagamento da dívida. O EBITDA consiste no lucro líquido, ajustado pelos efeitos do resultado financeiro líquido, da depreciação e amortização e do imposto de renda e contribuição social. A Companhia apura o EBITDA Ajustado em conformidade à Instrução CVM 527/2012 excluindo equivalência patrimonial e outras receitas e despesas operacionais.

ANEXO II – Demonstração do Resultado – Consolidado

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	3T22	3T21	Var. 3T22/3T21	9M22	9M21	Var. 9M22/9M21
Receita Operacional Bruta	4.870,3	5.636,3	-13,6%	16.180,2	16.353,6	-1,1%
Deduções	-1.724,9	-1.996,6	-13,6%	-6.692,9	-6.194,8	8,0%
Receita Operacional Líquida	3.145,4	3.639,7	-13,6%	9.487,4	10.158,8	-6,6%
Despesa Operacional	-2.802,3	-3.426,6	-18,2%	-8.367,7	-9.439,4	-11,4%
PMSO	-207,0	-164,7	25,7%	-575,8	-598,2	-3,7%
Pessoal	-110,4	-86,1	28,3%	-307,7	-292,1	5,3%
Material	-4,3	-4,2	2,0%	-15,2	-21,9	-30,8%
Serviço de Terceiros	-106,8	-91,7	16,5%	-301,6	-332,3	-9,2%
Outros	14,4	17,2	-16,2%	48,7	48,2	1,0%
Energia Comprada	-2.229,2	-2.762,9	-19,3%	-6.689,6	-7.664,9	-12,7%
Depreciação	-182,5	-200,0	-8,8%	-544,6	-499,4	9,0%
Provisões	-74,6	-53,2	40,3%	-264,5	-158,6	66,7%
PECLD	-109,0	-245,8	-55,6%	-293,2	-518,2	-43,4%
Resultado Financeiro	-285,0	-428,9	-33,6%	-1.395,7	-993,4	40,5%
Receita Financeira	199,5	358,0	-44,7%	468,7	200,4	343,1%
Despesa Financeira	-484,5	-787,0	-38,6%	-1.864,4	-1.193,8	62,3%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	-57,3	-43,2	32,6%	9,6	-31,9	-
Resultado Antes dos Impostos e Equivalência Patrimonial	0,9	-259,0	-	-266,4	-305,9	-12,9%
IR/CS	-77,4	341,4	-	-310,7	25,9	-
IR/CS Diferido	89,1	281,8	-68,4%	415,0	617,0	-32,7%
Equivalência Patrimonial	-4,7	-0,1	3087,8%	-16,1	-11,5	39,9%
Lucro Líquido	7,9	364,0	-97,8%	-178,2	325,4	-
EBITDA Ajustado	525,6	413,1	27,2%	1.664,3	1.218,8	36,5%

ANEXO III – Demonstração do Resultado – Distribuição

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	3T22	3T21	Var. 3T22/3T21	9M22	9M21	Var. 9M22/9M21
Receita Operacional Bruta	4.854,5	5.510,4	-11,9%	16.192,2	15.903,6	1,8%
Fornecimento de Energia	3.210,0	3.701,7	-13,3%	12.373,2	11.614,8	6,5%
CVA	256,9	596,9	-57,0%	23,7	1.023,0	-97,7%
Receita de Construção	319,3	278,4	14,7%	931,3	672,2	38,5%
Outras Receitas - crédito PIS/COFINS	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
Outras Receitas	1.068,3	933,4	14,5%	2.864,1	2.593,6	10,4%
Deduções da Receita Operacional	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
Receita Operacional Líquida	3.173,2	3.561,1	-10,9%	9.621,7	9.840,6	-2,2%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	-2.448,8	-2.830,2	-13,5%	-7.419,8	-7.925,0	-6,4%
Energia elétrica comprada para revenda e despesas da CCEE	-1.779,2	-2.262,6	-21,4%	-5.560,8	-6.270,9	-11,3%
Encargos de conexão e uso da rede	-350,3	-289,1	21,2%	-927,7	-981,9	-5,5%
Custo de construção	-319,3	-278,4	14,7%	-931,3	-672,2	38,5%
Custo/Despesa Operacional	-372,8	-447,7	-16,7%	-1.085,3	-1.219,5	-11,0%
Pessoal	-100,6	-76,7	31,2%	-284,2	-261,2	8,8%
Material	-4,0	-4,1	-1,9%	-14,6	-21,3	-31,5%
Serviços de terceiros	-101,0	-86,6	16,7%	-286,0	-315,2	-9,3%
Provisões	-183,9	-299,1	-38,5%	-557,7	-676,2	-17,5%
Outros	16,7	18,7	-11,0%	57,2	54,5	5,0%
Depreciação e amortização	-154,1	-142,3	8,2%	-459,6	-413,4	11,2%
Outras receitas/despesas operacionais	-51,5	-42,0	22,6%	-40,7	-46,6	-12,8%
Resultado do Serviço	146,0	99,0	47,5%	616,4	236,0	161,2%
Resultado Financeiro	-239,8	-339,3	-29,3%	-1.166,5	-745,3	56,5%
Receita Financeira	148,7	254,2	-41,5%	346,2	165,3	109,4%
Despesa Financeira	(388,5)	(593,5)	-34,5%	(1.512,8)	(910,6)	66,1%
Resultado antes dos impostos	-93,8	-240,4	-61,0%	-550,2	-509,3	8,0%
IR/CS	-34,3	352,2	-	-157,6	214,6	-
IR/CS Diferido	74,8	262,6	-71,5%	348,7	492,0	-29,1%
Lucro/Prejuízo Líquido	-53,3	374,5	-	-359,1	197,3	-
EBITDA Ajustado	351,5	283,2	24,1%	1.116,7	696,0	60,4%

ANEXO IV – Demonstração do Resultado - Geração

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	3T22	3T21	Var. 3T22/3T21	9M22	9M21	Var. 9M22/9M21
Receita Operacional Bruta	259,8	233,8	11,1%	692,5	735,1	-5,8%
Suprimento - Venda de energia própria	249,2	209,4	19,0%	661,0	601,4	9,9%
Suprimento - Energia de Curto Prazo	8,2	22,3	-63,3%	24,5	127,5	-80,8%
Outras - TUSD	2,4	2,1	12,5%	6,9	6,2	11,7%
Outras	0,0	0,0	19,0%	0,1	0,1	172,2%
Deduções da Receita Operacional	-33,3	-29,3	13,7%	-93,1	-89,8	3,7%
Receita Operacional Líquida	226,5	204,5	10,7%	599,4	645,3	-7,1%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	-54,8	-93,2	-41,2%	-95,2	-182,0	-47,7%
Custo/Despesa Operacional	-11,8	-9,6	22,4%	-35,5	-33,0	7,6%
Pessoal	-5,7	-4,5	28,4%	-16,9	-14,8	14,5%
Material	-0,2	-0,2	20,6%	-0,6	-0,6	-6,7%
Serviços de terceiros	-4,6	-4,0	13,8%	-12,7	-12,9	-1,7%
Provisões	0,3	0,1	370,4%	0,5	-0,6	-
Outros	-1,5	-1,0	49,2%	-5,8	-4,1	40,9%
Depreciação e amortização	-28,3	-57,6	-50,9%	-84,7	-85,7	-1,2%
Outras receitas/despesas operacionais	-5,8	-1,3	358,5%	-3,2	-1,7	81,2%
Resultado do Serviço	125,8	42,7	194,6%	380,9	342,9	11,1%
Equivalência Patrimonial	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
Resultado Financeiro	-62,7	-93,2	-32,8%	-254,8	-254,6	0,1%
Receita Financeira	95,4	31,7	(66,7%)	23,9	83,0	246,6%
Despesa Financeira	(188,6)	(94,4)	(49,9%)	(278,5)	(337,8)	21,3%
Resultado antes dos Impostos	63,1	-50,5	-	126,1	88,3	42,8%
IR/CS	-35,6	-3,1	1049,3%	-230,7	-160,0	44,2%
IR/CS Diferido	16,8	22,6	-25,4%	194,6	136,6	42,4%
Lucro/Prejuízo Líquido	44,4	-31,0	-	89,9	64,9	38,6%
EBITDA Ajustado	159,9	101,6	57,3%	468,7	430,3	8,9%

ANEXO V – Balanço Patrimonial Consolidado

ATIVO (R\$ MM)	30.09.2022	31.12.2021
Circulante	8.104	9.324
Caixa e equivalentes de caixa	13	397
Títulos e valores mobiliários	4.011	3.208
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	2.182	2.425
Estoques	77	66
Tributos e contribuições a recuperar	1.011	1.263
Ativos financeiros do setor	260	1.172
Despesas pagas antecipadamente	30	29
Dividendos a receber	0	0
Serviços prestados a receber	34	17
Instrumentos financeiros derivativos swaps	0	0
Outros créditos	487	613
Ativos classificados como mantidos para venda	0	135
Não Circulante	19.849	18.954
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	1.426	1.221
Tributos e contribuições a recuperar	3.509	3.675
Tributos diferidos	1.234	896
Instrumentos financeiros derivativos swaps	12	190
Depósitos vinculados a litígios	226	222
Ativos financeiros do setor	220	308
Ativo financeiro da concessão	7.224	6.822
Outros créditos	0	1
Ativo de contrato	901	558
Investimentos	340	358
Imobilizado	1.979	1.810
Intangível	2.517	2.834
Ativo de direito de uso	263	60
Ativo Total	27.954	28.278

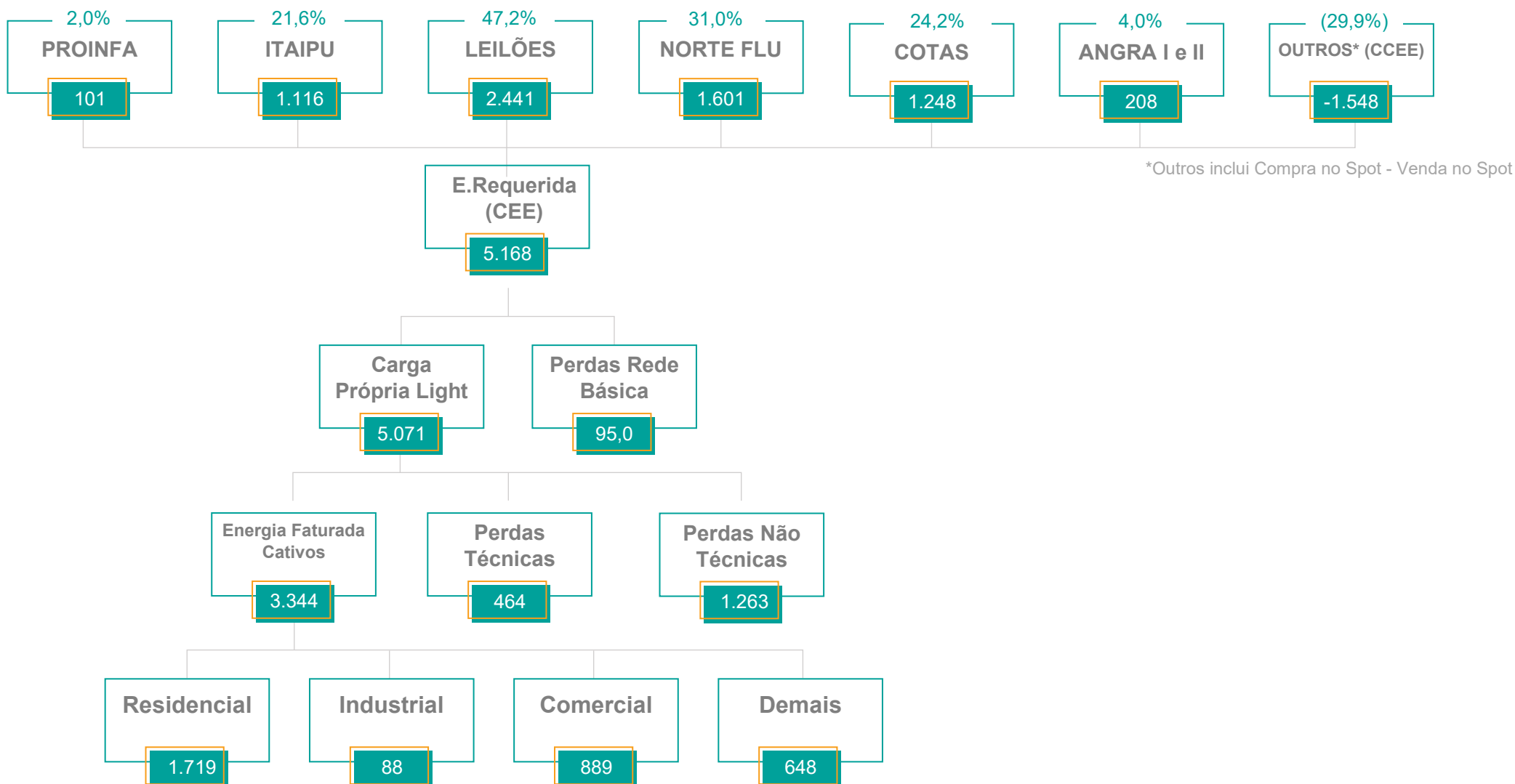
PASSIVO (R\$MM)	30.09.2022	31.12.2021
Circulante	5.740	6.689
Fornecedores	1.323	2.154
Tributos e contribuições a pagar	241	384
Empréstimos e financiamentos	462	403
Debêntures	1.969	1.530
Instrumentos financeiros derivativos swaps	161	0
Passivos financeiros do setor	303	276
Dividendos a pagar	95	95
Obrigações trabalhistas	102	104
Valores a serem restituídos a consumidores	338	831
Obrigações por arrendamento	26	25
Encargos regulatórios	302	314
Outros débitos	420	572
Não circulante	13.656	12.856
Empréstimos e financiamentos	3.665	4.006
Debêntures	6.191	5.205
Instrumentos financeiros derivativos swaps	317	4
Tributos e contribuições a pagar	182	200
Tributos diferidos	198	275
Participações societárias a descoberto	20	22
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	581	502
Benefícios pós-emprego	0	0
Obrigações por arrendamento	245	38
Valores a serem restituídos a consumidores	2.212	2.565
Outros débitos	44	40
Patrimônio líquido	8.557	8.733
Capital social	5.392	5.392
Reserva de capital	21	18
Reservas de lucros	3.135	3.135
Ajustes de avaliação patrimonial	278	289
Outros resultados abrangentes	-101	-101
Lucros acumulados	-167	0
Passivo Total	27.954	28.278

ANEXO VI – Balanço Energético

Balanço Energético (GWh)	3T22	3T21	Var. 3T22/3T21	9M22	9M21	Var. 9M22/9M21
= Carga Fio	7.547	7.596	-0,6%	25.697	25.867	-0,7%
- Uso de Rede	2.476	2.229	11,1%	7.517	7.000	7,4%
= Carga Própria	5.071	5.367	-5,5%	18.180	18.867	-3,6%
- Energia Faturada (Cativo)	3.344	3.484	-4,0%	11.536	11.958	-3,5%
Mercado Baixa Tensão	2.645	2.708	-2,3%	9.193	9.452	-2,7%
Mercado Média e Alta Tensão	699	776	-10,0%	2.343	2.507	-6,5%
= Perda Total	1.727	1.883	-8,3%	6.644	6.908	-3,8%

Balanço energético da Distribuição (GWh)

3º trimestre 2022 - Dados realizados entre julho e setembro



ANEXO VII - Investimentos

Investimento Consolidado (R\$MM)	3T22	3T21	Var. 3T22/3T21	9M22	9M21	Var. 9M22/9M21
Ativos Elétricos (Distribuição)	301,9	275,2	9,7%	889,2	685,3	29,7%
Engenharia	72,6	113,1	-35,8%	232,9	281,7	-17,3%
Comercial	229,3	162,1	41,5%	656,2	403,6	62,6%
Ativos Não Elétricos	36,9	42,4	-12,9%	112,4	99,5	13,0%
Geração (Light Energia & Lajes)	64,3	48,2	33,5%	152,0	94,4	61,1%
Aportes	-	1,4	-100,0%	-	2,9	-100,0%
Total do Investimento (incluindo aportes)	403,1	367,2	9,8%	1.153,6	882,1	30,8%

ANEXO VIII – Conciliação EBITDA para Fluxo de Caixa Livre

	Light S.A						Light SESA						Light Energia					
	1S21	3T21	9M21	1S22	3T22	9M22	1S21	3T21	9M21	1S22	3T22	9M22	1S21	3T21	9M21	1S22	3T22	9M22
CVM EBITDA	805,5	456,5	1.262,3	1.194,1	587,6	1.670,8	417,4	325,2	742,7	754,3	403,0	1.157,3	329,2	102,9	432,1	306,2	165,7	471,9
(+/-) Equivalência Patrimonial	11,4	-0,1	-11,5	11,4	-4,7	-16,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(+/-) Outras Receitas Operacionais (Despesas)	-11,2	-43,2	-31,9	-66,9	-57,3	9,6	-4,6	-42,0	-46,6	10,8	-51,5	-40,7	-0,5	-1,3	-1,7	2,7	-5,8	-3,2
EBITDA Ajustado	805,7	413,1	1.218,8	1.138,7	525,6	1.664,3	412,8	283,2	696,0	765,1	351,5	1.116,7	328,7	101,6	430,3	308,8	159,9	468,7
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social	0,0	-40,0	-40,0	-128,1	-30,9	-159,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-12,7	-12,7	-109,4	-10,8	-120,2
(+/-) Contas a Receber	618,5	-366,9	251,6	-211,1	-59,7	-270,8	-210,1	-329,0	-539,1	-247,5	-48,2	-295,7	906,1	-15,7	890,3	10,6	-17,1	-6,5
(+/-) Ativos e Passivos Financeiros do setor	-433,3	-606,8	-1.040,1	248,1	-269,9	-21,8	-433,3	-606,8	-1.040,1	248,1	-269,9	-21,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(+/-) Fornecedores	-2.062,3	320,1	-1.742,3	-819,4	-25,8	-845,2	-256,9	281,1	24,1	-766,6	-26,2	-792,9	-1.818,9	17,8	-1.801,1	-34,4	0,2	-34,2
(+/-) Outros	-29,8	404,0	374,2	237,3	430,2	667,5	116,6	392,6	509,2	177,4	463,0	640,4	-150,4	-14,0	-164,4	-15,1	-4,5	-19,5
Fluxo de Caixa Operacional (Ajustado)	-1.101,2	123,5	-977,7	465,5	569,4	1.034,9	-370,9	21,1	-349,9	176,5	470,2	646,7	-734,5	77,0	-657,5	160,6	127,6	288,2
(+/-) Instrumentos Financeiros	824,6	221,2	1.045,8	-185,1	-23,9	-209,0	553,3	123,6	676,9	-122,1	-6,0	-128,1	271,3	97,6	368,9	-63,1	-17,9	-80,9
(-) Juros	-203,1	-176,4	-379,5	-314,3	-111,1	-425,4	-174,6	-139,9	-314,5	-279,5	-97,6	-377,1	-28,5	-36,5	-65,0	-34,8	-13,5	-48,3
Fluxo de Caixa Operacional (Contábil)	-479,8	168,4	-311,4	-34,0	434,4	400,5	7,8	4,8	12,6	-225,1	366,6	141,5	-491,7	138,0	-353,7	62,7	96,3	159,0
(-) Investimentos	-470,9	-358,0	-828,9	-726,4	-398,7	-1.125,1	-424,8	-310,3	-735,1	-603,6	-340,4	-944,0	-46,2	-47,6	-93,8	-122,7	-58,2	-180,9
(-) Investimentos Minoritários	-2,2	-0,7	-2,9	191,7	0,0	191,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	97,0	0,0	97,0
Fluxo de Caixa Livre da Firma (FCLF)	-953,0	-190,2	-1.143,2	-568,7	35,8	-532,9	-417,0	-305,4	-722,5	-828,7	26,2	-802,5	-538,0	90,5	-447,5	37,0	38,1	75,1
(+) Aumento de Capital	1.340,9	0,0	1.340,9	0,0	0,0	0,0	1.340,0	0,0	1.340,0	0,0	57,9	57,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) Captações e Amortização de Dívida	-967,2	389,2	-578,0	188,5	-39,6	148,9	-1.307,6	361,9	-945,7	444,2	-83,0	361,2	374,7	59,7	434,4	-33,8	491,9	458,1
Fluxo de Caixa Livre do Acionista (FCLA)	-579,3	198,9	-380,3	-380,2	-3,8	-384,0	-384,6	56,5	-328,1	-384,5	1,1	-383,4	-163,2	150,2	-13,1	3,2	530,0	533,2
(-) Dividendos	0,0	-164,3	-164,3	0,0	0,0	0,0	0,0	-65,3	-65,3	0,0	0,0	0,0	0,0	-105,5	-105,5	0,0	-533,9	-533,9

Observação

As tabelas listadas abaixo encontram-se disponíveis no site de RI da Companhia para consulta:

- Custos e Despesas – Distribuição
- Conta de Compensação de Variação de Itens da Parcela A – CVA
- Resultado Financeiro – Consolidado, Distribuição, Geração
- Balanço Patrimonial – Distribuição e Geração
- Fluxo de Caixa – Consolidado, Distribuição e Geração



EARNINGS
RELEASE

3Q22

Rio de Janeiro, November 10, 2022

Earnings Webcast

November 11, 2022 | 2:00 p.m. (BRT)

Zoom ID: [839 4214 7588](#)

OPERATIONAL HIGHLIGHTS 3Q22



Operational quality was a strong point, with Light ranking as the **best and the third best distribution company in Brazil for EOFi and EODi**, respectively, among distribution companies with more than 1 million customers.



Total losses (12 months) down by **156 GWh**. **Total Losses/Grid Load (12 months)** closed the quarter at **25.98%**, a **decrease of 0.43 p.p.** compared to 2Q22. The lower average temperature recorded in this quarter contributed to this indicator.



Incorporated Power (IEN) was 106.9 GWh in 3Q22, 4.9% higher compared to 3Q21 (102 GWh) and 17.7% lower compared to 2Q22 (130 GWh). The replacement of obsolete meters, lever that we intensified in 2022 and that presents a sustainable result of energy, had a direct impact on this result.



Increased power in the **replacement of obsolete meters**. In 3Q22, we replaced more than **26,000 meters** and, in the year, we already replaced more than **128,000 meters**.



Continued normalizations under the **inspections program**, totaling **70,500 in 3Q22**. In **2022**, more than **292,300 inspections** have already been conducted.



Increase of 2.0% in Billed Sales (116 GWh), primarily due to the consumption of utilities, which increased by 52.5% compared to 3Q21 (124GWh).

FINANCIAL HIGHLIGHTS 3Q22



Consolidated recurring Adjusted EBITDA increased by 27.2%, closing 3Q22 at **R\$508.0 million** (vs. R\$453.6 million in 3Q21). We highlight the positive contributions of the Distribution business, primarily due to the reduction of losses and the decreased ADA recorded, and of the Generation business, due to seasonalization of agreements and the improvement of hydrological conditions.



Accumulated increase in recurring Adjusted EBITDA of the Distribution business in 9M22, reaching R\$1,094.3 million, a 48.6% increase compared to 9M21 (R\$736.5 million). In Generation business, the Adjusted EBITDA 9M22 reached R\$468.7 million, 8.9% higher compared to 9M21 (R\$430.3 million).



Consolidated Adjusted Cash from Operations totaled R\$569.4 million, of which R\$470.2 million correspond to the Distribution business and R\$127.6 million correspond to the Generation business.



Reduction in Net Debt to EBITDA, a **covenant ratio**, which closed **3Q22** at **3.00x**, below that recorded in 2Q22 (3.23x).

Consolidated Light S.A.

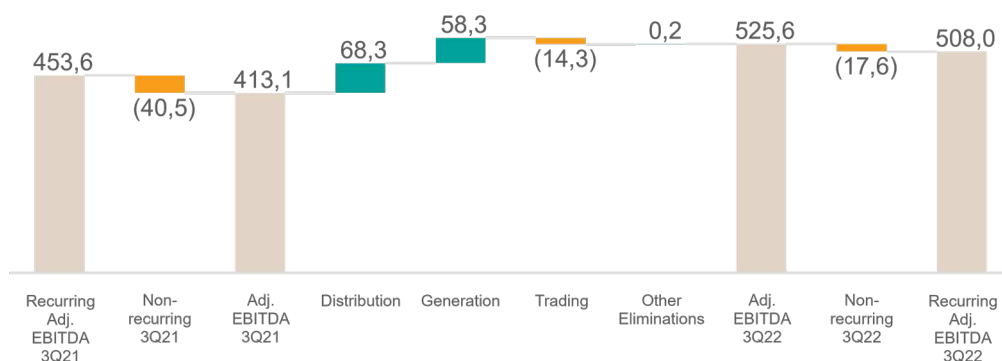
Financial Performance

Consolidated Adjusted EBITDA¹ closed 3Q22 at **R\$525.6 million**, a 27.2% increase compared to 3Q21 (R\$413.1 million). In 9M22, **Consolidated Adjusted EBITDA** totaled **R\$1,664.3 million**, a 36.5% increase vs. R\$1,218.8 million in 9M21.

Recurring Adjusted EBITDA, which excludes the effects recognized in the period and detailed in the section on the Distribution business, totaled **R\$508.0 million in 3Q22** and R\$453.6 million in 3Q21. **In 9M22, Recurring Adjusted EBITDA totaled R\$1,641.9 million** vs. R\$1,259.3 in 9M21.

| Adjusted EBITDA – by segment |

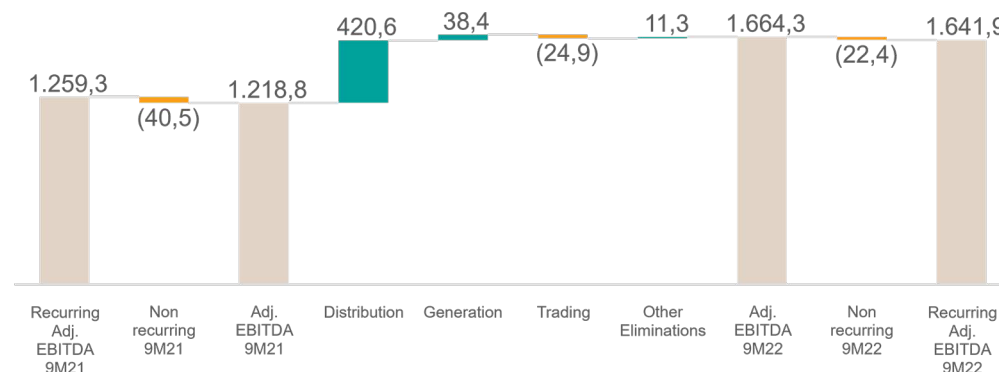
3Q22 / 3Q21 – R\$MM



¹ Adjusted EBITDA is calculated as net income before income tax and social contribution, equity income, other operating revenue/expense, finance revenue (expense), depreciation and amortization.

| Adjusted EBITDA – by segment |

9M22 / 9M21 – R\$MM



In 3Q22, **Adjusted EBITDA in the Distribution business** was **R\$351.5 million**, a 24.1% increase compared to 3Q21 (R\$283.2 million) and a 60.4% increase in 9M22 (**R\$1,116.7 million in 2022** vs. R\$696.0 million in 2021).

Excluding the effect of Indemnifiable Concession Assets, Adjusted EBITDA would have been **R\$450.2 million in 3Q22** vs. R\$116.7 million in 3Q21, a 285.9% increase. In 9M22, Adjusted EBITDA, excluding the

effect of Indemnifiable Concession Assets, would have been R\$1,200.5 million vs. R\$312.1 million in 9M21, a 284.6% increase.

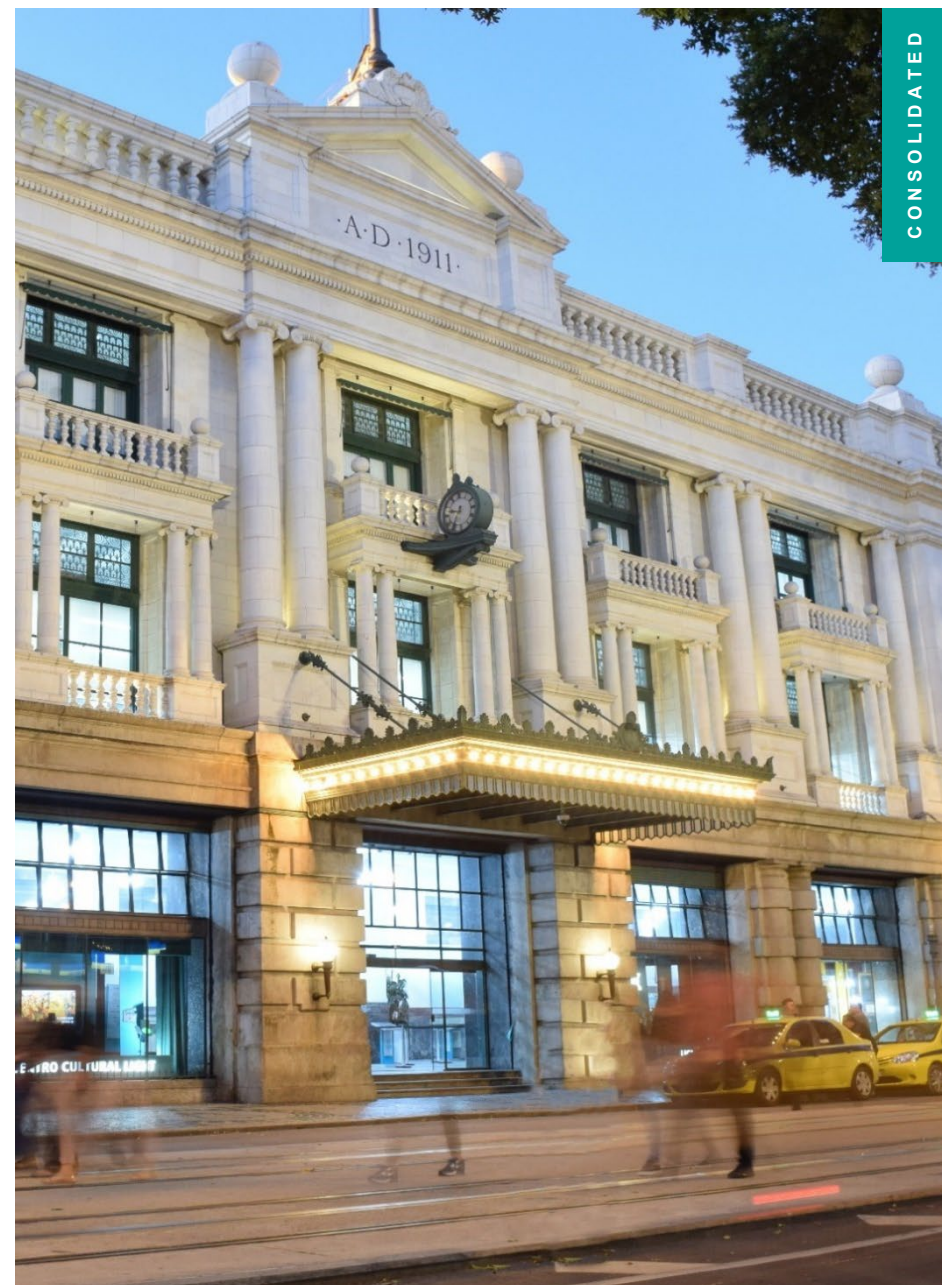
This improvement was primarily due to the **effectiveness of the new tariff** as of the Periodic Tariff Review Process that occurred in March 2022, as well as to the **reduction of losses** and the **decreased ADA** recorded.

Recurring Adjusted EBITDA in the Distribution business was **R\$333.9 million in 3Q22**, reaching **R\$1,094.3 million in 9M22**.

Adjusted EBITDA in the Generation business was **R\$159.9 million**, an increase of R\$101.6 million compared to 3Q21 (57.3%). This variation is primarily due to the **seasonalization of agreements in the ACL**, **including an increased sale of energy in the period**, and **decreased energy purchase costs**, due to the improvement in hydrological conditions.

In 9M22, Adjusted EBITDA was **R\$468.7** vs. R\$430.3 million in 9M21, an 8.9% increase.

Adjusted EBITDA in the Trading business was **R\$18.5 million in 3Q22** compared to R\$32.7 million in 3Q21, a 43.3% decrease, due to a **lower traded volume and a decreased market price** in this period. For the same reason, **Adjusted EBITDA in the Trading business** decreased from R\$110.7 million in 9M21 to **R\$85.8 million in 9M22** (-22.5%).



The **financial result** was negative in R\$285.0 million in 3Q22 vs. -R\$428.9 million in 3Q21. This positive variation is primarily due to a higher profitability from financial investments in 3Q22, as a result of a higher CDI rate, as well as to the expense incurred in 3Q21 related to the prepayment of bonds maturing in 2023, in the amount of R\$87.3 million.

The negative impact of the debt service cost due to a **higher CDI rate in 3Q22 was offset by a gain in monetary variation**, resulting from the deflation occurred in the period.

We obtained an **operational improvement** and a **reduction in the finance expense** of the Distribution and Generation businesses.

In 3Q22, net income was R\$7.9 million, compared to a net income of R\$364.0 million in 3Q21.

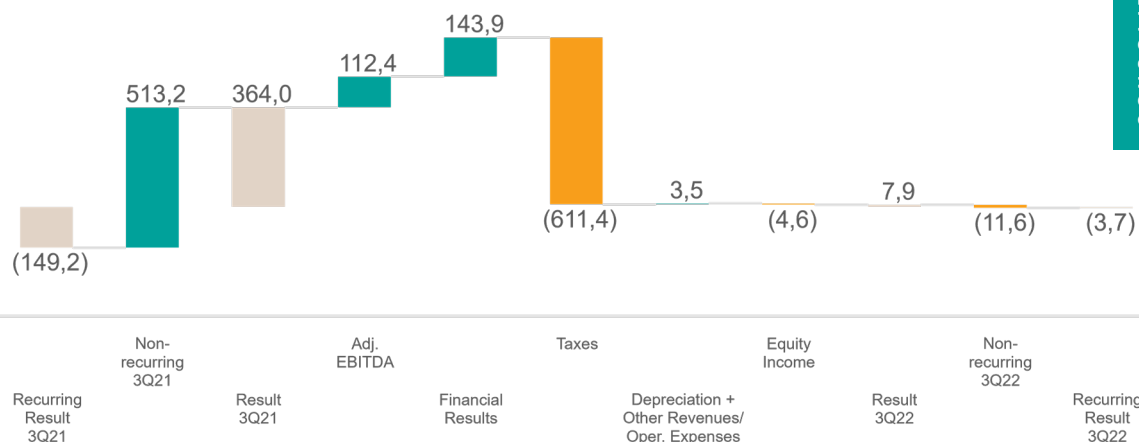
Net loss totaled **R\$178.2 million in 9M22**, compared to a net income of R\$325.4 million in 9M21.

In **3Q21**, net income of the Distribution business was affected by the **recognition of a non-recurring effect, in the amount of R\$539.9 million**, resulting from a decision of the Federal Supreme Court (*Superior Tribunal Federal*) (STF), which determined the **non-application of income tax (IRPJ)/social contribution (CSLL) on adjustments based on the Selic rate in case of refunds regarding overpaid taxes**.

Excluding non-recurring effects, which affected the Adjusted EBITDA for both periods and the net income for 3Q21, **net loss totaled R\$3.7 million in 3Q22** vs. a net loss of R\$149.2 million in 3Q21.

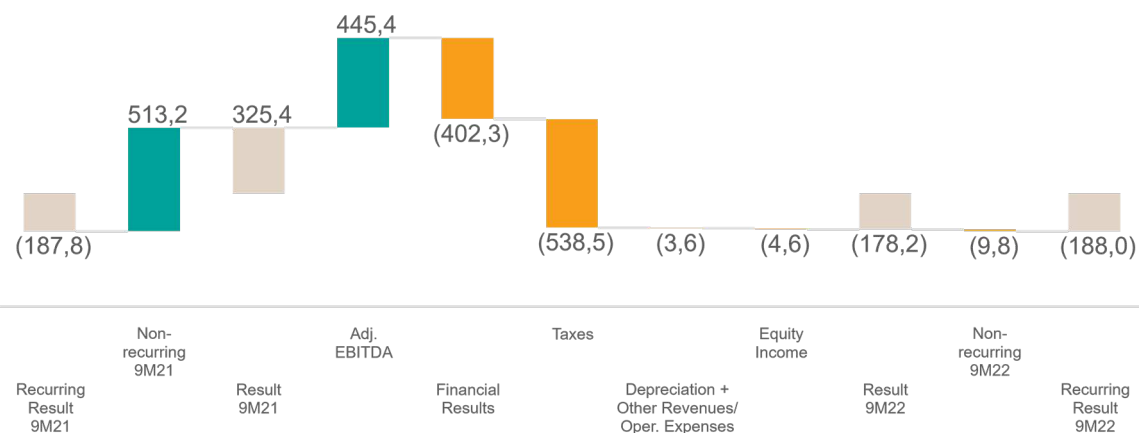
| Consolidated Net Income |

3Q22 / 3Q21 – R\$MM



| Consolidated Net Income |

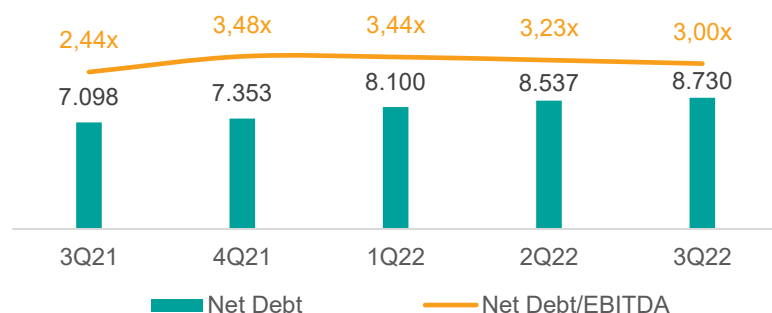
9M22 / 9M21 – R\$MM



At the end of 3Q22, **consolidated net debt** was **R\$8,729.9 million**, a 2.3% increase compared to R\$8,536.6 million in 2Q22.

| Consolidated Net Debt |

(R\$ million)



Net Debt to EBITDA², a covenant ratio, closed 3Q22 at **3.00x**, a decrease compared to 3.23x in 2Q22 and below the limit established in debt contracts.

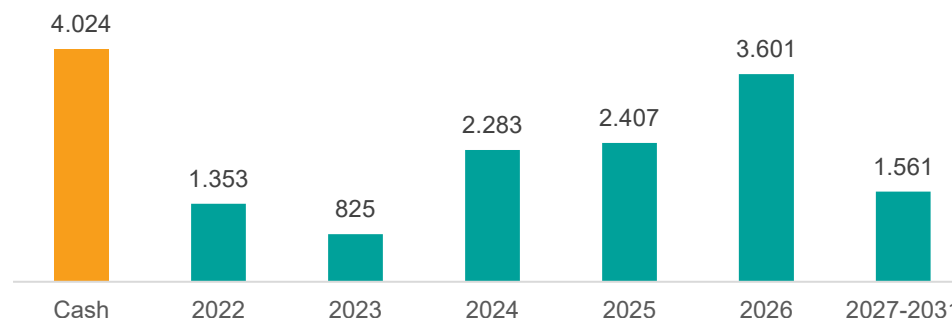
EBITDA/Interest ratio closed 3Q22 at **3.11x**, above the minimum contractual limit of 2.0x established in debt contracts.

In 3Q22, Light recorded consolidated **Adjusted Cash from Operations of R\$569.4 million**, R\$470.2 million of which correspond to the Distribution business and R\$127.6 million correspond to the Generation business, as detailed in Annex VIII.

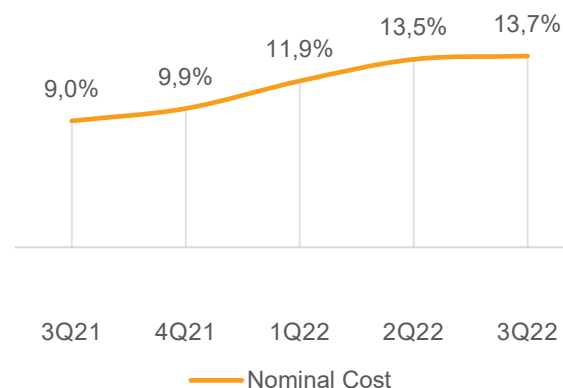
² For debt covenant purposes, EBITDA is accounted for on a consolidated basis and excludes non-cash effects, such as Equity Income, Provisions, Indemnifiable Concession Assets and Other Operating Revenue/Expense.

| Amortization of loans, financing and debentures |

(R\$ million) | Average term: 2.9 years |



| Debt service Nominal cost

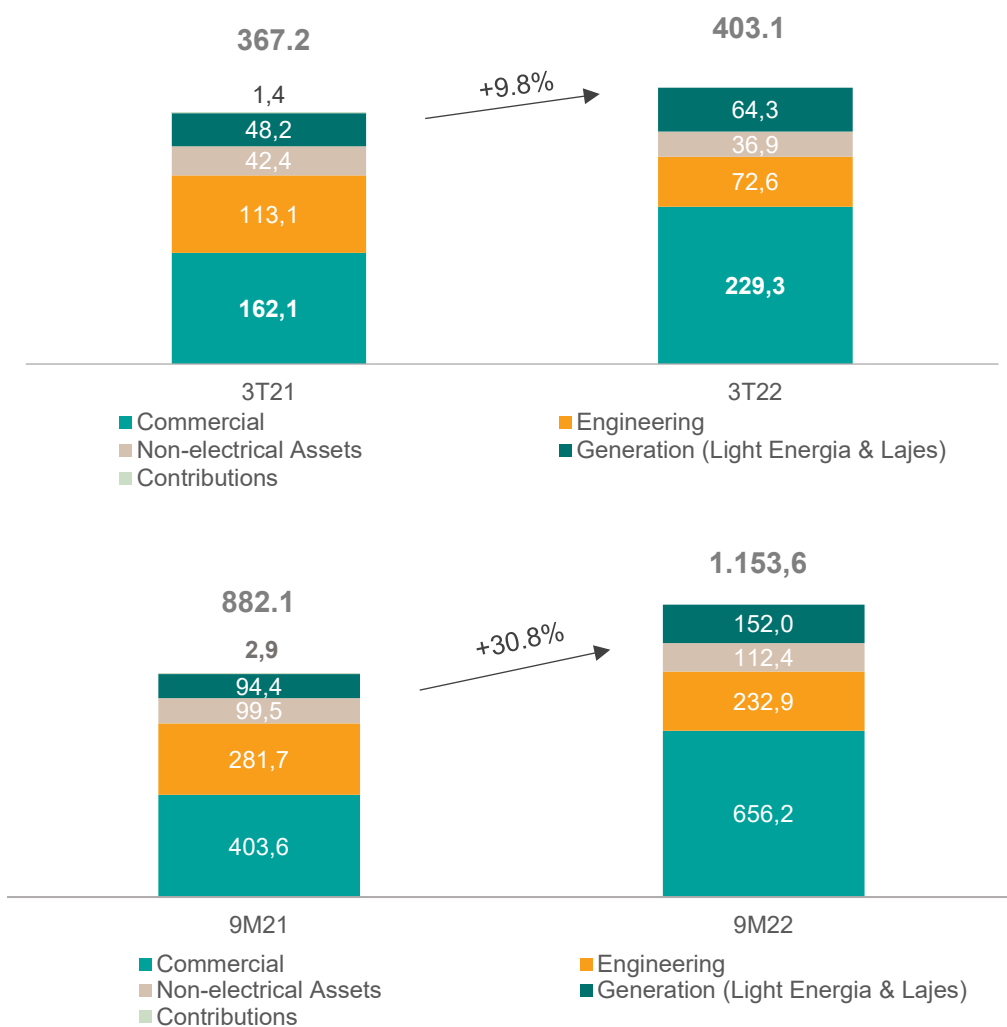


| Debt Indexes |



Capital Expenditures

(R\$ million)



In 3Q22, **total consolidated CAPEX was 9.8% higher** than in 3Q21, primarily due to the progress of the loss reduction plan, including the intensification of activities related to Energy Recovery and Smart Grid.

In 9M22, we already made consolidated investments of more than **R\$1,153 million**, **R\$522 million** of which **was allocated to loss reduction**.

In the **Commercial** business, we highlight investments associated with loss reduction, especially loss-proofing and customer normalization, which accounted for the 41% increase between quarters.

CAPEX related to **Engineering** decreased by 36% between quarters, due to the adjustment in the investment schedule and volume in the first cycle after the Periodic Tariff Review of March 2022.

Investments in **Non-Electric Assets** decreased by approximately R\$5 million, largely in IT.

In the **Generation** business, repairs in the Ilha dos Pombos spillway and the construction of the bypass tunnel at the Lajes Complex represented an investment of R\$40.2 million in the period. A total of R\$261.7 million has been invested since these projects commenced.

Distribution

Light Serviços de Eletricidade S.A.

Operating Performance

| Billed Sales [GWh] |

Segment	3Q21			3Q22			Total Change (%)
	Captive	Grid Usage*	Total	Captive	Grid Usage*	Total	
Residential	1,746	-	1,746	1,719	-	1,719	-1.5%
Commercial	946	634	1,580	889	690	1,579	-0.1%
Industrial	97	1,250	1,347	88	1,223	1,311	-2.7%
Others	695	102	797	648	204	853	7.0%
Utilities	-	235	235	-	359	359	52.5%
Total	3,484	2,221	5,704	3,344	2,476	5,820	2.0%

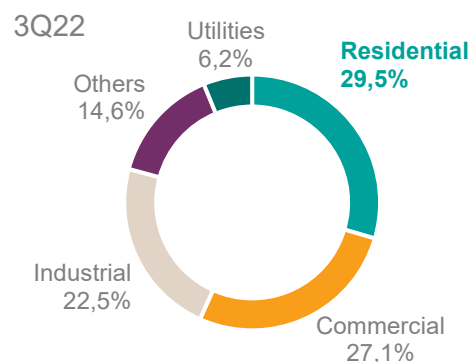
* Includes free customers, and distributor generation and utility companies

Total electricity sales in 3Q22 was **5,820 GWh**, an increase of 116 GWh compared to 3Q21 **(+2.0%)**, mostly due to the **123 GWh increase (+52.5%) in the consumption of utility companies** and the **56 GWh increase (+7.0%) in the Others segment**.

The migration of 275 customers to the Free Market totaled 87 GWh, affecting the consumption of captive customers, which **decreased by 140 GWh (-4.2%)** in the quarter.

On the other hand, this decrease was offset by the increase in consumption of **grid usage**, which increased by **255 GWh** compared to the same period in 2021.

| Electricity Sales |



| Average Temperature [°C] |

21.6°C
average in 3Q22

X

21.7°C
average in 3Q21

24.4°C (average in the last 4 years)



DISTRIBUTION

This increase was driven by a higher consumption of utilities and free customers, which increased by 123 GWh (+52.5%) and 72 GWh (+3.6%), respectively.

The **Residential** segment totaled 1,719 GWh in 3Q22, a **1.5% decrease** compared to the same quarter in 2021. This variation is primarily due to a **lower temperature in September**, even though the average temperature in the quarter was in line with that in the previous year (21.6°C vs. 21.7°C in 3Q21).

The **Commercial segment, which accounts for 27.1% of the distributed electricity**, was in line with 3Q21 (-0.1%). We highlight the growth of the free market and, in the captive market, the growth of real

estate and education sectors. On the other hand, these results were offset, by the health, gas stations and supermarkets sectors, which registered a reduction in the period.

In 3Q22, the **Industrial** segment decreased by **2.7%** compared to 3Q21, primarily due to companies of the metallurgy and mining sectors.

In 3Q22, **grid usage, which includes free customers, distributor generation and utility companies**, accounted for 42.5% of the total market vs. 38.9% in 3Q21. In 3Q22, distributor generation contributed with 60 GWh of offset electricity, accounting for 1.0% of the electricity distributed in the period.

In 3Q22, **Utilities increased by 52.5%**, due to the reduction in generation in neighboring areas supplied by other utility companies, which resulted in a higher flow of electricity from Light to these areas.

In 3Q22, the **Free Market** totaled 2,057 GWh, accounting for **35.3%** of the total sales of the Distribution business. The migration of captive customers to the free market totaled 87 GWh in 3Q22. However, it is worth noting that this migration has no effect on our margins, as we continue to transport electricity and receive TUSD charges for it.

At the end of September 2022, the number of free customers increased by 275 compared to September 2021, closing the quarter with a total of 1,711 free customers.



Loss Reduction

Currently, Light is reviewing the implementation of its Loss Reduction Plan for 2023, taking into account the results obtained in 2022, a better allocation of capital and the period of investment return. Nonetheless, in 3Q22, initiatives were adopted as expected and are detailed below.

As previously explained, we believe that the challenge of reducing losses must be faced with **investments in infrastructure** to reduce the vulnerability of Light's grid to electricity theft, based on a **management model** that ensures a **good implementation of the levers of the Loss Reduction Plan**, as set forth below.

- Loss Proofing of Grid
- Replacement of Meters
- Inspections
- Communities
- Administrative Losses
- Regularization of Customers
- Stock of Cut Connections
- IP Stocktaking



Loss proofing of Grid

Loss proofing activities have been significantly progressing and, in **3Q22**, reached **19,000 installations**, a decrease compared to 2Q22 (21,000 installations), in line with the schedule of interventions expected for the year.

The number of **retail customers increased upon the implementation of a loss-proven grid that is able to provide energy balance**, from approximately 20,000 in 2Q22 to approximately **32,000** in 3Q22.

The enabled stabilized loss-proven grid comprises the final conclusion of the entire shielding process, including the installation of balancing meters, the placement of a bulkhead system to hinder access – such as shielded and ballistic boxes, and the removal of the low voltage network or medium and low voltage inverted network, among others –, as well as the normalization of 100% of the customers connected to it and the completion of the entire billing cycle.

Taking into account these customers, **losses decreased from 53% to 16%**. In relation to 2Q22, losses increased from 14% to 16% due to the additional volume of regularized customers.

In the **large customers** segment, in 3Q22, we **shielded and moved meters to an external area in 871 installations**, representing a 33.0% increase compared to 655 installations in 2Q22.

In 9M22, Light conducted the loss proofing of 53,000 retail customers and 2,000 large customers.

Replacement of meters

As of 1Q22, we drove our actions of **replacing obsolete meters** to reduce losses.

In 3Q22, we replaced more than **26,000 meters** under the Replacement of Meters lever. This activity resulted in a 3 GWh increase in power compared to the same quarter in 2021.

Additionally, in other activities in the Commercial area, we replaced more than 7,000 obsolete meters, totaling **33,000 new equipment** installed in the period.

In 9M22, we **replaced 128,000 meters** and, including replacements conducted **since 2021**, we **installed** more than **191,000 meters**.

Inspections

Inspection activities were reviewed in 2021, resulting in **more productive visits with higher quality**. In these visits, the issuance of TOIs takes into account the **payment capacity** of regularized customers, aiming at **collection** and the reduction of **judicial contingencies**.

Normalizations under the inspections program totaled **70,500** in 3Q22, compared to 76,200 in 2Q22, a **7.5% decrease**. This decrease is due to the strategy of allocating loss reduction actions over the year, which is periodically reviewed to provide better results. In 9M22, we have

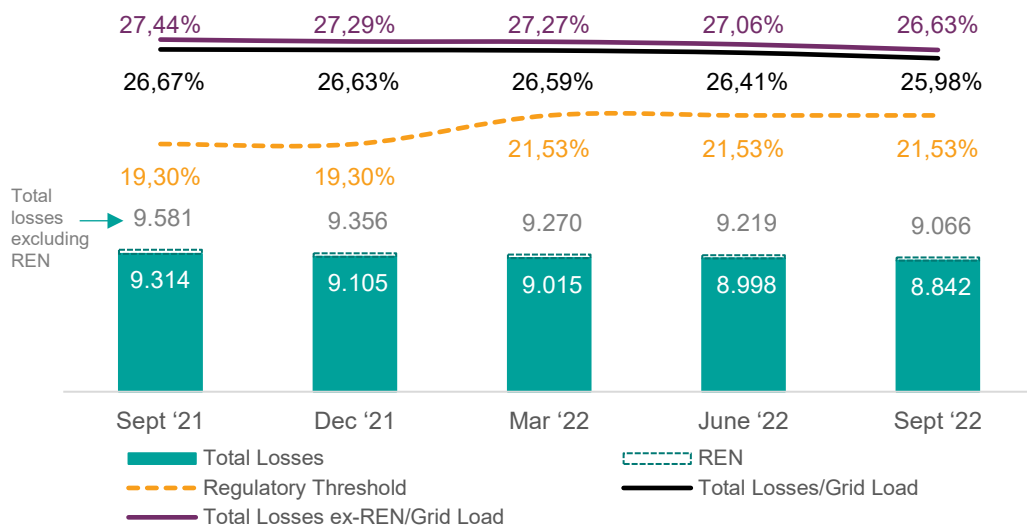
already conducted more than **233,600 normalizations** from a total of **292,300 inspections**.

Following the trend in the previous quarters, in 3Q22, **total losses decreased by 156 GWh (12 months)**.

Excluding REN, total losses (12 months) also followed this trend, **decreasing by 153 GWh** compared to 2Q22.

The decrease in total losses in the period is due to the **greater efficiency of energy recovery actions** and **the reduction in the inventory of cut connections** in the period, which positively contributed with 75 GWh compared to 3Q21. Moreover, **lower temperatures** in the period also contributed with 80 GWh to this indicator.

Changes in Total Losses [GWh] | 12 months



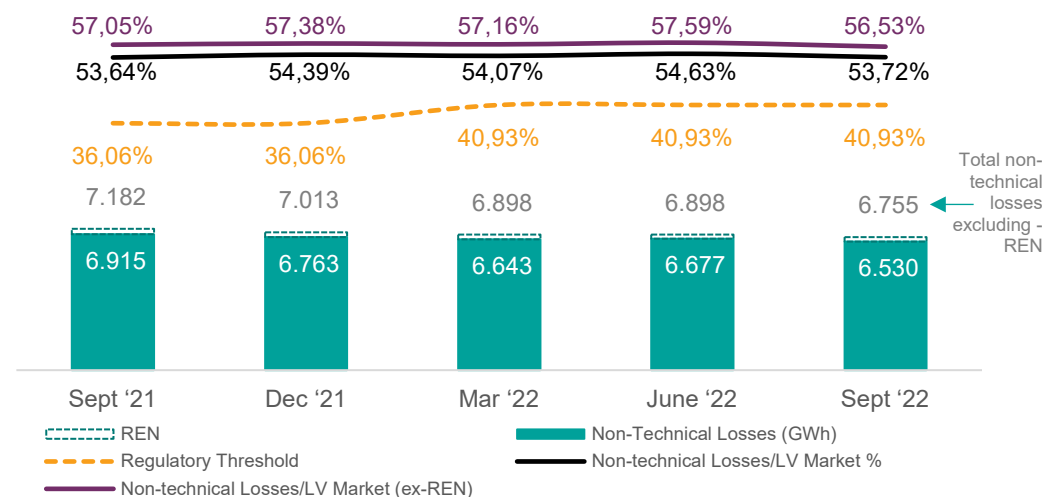
³ As of the Periodic Tariff Review of March 2022, the Reference Market started to contemplate not only the Low Voltage Market, but also the market supplied by the Underground Systems.

Total loss on grid load (12 months) closed 3Q22 at **25.98%**, a **0.43 p.p. decrease** compared to 2Q22.

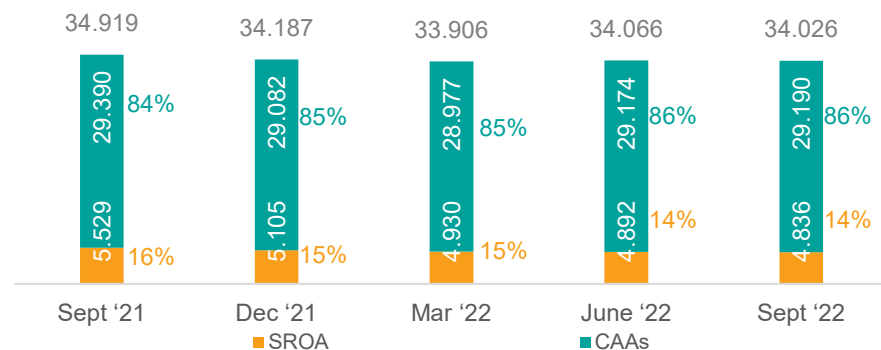
As of September 2022, Light was 4.45 p.p. above the regulatory pass-through cap of 21.53%, in accordance with the parameters established by ANEEL in the Tariff Review (RTP) of March 2022. This amount is 0.4 p.p. closer to the regulatory target in relation to that of 2Q22.

Non-technical losses/reference market³ (12 months) was **53.72%**, representing a **0.91 p.p. decrease** compared to 54.63% in 2Q22.

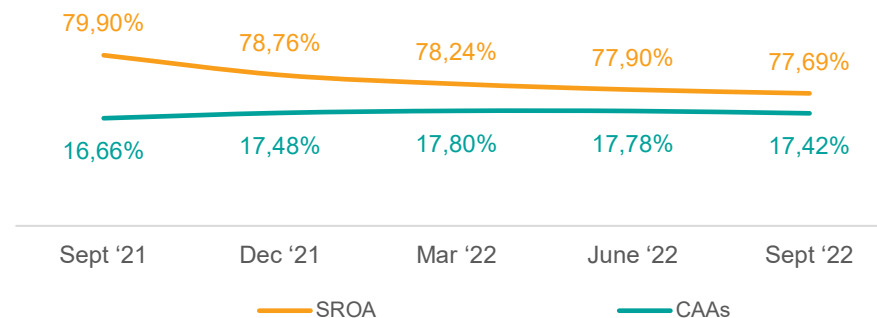
Changes in non-technical losses (PNT) / reference market | 12 months



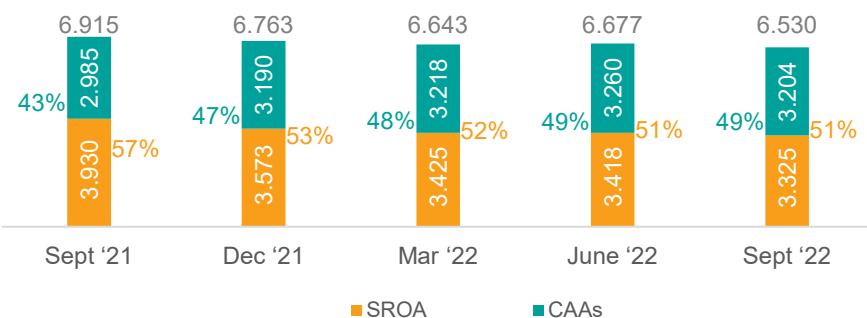
Grid Load [GWh] | 12 months



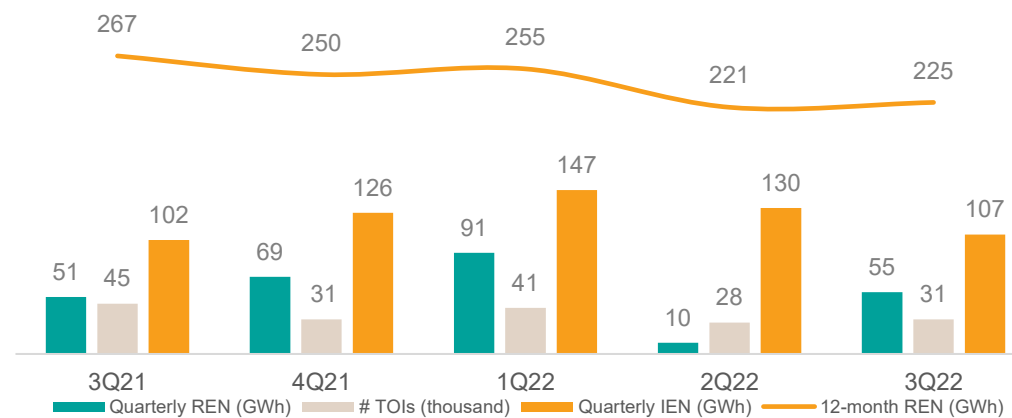
Total Losses / Grid Load | 12 months



Non-technical Losses [GWh] | 12 months



Changes in quarterly IEN and REN [12 months, GWh] and number of TOIs [thousand] | 12 months



SROA – Severely-Restricted Operation Areas

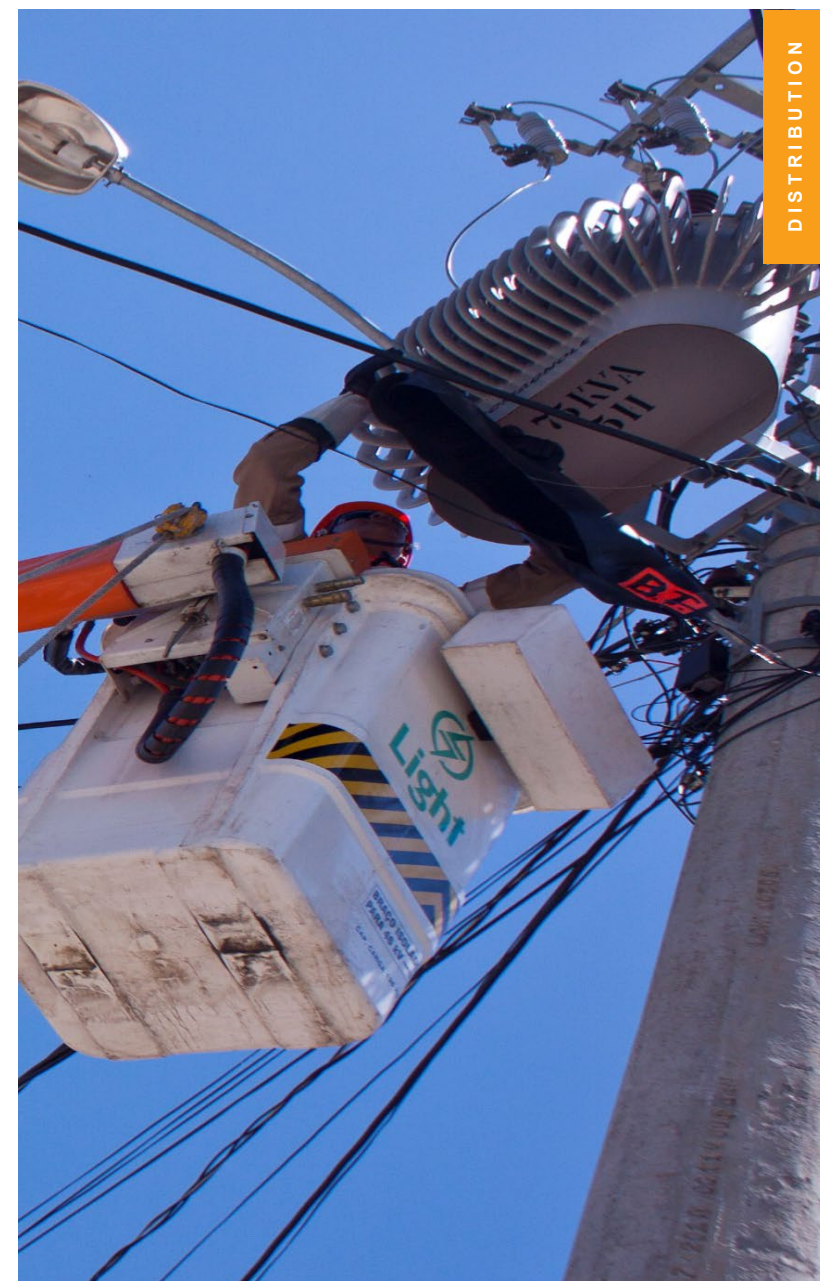
CAA – Conventional-Approach Areas

In **3Q22**, **non-technical losses in the Conventional-Approach Areas (CAAs) decreased by 56 GWh** compared to 2Q22, and **non-technical losses in Severely-Restricted Operation Areas (SROA) decreased by 93 GWh** in the same period. This decrease is primarily due to **lower temperatures** recorded in 3Q22 compared to 3Q21, contributing to reduce losses in SROAs, and a higher volume of energy in CAAs, as a result of the progress of the loss reduction plan.

In 3Q22, **Incorporated Power (IEN)** was 106.9 GWh, 24 GWh lower compared to 2Q22 and 5 GWh higher compared to the same period in 2021, reflecting a greater efficiency in loss reduction actions.

In comparison with the previous quarter, this decrease is due to a lower average temperature recorded in 3Q22 compared to 2Q22 (22.8°C vs. 22.4°C) and the increase in the number of customers who continue to be irregular and have been submitted to market discipline actions (inspections).

Recovered Power (REN) (12 months) increased by 1.5% in the quarter compared to 2Q22, reaching 276 GWh. This result shows the indicator's stability, reinforcing Light's strategy to maintain REN revenue under control, allowing customers to remain in the formal market, **while sustainably increasing Light's billed sales**.

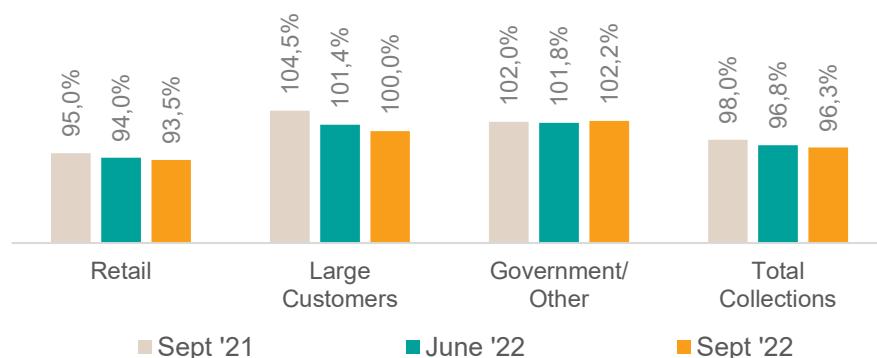


Collection

Our **total collection** (12 months) was **96.3%** as of September 2022, **a 0.5 p.p. decrease compared to 96.8% as of June 2022** and **a 1.1 p.p. decrease compared to 98.0% as of September 2021**, already considering the collection assessment method⁴ in effect as of January 2022.

| Collection rate by segment |

12 months [including overdue REN installments]



The **main impact** is related to the **Retail segment**, whose collection rate has been decreasing in the last quarters, primarily due to **default in more complex segments**, especially **normalized customers from the inventory of cut connections**, which tend to self-reconnect after the first billing cycles, and the base of **low-income customers**, who usually present a higher default rate, notwithstanding the subsidy pass-through.

⁴ As of January 2022, the collection rate started to include revenue from the previous month (M-1) and collection in the current month (M), as a significant portion of Light's collection occurs in the following month after billing. We restated 2021 figures to allow comparability between rates.

As of September 2022, we had 715,268 low-income customers on record vs. 633,016 low-income customers as of June 2022 and 532,790 low-income customers as of September 2021.

Moreover, a portion of **performing customers has been delaying payment to the subsequent month**. This variation may be due to the effect of the economic scenario on our service area, marked by increased default rates. According to data from SERASA, more than 50% of the population of Rio de Janeiro is in default, ranking it as the third state with the highest default rate in Brazil. The Utilities segment, comprising utility bills, such as electricity and water, accounts for approximately 22% of this default rate.

In order to **recover its collection rates**, Light **intensified its collection actions** and has already adopted **new initiatives**, such as the launching of **campaigns to regularize debts**, using a collection score to **improve the selection of connection cuts**, and the completion of the implementation of the Workforce Field Management (WFM), which provides **monitoring of field teams in real time**. Additionally, to this same end, Light, in partnership with credit entities, is promoting activities and specific events to renegotiate debts.

Collection in the **Government segment** slightly increased by 0.4%, while the Large Customers segment, despite the decrease in the comparison with the previous year, remains high (100.0%).

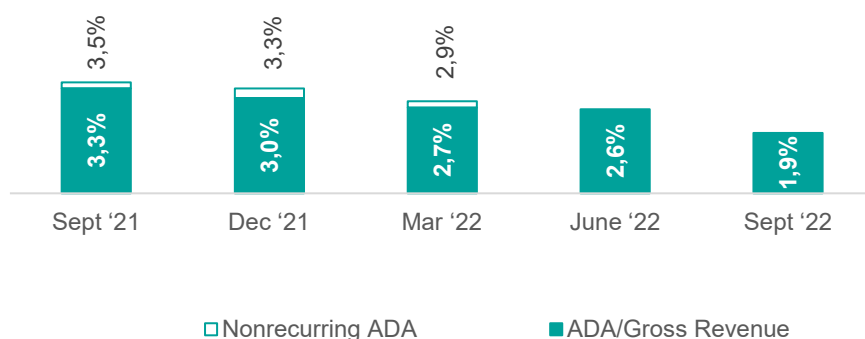
The **ADA to Gross Operating Revenue (12 months)** at the end of September 2022 was **1.9%**, a **0.7 p.p.** decrease compared to that recorded in June 2022.

In **3Q22**, **ADA was R\$109.0 million, a 55.6% decrease compared to R\$245.8 million in 3Q21**⁵. In recent quarters, the indicator has systematically presented a positive evolution.

As previously disclosed, in 3Q21, ADA was affected by the recognition of a non-recurring provision, related to a portion of the accounts receivable of a customer undergoing judicial reorganization, in the amount of R\$40.5 million. Excluding this effect, **ADA would have decreased by R\$96.3 million between quarters, representing a 46.9% decrease.**

| ADA/Gross Revenue |

12 months



⁵ As informed in the 4Q21 Earnings Release, as of this quarter, ADA underwent adjustments to the method of accounting for the receipt of long-overdue receivables.



Operational Quality

Despite the challenges in our service area, we continued to achieve good results in the quality of services provided.

This performance is the result of the continuous implementation of **preventive maintenance actions** and the good performance in the **recovery of the distribution grid** following unscheduled outages.

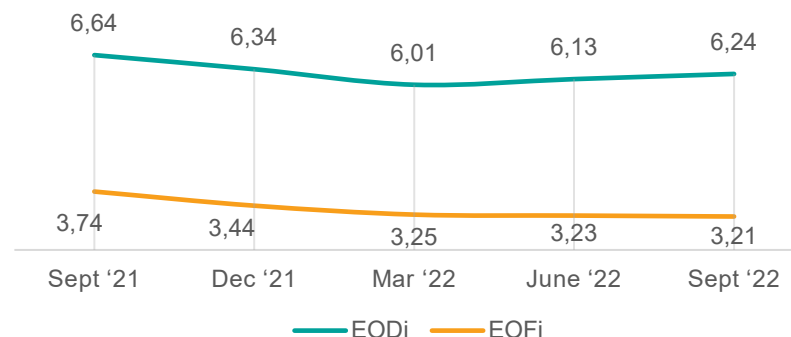
Equivalent Internally Caused Outage Duration per Consumer Unit – EODi (12 months) was **6.24 hours** in 3Q22, a 1.8% increase (+0.13 hours) compared to June 2022 (6.11 hours).

Equivalent Internally Caused Outage Frequency per Consumer Unit – EOFi (12 months) was **3.21x** in 3Q22, a 0.6% decrease (-0.02x) compared to June 2022 (3.23x).

In 3Q22, both EODi and EOFi were below the limits established by ANEEL in the concession agreement. EODi closed the quarter at 2.46 hours (-28.3%), below the limit of 8.70 hours, and EOFi was 2.19x (-40.6%), below the limit of 5.40x.

| EODi [hours] and EOFi [times] |

12 months



*Light continues to deliver strong operational results, ranking as the best and third best distribution company in Brazil for EOFi and EODi, respectively**

*Source: Company, based on ANEEL data (January to September 2022). Distribution companies with more than 1 million customers.

Financial Performance

Adjusted EBITDA of the Distribution business was **R\$351.5 million** in 3Q22, a 24.1% increase compared to R\$283.2 million in 3Q21. **Excluding the effect of Indemnifiable Concession Assets**, Adjusted EBITDA would have been **R\$450.2 million** in the period, compared to R\$116.7 million in 3Q21, a 285.9% increase.

In 9M22, Adjusted EBITDA totaled **R\$1,116.7 million**, a 60.4% increase compared to R\$696.0 million in 9M21.

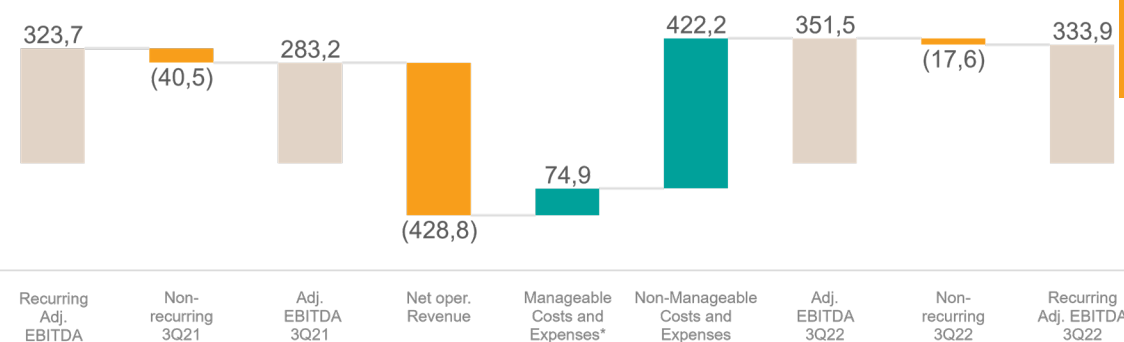
The **R\$68.3 million increase** was primarily due to the **effectiveness of the new tariff** as of the **Periodic Tariff Review that occurred in March 2022**, as well as to the **reduction in losses** and the **decreased ADA recorded**.

Non-recurring effects occurred in both analyzed periods, affecting provisions for contingencies by R\$17.6 million in 3Q22, as detailed in this section, and affecting ADA by -R\$40.5 million in 3Q21, as explained in "Collection."

Excluding these effects, **Recurring Adjusted EBITDA** in 3Q22 totaled **R\$333.9 million** vs. **R\$323.7 million** in 3Q21.

| Adjusted EBITDA |

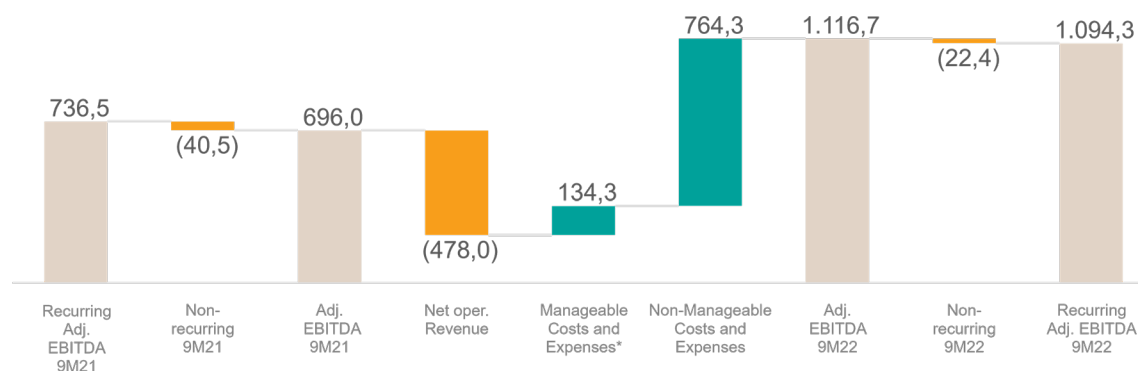
3Q22 / 3Q21 – R\$MM



*ex-depreciation and other operating income and expenses

| Adjusted EBITDA |

9M22 / 9M21 – R\$MM



*ex-depreciation and other operating income and expenses

In 3Q22, **net operating revenue**, excluding construction revenue, was **R\$2,853.9 million, a 13.1% decrease** compared to 3Q21, including the following highlights:

- A **negative variation** of R\$340.2 million in **CVA** compared to 3Q21, due to the contribution from CDE Eletrobrás and the improvement in hydrological conditions, which reduced expenses in connection with availability agreements and hydrological risk. These effects were partially offset by decreased tariff flags (suspended in April 2022) and the result of settlements in the spot market.
- A R\$265.3 million decrease in the **Fair Value of the Indemnifiable Concession Asset**, due to the negative variation in the IPC-A rate.
- **Revenue from Captive and Free Customers** decreased by R\$201.4 million (-8.0%) compared to 3Q21, primarily due to decreased sales under tariff flags, despite the 2.3% increase in billed sales.
- A R\$22.0 million increase in **Other Revenues**, as a result of the regularization of bills for the use of infrastructure.
- A R\$16.5 million decrease in **non-billed electricity**, due to lower temperatures recorded in September 2022.



In 3Q22, **manageable costs and expenses** (excluding depreciation and amortization and other operating revenue/expense) **totaled R\$372.8 million, a 16.7% decrease compared to R\$447.7 million in 3Q21.**

This variation is primarily due to a **decreased ADA in 3Q22 (R\$109.0 million)** compared to 3Q21 (R\$245.8 million).

PMS (Personnel, Material and Outsourced Services) **increased by 22.9% (R\$38.2 million)** compared to 3Q21.

This increase is primarily due to decreased expenses in 2022, as a result of the higher capitalization of Personnel and Outsourced Services in 3Q21 under the Periodic Tariff Review schedule in March 22.

Provisions for contingencies closed 3Q22 at **R\$74.6 million**, representing a **R\$21.4 million increase (40.3%) compared to 3Q21.**

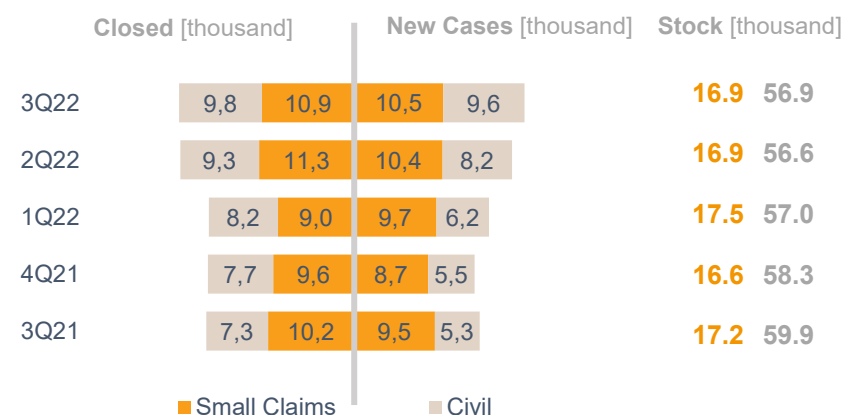
Excluding the non-recurring effect regarding the review of the opinion in a case involving state tax (R\$17.6 million), provisions for contingencies in 3Q22 **would have totaled R\$92.2 million**, taking into account a variation of R\$39.2 million compared to the same quarter in the previous year.

This variation is due to the increase in provisions for Civil Cases, in the amount of R\$31.7 million, and Small Claims, in the amount of R\$7.6 million.

| Litigation – Stock of Small Claims and Civil Cases [thousand] |

Provision for Contingencies [R\$ million]	3Q22	3Q21	Change 3Q22/3Q21
Small Claims	-31.9	-24.4	31%
Civil	-58.2	-26.5	120%
Labor/Tax/Regulatory/PDV	13.7	-1.8	-
Others	1.9	-0.6	-
Total	-74.6	-53.2	40%
Total excluding non-recurring	-92.2	-53.2	73%

In regard to the provision for Civil contingencies, the variation was due to procedural changes in the significant stock of old litigation cases, and the increased number of newly filed Civil cases. In regard to the provision for Small Claims, the increase is due to the increased number of newly filed claims.



In 3Q22, **non-manageable costs and expenses** totaled **R\$2,129.6 million, a R\$422.2 million decrease** compared to R\$2,551.7 million in the same period in the previous year.

This variation is primarily due to the decrease in costs related to **energy purchase agreements** (R\$384.3 million) and **CCEE expenses** (R\$233.0 million).

In regard to the payments of **energy purchase agreements**, we highlight the following variations:

- Decreased expenses in connection with **availability agreements** (R\$442.7 million), due to the decreased PLD and the decreased use of thermal power plants, as a result of the improvement in the hydrological scenario and level of reservoirs.
- Reduced payments in connection with **UHE Itaipu** (R\$50.0 million), in view of the exchange rate depreciation and the contracted power demand.
- Increased cost in connection with **UTE Norte Fluminense** (-R\$34.6 million), due to the contractual adjustment that occurred in November 2021, which was pressured by a higher IGP-M rate, inflation in the United States and the increase in gas prices in the international market.
- Increased costs in connection with **contractual adjustments** in CCEARs based on volume (-R\$32.8 million), agreements with nuclear power plants (-R\$20.8 million) and PROINFA (-R\$18.3 million).

Among the main variations in **CCEE expenses**, we highlight:

- Reduced **Hydrological Risk** costs (R\$885.2 million), due to the significant decrease in PLD and increase in GSF.
- Decreased **System Service Charges** (ESS) (R\$207.1 million) due to the reduced dispatch under the out of merit order by the National Electricity System Operator (ONS), as a result of the recovery of the level of reservoirs in the period.
- Reduced revenue from **purchase and sale transactions in the spot market** (-R\$675.7 million), due to a decreased PLD, despite a decreased realization of load.
- Increased **reserve energy charges** (-R\$189.0 million) due to the inclusion of power plants in the Simplified Competitive Procedure, as well as the decrease in PLD in the period.

The variation in non-manageable costs and expenses was also due to the increase in **transmission charges** (-R\$61.2 million) and the decrease in **recovery of ICMS credits** (R\$86.8 million), as a result of decreased expenses related to contracts with thermal power plants in the period.

Finance revenue (expense) in 3Q22 was an expense of R\$239.8 million, compared to an expense of R\$339.3 million in 3Q21, representing a positive variation of R\$99.5 million.

This variation is primarily due to a higher profitability from financial investments, as a result of the **increased CDI rate** (R\$58.1 million) and the negative effect on **charges in foreign currency**, in view of expenses related to the prepayment of bonds that occurred in 3Q21 (R\$49.5 million).

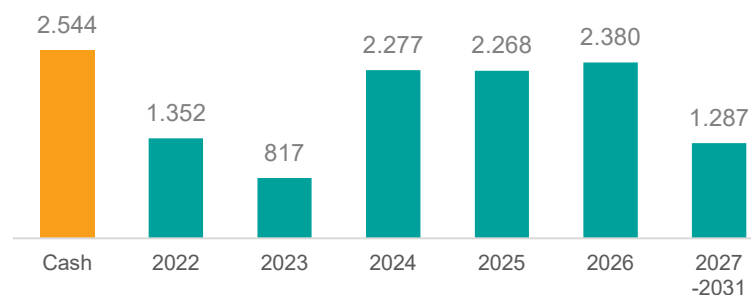
Moreover, the monetary variation gain due to the deflation of -1.32% in 3Q22 (R\$125.8 million) was offset by the increase in debt service charges, as a result of the increase in the CDI rate (-R\$112.4 million).

The Distribution business had a **net loss of R\$53.3 million** in 3Q22, compared to a net income of R\$374.5 million in 3Q21. In 9M22, net loss was R\$359.1 million, a variation of -R\$556.4 million compared to 9M21.

It is worth noting that this variation is primarily due to the effect, in 3Q21, of the recognition of the decision rendered by STF, in the amount of R\$539.9 million, regarding the non-application of income tax (IRPJ)/social contribution (CSLL) on the adjustment based on the Selic rate in case of refunds regarding overpaid taxes.

| Amortization [R\$MM] |

Average maturity: 2.7 years



| Debt Indexes |



Finance Revenue/Expense [R\$ MM]	3Q22	3Q21	Change 3Q22/3Q21	9M22	9M21	Change 9M22/9M21
Finance Revenue	148.7	254.2	-41.5%	346.2	165.3	109.4%
Finance Expense	(388.5)	(593.5)	-34.5%	(1,512.8)	(910.6)	66.1%
Total	(239.8)	(339.3)	-29.3%	(1,166.5)	(745.3)	56.5%

Generation

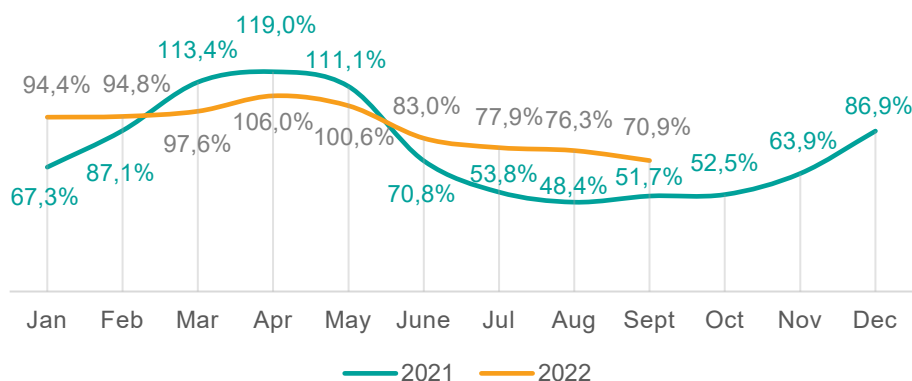
Light Energia S.A.

The seasonalization of the Guaranteed Capacity and the hydrological scenario positively contributed to the result of Light Energia

The excellent hydrological scenario in the last months increased the levels of reservoirs in Brazil in all submarkets, reducing the marginal cost of the operation and, as a result, the pressure of GSF, which directly affects generation companies.

In 3Q22, the average GSF was 75%, compared to 51% in 3Q21, resulting in an increase in allocated energy⁶.

| GSF – Generation Scaling Factor |

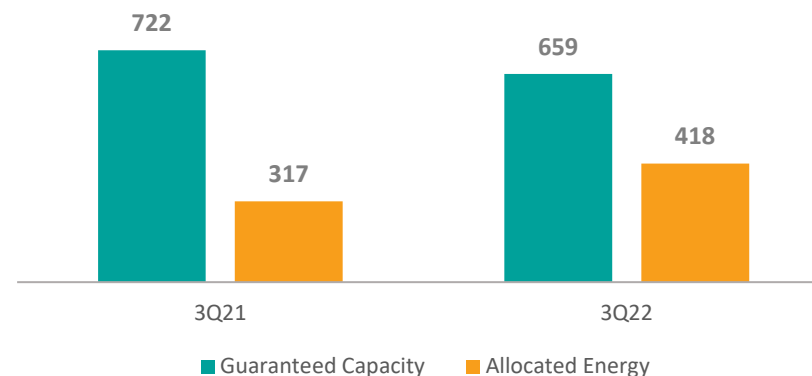


⁶ Allocated energy represents gross guaranteed capacity weighted by GSF.

Due to the new energy seasonalization regulation and in order to protect our portfolio, we allocated the Guaranteed Capacity primarily to the second semester of the year, in accordance with the limits ranging from 80% to 120%, based on the historical generation of MRE (historical average for the last 5 years).

The adoption of these limits provided Light Energia with an allocation that was below that in 2021, notwithstanding its choice to maximize energy in the second semester, as set forth in the chart below:

| Guaranteed Capacity and Allocated Energy [MWm] |



Guaranteed Capacity represents the maximum amount of energy that we can trade under agreements and in the spot market. Therefore, seasonalization is an important driver in the management of a portfolio, as it allows generation companies to allocate a greater amount of electricity in months that are deemed to present a higher market risk due

to uncertainties in the hydrological scenario. As a result, allocated energy in the period increased by 115 MWm.

Another important factor in the establishment of an energy balance is the seasonalization of Sales Agreements with long-term customers. The following table shows that sales in the ACL in 3Q22 increased by 8.4% compared to 3Q21.

Upon the improvement in GSF and the resulting greater amount of allocated energy in the period, we had a positive balance in energy sales in the Spot market (CCEE) in 3Q22 compared to 3Q21, notwithstanding the decrease in energy purchases in the ACL (-32.4%).

Energy Purchase and Sale (MWm)*	3Q21	3Q22	Change 3Q22/3Q21
Total sales (ACL + Spot)	466.8	518.7	11.1%
ACL	463.6	502.5	8.4%
Spot (CCEE)	3.2	16.2	408.0%
Purchase (ACL + Spot)	149.4	101.0	-32.4%
ACL	144.3	101	-30.0%
Spot (CCEE)	5.1	-	-

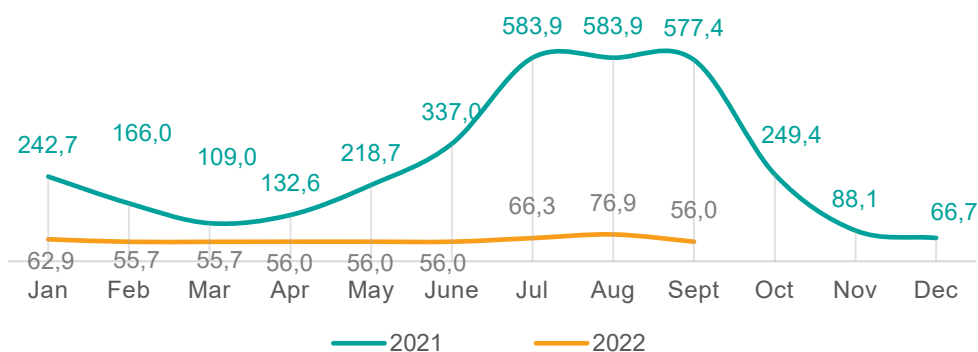


Financial Performance

In 3Q22, **net revenue** of the Generation business **increased by R\$22.0 million (10.7%)** compared to the same quarter in the previous year, primarily due to the **seasonalization of agreements in the ACL**, which allocated more energy in 3Q22 compared to 3Q21. Net revenue from the ACL was R\$39.9 million in the quarter, a 19.0% increase compared to the same period in the previous year.

In the Spot market, notwithstanding a greater volume of energy sales, **net revenue in the period totaled R\$8.1 million, a R\$14.1 million decrease compared to 3Q21, due to the 88.7% decrease in PLD** (from R\$581.71/MWh in 3Q21 to R\$65.94/MWh in 3Q22).

| Average Monthly PLD Southeast/Midwest [R\$/MWh] |



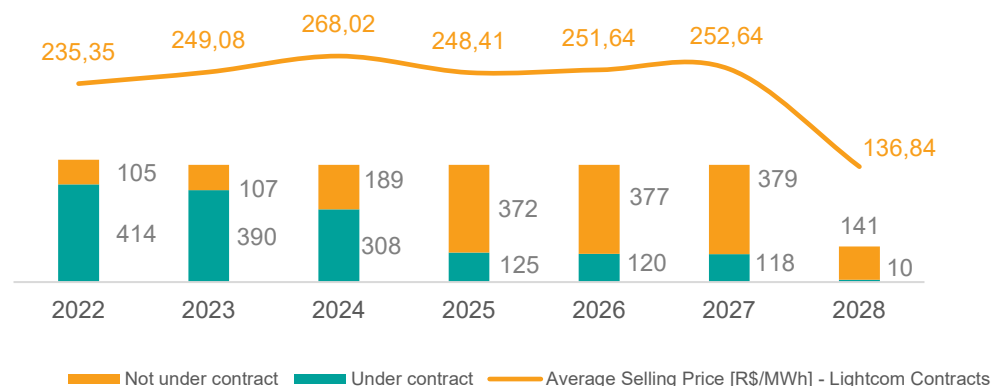
Operating costs and expenses (excluding depreciation and amortization and other operating revenue/expense) closed **3Q22 at R\$66.6 million vs. R\$102.9 million** in 3Q21, representing a **35.3% decrease**, due to a lower total energy purchase cost.

On the other hand, **PMSO expense increased by R\$2.4 million (22.4%) in 3Q22** compared to the same quarter in the previous year. The main variations occurred in the Personnel line item (R\$1.3 million).

Adjusted EBITDA was **R\$159.9 million** in 3Q22, representing a R\$58.3 million increase compared to 3Q21 (+57.3%).

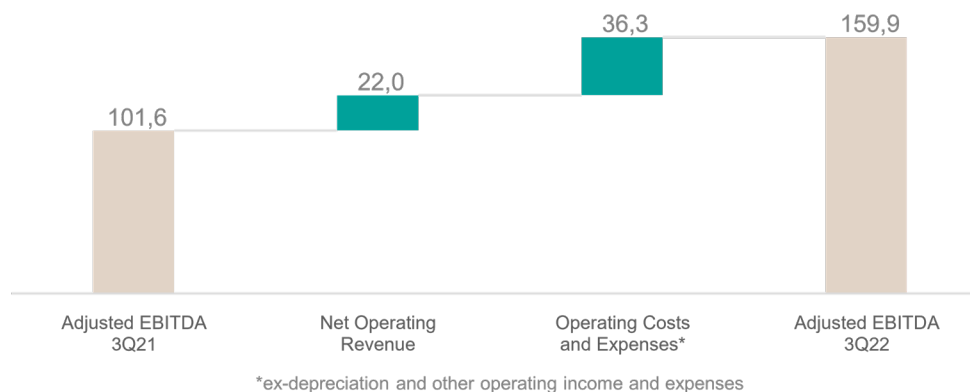
In 9M22, Adjusted EBITDA was R\$468.7 million vs. R\$430.3 million in 9M21, a R\$38.4 million increase (8.9%).

| Contract Capacity [MWh] |

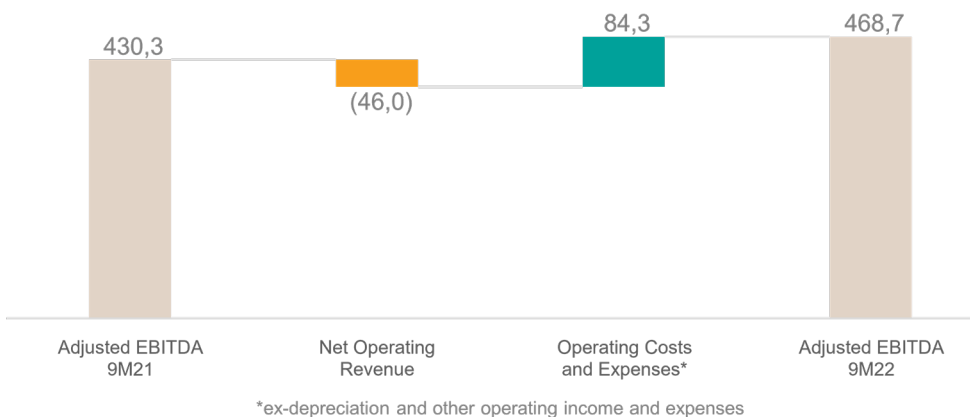


Depreciation/amortization decreased by R\$29.4 million compared to the previous year due to the **recognition of the GSF intangible asset in 4Q20**, whose amortization had effects as of September 2021.

| Adjusted EBITDA | 3Q22 / 3Q21 – R\$MM



| Adjusted EBITDA | 9M22 / 9M21 – R\$MM



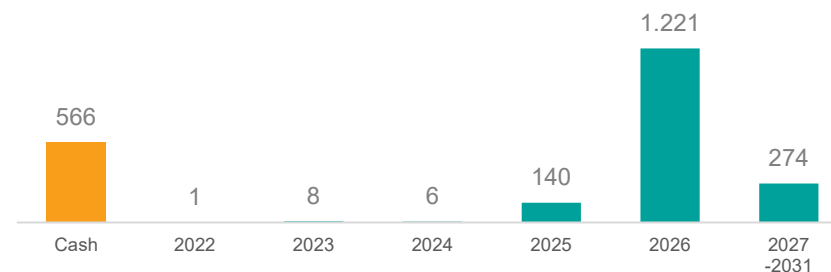
In 3Q22, **finance revenue (expense)** was an expense of R\$62.7 million, a positive variation of R\$30.6 million compared to -R\$93.2 million in 3Q21, primarily due to expenses related to the payment of a premium on the prepayment of bond contracts in 3Q21 (R\$29.1 million).

Light Energia had **net income of R\$44.4 million in 3Q22**, compared to a net loss of R\$31.0 million in 3Q21.

Finance Revenue (Expense) [R\$ MM]	3Q21	3Q22	Change 3Q22/ 3Q21	9M21	9M22	Change 9M22/ 9M21
Finance Revenue	95.4	31.7	(66.7%)	23.9	83.0	246.6%
Finance Expense	(188.6)	(94.4)	(49.9%)	(278.5)	(337.8)	21.3%
Total	(93.2)	(62.7)	(32.8%)	(254.6)	(254.8)	0.1%

| Amortization [R\$MM] |

Average maturity: 3.9 years



| Debt Indexes |



Trading

Lightcom Comercializadora S.A.

Operating and Financial Performance

Trading volume was 722 MWm in 3Q22, representing a 2.3% decrease compared to 739 MWm in 3Q21.

This variation is due to the **decrease in short-term transactions**, as a result of Light Energia's reduced need for coverage and the decreased market demand.

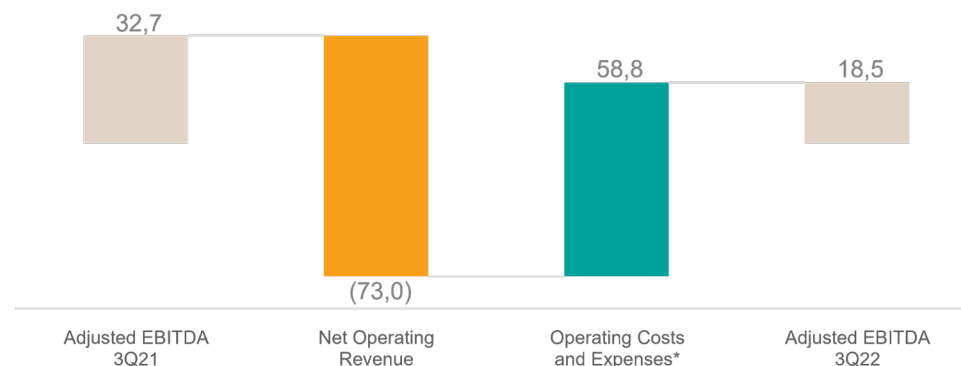
The **average selling price** (net of taxes) in the period was R\$208.9/MWh, representing a 16.0% decrease compared to R\$248.8/MWh in 3Q21.

The Trading business recorded **Adjusted EBITDA** of **R\$18.5 million** in 3Q22, compared to Adjusted EBITDA of R\$32.7 million in 3Q21. In 9M22, Adjusted EBITDA was R\$85.8 million vs. R\$110.7 million in 9M21, a 22.5% decrease.

The decreased result was due to the **lower traded volume** and the **decreased market price in this period**, partially offset by decreased energy purchase costs.

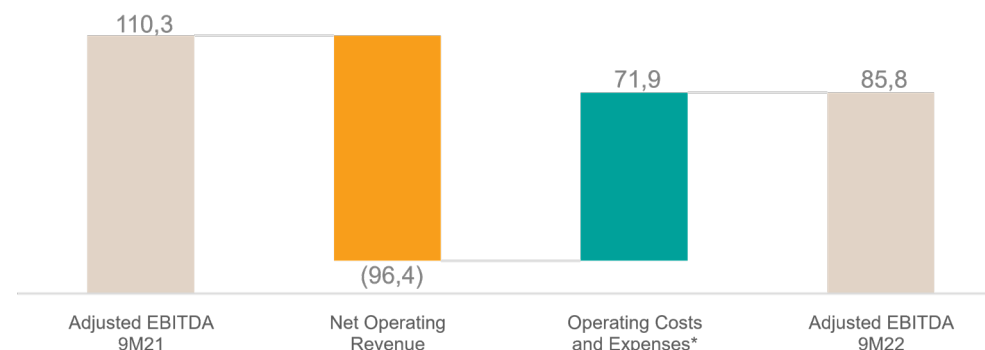
Lightcom's **finance revenue (expense)** increased by R\$5.4 million compared to 3Q21, due to an increased cash volume and an increased return from financial investments in the period.

| Adjusted EBITDA | 3Q22 / 3Q21 – R\$MM



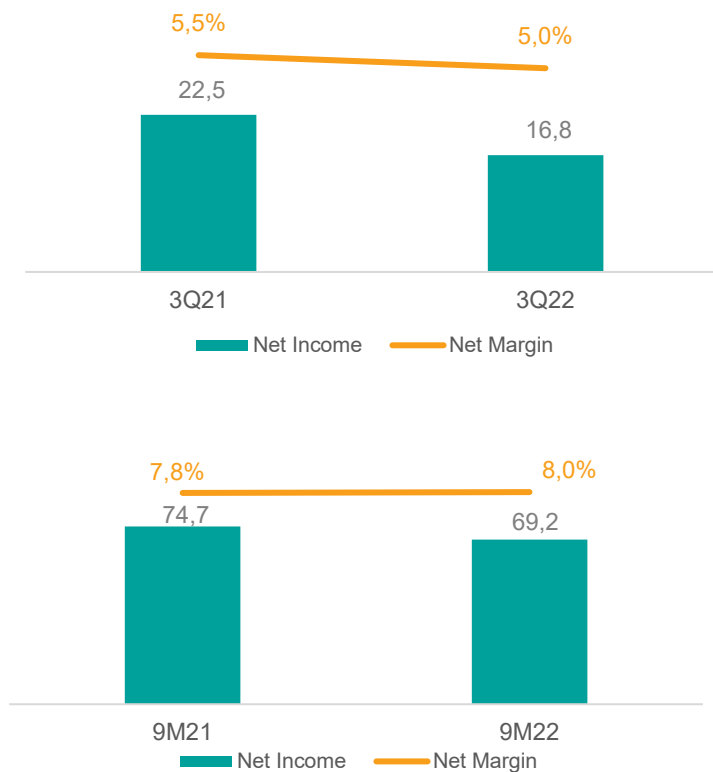
*ex-depreciation and other operating income and expenses

| Adjusted EBITDA | 9M22 / 9M21 – R\$MM



*ex-depreciation and other operating income and expenses

Net income was R\$16.8 million, a R\$5.8 million decrease compared to 3Q21. In 9M22, net income decreased by R\$5.5 million compared to 9M21.



Environmental, Social and Governance [ESG] Issues

Performance in the Quarter

In 3Q22, we confirmed Light's participation in the CDP climate change questionnaire and in the Corporate Sustainability Index of the B3 (ISE B3), whose portfolio will be disclosed at the end of 2022. Light has been included in this portfolio uninterruptedly for 15 editions, since 2007.

We set forth below the highlights of the quarter regarding the 10 priority subjects listed in our Materiality Matrix and the table with the main ESG indicators monitored by Light.

In this quarter, Light's ESG strategy was recognized by Institutional Investor, one of the most respected financial publications in the world. We achieved third place in the "Best ESG Program" category for the "Electric & Other Utilities" sector in Latin America, Small Caps segment.



Quality of service and Operational efficiency

In 3Q22, Light maintained good operational results due to the continued implementation of preventive maintenance actions and the good performance in the recovery of the distribution network following unscheduled outages, as detailed in "Operational Quality."



Community Relations

Community investments in 3Q22 totaled R\$2.75 million, a 69% increase compared to 3Q21, due to the implementation of projects that bring Light closer to communities, such as: the "Creative Energy" educational project, executed in April, whose purpose is to convey the importance of conscious consumption of electricity to approximately 10,000 students in communities in Rio de Janeiro; and the "Bonus" energy efficiency project, launched in August 2022, which will benefit approximately 18,000 families, providing discounts of 80% in the purchase of efficient equipment. Under this project, we also highlight the installation of 250 photovoltaic kits, allowing families to generate their own renewable energy.



Health and safety

In 3Q22, the injury frequency rate decreased by 20% and the severity rate decreased by 57.6% compared to the same period in the previous year.

These results, which reflect our efforts to continuously improve based on annual targets, are due to the increase in the number of safety inspections, the implementation of awareness and inspection actions, as well as the intensification of preventive actions. We intensified the monitoring of our safety culture, which aims at identifying the level of maturity of safety and health issues at our own operational facilities and at third-party facilities. In 9M22, we already conducted 21 monitoring actions out of an expected total of 25 actions.

People management

We closed 3Q22 with an increase of 0.9 p.p. in women's participation in our workforce compared to 3Q21.

Financial health and the capital market

We closed 3Q22 with a 27.2% increase in consolidated Adjusted EBITDA compared to 3Q21, as detailed in "Financial Performance." The results presented in this section reinforce Light's commitment to its shareholders and strengthen its access to the capital market.

Improving customer experience

In 3Q22, the total number of complaints decreased by 1.1% compared to 3Q21, decreasing the complaint rate by 0.27 p.p. per number of customers. This decrease primarily occurred in complaints related to undue suspension and consumption variation.

New business models

During 3Q22, Light advanced its technical discussions with suppliers to build a photovoltaic project in the water mirror of one of the reservoirs of the Lajes Complex. The project is following the expected schedule and

the experience absorbed during its development and implementation will be key to ensure us the strength and speed on this front.

As previously announced, this project, which was conceived under ANEEL's Energy Efficiency Program (PEE), has an estimated annual generation of 8GWh, with an installed capacity of 5MWp, servicing approximately 7,000 low-income families.

Losses and delinquency

Following the trend of the last quarters, in 3Q22, total losses decreased by 156 GWh (12 months), as detailed in "Loss Reduction." However, total collection (12 months) decreased by 0.5 p.p. compared to June 2022, as explained in "Collection."

Innovation and Technology

In 3Q22, R&D investments decreased compared to 3Q21, due to a higher number of projects in the final implementation stage and, as a result, lower investment requirements. In the Distribution and Generation businesses, the number of projects with disbursements in the period decreased by 47% and 67%, respectively.

Climate change

In 3Q22, in-house consumption of energy decreased by 6% compared to the same quarter in the previous year. This result is due to the implementation of actions regarding the efficient use of energy at Light's

facilities, including the replacement of lamps, reduction in the time air conditioning is used at our headquarters, and replacement of cooling devices at substations.



ESG Indicators

Main Metrics	3Q22	3Q21	Change 3Q22/3Q21	9M22	9M21	Change 9M22/9M21
People Management						
Company employees	4,769	5,313	-10.2%	4,769	5,313	-10.2%
Outsourced workers	9,119	7,947	14.7%	9,119	7,947	14.7%
% of female employees	19.0%	18.1%	0.9 p.p.	19.0%	18.1%	0.9 p.p.
% of women in leadership positions	28.3%	27.1%	1.2 p.p.	28.3%	27.1%	1.2 p.p.
% of women in Senior Management positions	40.0%	37.5%	2.5 p.p.	40.0%	37.5%	2.5 p.p.
Average hours of training per employee	5.3	5.7	-7.0%	15.1	14.8	2.0%
Turnover Rate	2.8%	2.1%	0.7 p.p.	7.3%	6.7%	0.6 p.p.
Health & Safety						
Injury frequency rate	1.72	2.15	-20.0%	1.78	2.78	-36.0%
Injury severity rate	78	184	-57.6%	61	375	-83.7%
Improving Customer Experience						
Total customer complaints	7.62%	7.89%	-0.27 p.p.	32.49%	33.35%	-0.86 p.p.
Community Engagement						
Community investments (PEE funding) (R\$ MM)	2.75	1.63	69.0%	7.55	3.98	89.9%
Climate Change						
Electricity consumption per employee (MWh)	5.65	5.39	4.8%	17.57	16.75	4.9%
Innovation & Technology						
R&D investment (R\$ MM)	1.90	5.64	-66.4%	13.98	18.34	-23.7%

ANNEX I – EBITDA and Adjusted EBITDA Reconciliation

CVM EBITDA (R\$ MM)	Light Consolidated			Light SESA			Light Energia			Light Com		
	3Q22	3Q21	Change 3Q22/ 3Q21	3Q22	3Q21	Change 3Q22/ 3Q21	3Q22	3Q21	Change 3Q22/ 3Q21	3Q22	3Q21	Change 3Q22/ 3Q21
Net Income/Loss (A)	7.9	364.0	-97.8%	(53.3)	374.5	-	44.4	(31.0)	-	16.8	22.5	-25.6%
Income Tax/Social Contribution (B)	(77.4)	341.4	-	(34.3)	352.2	-	(35.6)	(3.1)	1,049.3%	(6.1)	(8.1)	-24.9%
Deferred Income Tax/Social Contribution (C)	89.1	281.8	-89.2%	74.8	262.6	-71.5%	16.8	22.6	-25.4%	(2.5)	(3.4)	-27.1%
EBT (A - (B + C))	(3.9)	(259.1)	-98.5%	(93.8)	(240.4)	-61.0%	63.1	(50.5)	-224.8%	25.4	34.1	-25.6%
Depreciation and Amortization (D)	(182.5)	(200.0)	20.0%	(154.1)	(142.3)	8.2%	(28.3)	(57.6)	-50.9%	(0.1)	(0.1)	-3.7%
Finance Revenue (Expense), Net (E)	(285.0)	(428.9)	176.7%	(239.8)	(339.3)	-29.3%	(62.7)	(93.2)	-32.8%	6.9	1.5	365.0%
EBITDA CVM ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	463.6	369.8	25.4%	300.1	241.3	24.4%	154.1	100.3	53.5%	18.5	32.7	-43.3%
Equity Income (F)	(4.7)	(0.1)	6.0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Other Operating Income/Expense (G)	(57.3)	(43.2)	-	(51.5)	(42.0)	22.6%	(5.8)	(1.3)	358.5%	-	-	-
Adjusted EBITDA = CVM EBITDA - (F) - (G)	525.6	413.1	27.2%	351.5	283.2	24.1%	159.9	101.6	57.3%	18.5	32.7	-43.3%

EBITDA and Adjusted EBITDA are non-accounting measures prepared by the Company, reconciled with its interim financial information, in accordance with Circular Letter/CVM/SNC/SEP No. 01/2007 and CVM Instruction No. 527, dated October 4, 2012. EBITDA and Adjusted EBITDA are not measures recognized by Brazilian Generally Accepted Accounting Principles or IFRS, do not have a standard meaning and may not be comparable to measures with similar titles provided by other companies. These measures should not be considered in isolation or as substitutes for net income or operating income, or as indicators of operating performance or cash flow, nor should they be used as measures of liquidity or debt repayment capacity. EBITDA consists of net income, adjusted by the effects of net finance revenue (expense), depreciation and amortization, and income tax and social contribution. Light calculates Adjusted EBITDA in accordance with CVM Instruction 527/2012, excluding equity income and other operating income/expense.

ANNEX II – Statement of Income – Consolidated

Statement of Income (R\$ MM)	3Q22	3Q21	Change 3Q22/3Q21	9M22	9M21	Change 9M22/9M21
Gross Operating Revenue	4,870.3	5,636.3	-13.6%	16,180.2	16,353.6	-1.1%
Deductions	-1,724.9	-1,996.6	-13.6%	-6,692.9	-6,194.8	8.0%
Net Operating Revenue	3,145.4	3,639.7	-13.6%	9,487.4	10,158.8	-6.6%
Operating Expense	-2,802.3	-3,426.6	-18.2%	-8,367.7	-9,439.4	-11.4%
PMSO	-207.0	-164.7	25.7%	-575.8	-598.2	-3.7%
Personnel	-110.4	-86.1	28.3%	-307.7	-292.1	5.3%
Material	-4.3	-4.2	2.0%	-15.2	-21.9	-30.8%
Outsourced Services	-106.8	-91.7	16.5%	-301.6	-332.3	-9.2%
Others	14.4	17.2	-16.2%	48.7	48.2	1.0%
Purchased Electricity	-2,229.2	-2,762.9	-19.3%	-6,689.6	-7,664.9	-12.7%
Depreciation	-182.5	-200.0	-8.8%	-544.6	-499.4	9.0%
Provisions	-74.6	-53.2	40.3%	-264.5	-158.6	66.7%
PECLD	-109.0	-245.8	-55.6%	-293.2	-518.2	-43.4%
Finance Revenue (Expense)	-285.0	-428.9	-33.6%	-1,395.7	-993.4	40.5%
Finance Revenue	198.0	358.0	-44.7%	343.4	77.5	343.1%
Finance Expense	-483.0	-787.0	-38.6%	-1,937.1	-1,193.8	62.3%
Other Operating Income/Expense	-57.3	-43.2	32.6%	9.6	-31.9	-
Income before Taxes and Equity Income	0.9	-259.0	-	-266.4	-305.9	-12.9%
Income Tax/Social Contribution	-77.4	341.4	-	-310.7	25.9	-
Deferred Income Tax/Social Contribution	89.1	281.8	-68.4%	415.0	617.0	-32.7%
Equity Income	-4.7	-0.1	3,087.8%	-16.1	-11.5	39.9%
Net Income	7.9	364.0	-97.8%	-178.2	325.4	-
Adjusted EBITDA	525.6	413.1	27.2%	1,664.3	1,218.8	36.5%

ANNEX III – Statement of Income – Distribution

Statement of Income (R\$ MM)	3Q22	3Q21	Change 3Q22/3Q21	9M22	9M21	Change 9M22/9M21
Gross Operating Revenue	4,854.5	5,510.4	-11.9%	16,192.2	15,903.6	1.8%
Power Supply	3,210.0	3,701.7	-13.3%	12,373.2	11,614.8	6.5%
CVA	256.9	596.9	-57.0%	23.7	1,023.0	-97.7%
Construction Revenue	319.3	278.4	14.7%	931.3	672.2	38.5%
Other Revenue – PIS/COFINS Credit	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
Other Revenue	1,068.3	933.4	14.5%	2,864.1	2,593.6	10.4%
Deductions from Operating Revenue	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
Net Operating Revenue	3,173.2	3,561.1	-10.9%	9,621.7	9,840.6	-2.2%
Cost of Power Supply Service	-2,448.8	-2,830.2	-13.5%	-7,419.8	-7,925.0	-6.4%
Electricity purchased for resale and CCEE expense	-1,779.2	-2,262.6	-21.4%	-5,560.8	-6,270.9	-11.3%
Grid connection and usage charges	-350.3	-289.1	21.2%	-927.7	-981.9	-5.5%
Construction cost	-319.3	-278.4	14.7%	-931.3	-672.2	38.5%
Operating Costs/Expenses	-372.8	-447.7	-16.7%	-1,085.3	-1,219.5	-11.0%
Personnel	-100.6	-76.7	31.2%	-284.2	-261.2	8.8%
Material	-4.0	-4.1	-1.9%	-14.6	-21.3	-31.5%
Outsourced Services	-101.0	-86.6	16.7%	-286.0	-315.2	-9.3%
Provisions	-183.9	-299.1	-38.5%	-557.7	-676.2	-17.5%
Others	16.7	18.7	-11.0%	57.2	54.5	5.0%
Depreciation and amortization	-154.1	-142.3	8.2%	-459.6	-413.4	11.2%
Other operating revenue/expense	-51.5	-42.0	22.6%	-40.7	-46.6	-12.8%
Service Revenue	146.0	99.0	47.5%	616.4	236.0	161.2%
Finance Revenue (Expense)	-239.8	-339.3	-29.3%	-1,166.5	-745.3	56.5%
Finance Revenue	148.7	254.2	-41.5%	346.2	165.3	109.4%
Finance Expense	-388.5	-593.5	-34.5%	-1,512.8	-910.6	66.1%
Net income before taxes	-93.8	-240.4	-61.0%	-550.2	-509.3	8.0%
Income Tax/Social Contribution	-34.3	352.2	-	-157.6	214.6	-
Deferred Income Tax/Social Contribution	74.8	262.6	-71.5%	348.7	492.0	-29.1%
Net Income/Loss	-53.3	374.5	-	-359.1	197.3	-
Adjusted EBITDA	351.5	283.2	24.1%	1,116.7	696.0	60.4%

ANNEX IV – Statement of Income – Generation

Statement of Income (R\$ MM)	3Q22	3Q21	Change 3Q22/3Q21	9M22	9M21	Change 9M22/9M21
Gross Operating Revenue	259.8	233.8	11.1%	692.5	735.1	-5.8%
Supply – Sale of own electricity	249.2	209.4	19.0%	661.0	601.4	9.9%
Supply – Short-Term Electricity Supply	8.2	22.3	-63.3%	24.5	127.5	-80.8%
Other – TUSD	2.4	2.1	12.5%	6.9	6.2	11.7%
Other	0.0	0.0	19.0%	0.1	0.1	172.2%
Deductions from Operating Revenue	-33.3	-29.3	13.7%	-93.1	-89.8	3.7%
Net Operating Revenue	226.5	204.5	10.7%	599.4	645.3	-7.1%
Cost of Power Supply Service	-54.8	-93.2	-41.2%	-95.2	-182.0	-47.7%
Operating Costs/Expenses	-11.8	-9.6	22.4%	-35.5	-33.0	7.6%
Personnel	-5.7	-4.5	28.4%	-16.9	-14.8	14.5%
Material	-0.2	-0.2	20.6%	-0.6	-0.6	-6.7%
Outsourced Services	-4.6	-4.0	13.8%	-12.7	-12.9	-1.7%
Provisions	0.3	0.1	370.4%	0.5	-0.6	-
Others	-1.5	-1.0	49.2%	-5.8	-4.1	40.9%
Depreciation and amortization	-28.3	-57.6	-50.9%	-84.7	-85.7	-1.2%
Other operating revenue/expense	-5.8	-1.3	358.5%	-3.2	-1.7	81.2%
Service Revenue	125.8	42.7	194.6%	380.9	342.9	11.1%
Equity Income	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
Finance Revenue (Expense)	-62.7	-93.2	-32.8%	-254.8	-254.6	0.1%
Finance Revenue	31.7	95.4	-66.7%	97.9	23.9	308.7%
Finance Expense	-94.4	-188.6	-49.9%	-352.7	-278.5	26.6%
Income before taxes	63.1	-50.5	-	126.1	88.3	42.8%
Income Tax/Social Contribution	-35.6	-3.1	1,049.3%	-230.7	-160.0	44.2%
Deferred Income Tax/Social Contribution	16.8	22.6	-25.4%	194.6	136.6	42.4%
Net Income/Loss	44.4	-31.0	-	89.9	64.9	38.6%
Adjusted EBITDA	159.9	101.6	57.3%	468.7	430.3	8.9%

ANNEX V – Consolidated Statement of Financial Position

ASSETS (R\$ MM)	09.30.2022	12.31.2021
Current	8,104	9,324
Cash and cash equivalents	13	397
Marketable securities	4,011	3,208
Consumers, utilities, permissionaires and customers	2,182	2,425
Inventory	77	66
Taxes and contributions recoverable	1,011	1,263
Industry financial assets	260	1,172
Prepaid expenses	30	29
Dividends receivable	0	0
Receivables for services provided	34	17
Derivative financial instruments – swaps	0	0
Other receivables	487	613
Assets classified as held for sale	0	135
Non-current	19,849	18,954
Consumers, utilities, permissionaires and customers	1,426	1,221
Taxes and contributions recoverable	3,509	3,675
Deferred taxes	1,234	896
Derivative financial instruments – swaps	12	190
Deposits related to litigation	226	222
Industry financial assets	220	308
Concession financial assets	7,224	6,822
Other receivables	0	1
Contract assets	901	558
Investments	340	358
Property, plant and equipment	1,979	1,810
Intangible assets	2,517	2,834
Right-of-use assets	263	60
Total Assets	27,954	28,278

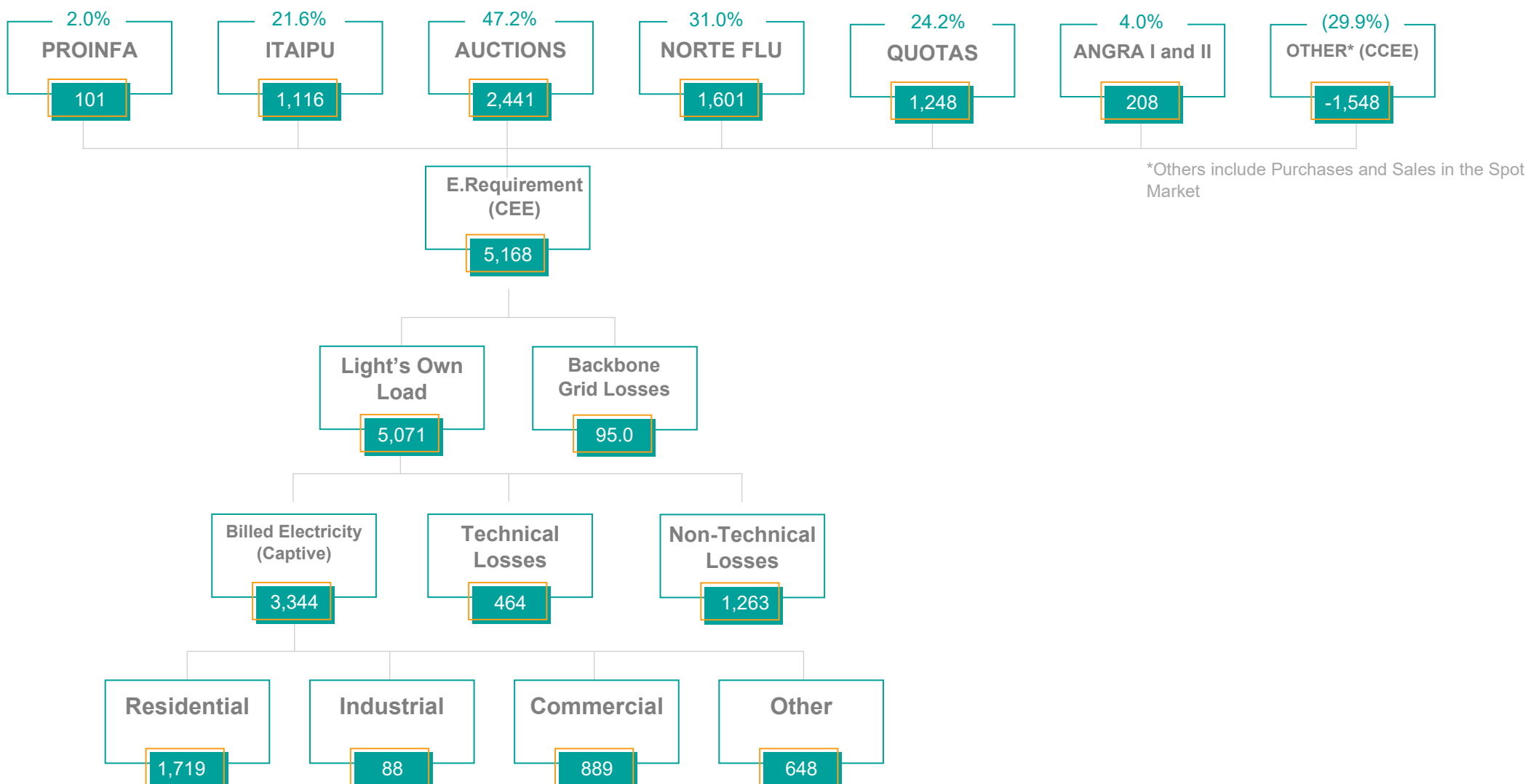
LIABILITIES (R\$ MM)	09.30.2022	12.31.2021
Current	5,403	6,689
Trade accounts payable	1,323	2,154
Taxes and contributions payable	241	384
Loans and financing	462	403
Debentures	1,969	1,530
Derivative financial instruments – swaps	161	0
Industry financial liabilities	303	276
Dividends payable	95	95
Labor liabilities	102	104
Amounts refundable to consumers	0	831
Lease obligations	26	25
Regulatory charges	302	314
Other debits	420	572
Non-current	13,656	12,856
Loans and financing	3,665	4,006
Debentures	6,191	5,205
Derivative financial instruments – swaps	317	4
Taxes and contributions payable	182	200
Deferred taxes	198	275
Unsecured equity interests	20	22
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	581	502
Post-employment benefits	0	0
Lease obligations	245	38
Amounts refundable to consumers	2,212	2,565
Other debits	44	40
Equity	8,557	8,733
Share capital	5,392	5,392
Capital reserve	21	18
Profit reserves	3,135	3,135
Asset valuation adjustments	278	289
Other comprehensive income	-101	-101
Retained earnings	-167	0
Total Liabilities	27,954	28,278

ANNEX VI – Power Balance

Power Balance (GWh)	3Q22	3Q21	Change 3Q22/3Q21	9M22	9M21	Change 9M22/9M21
= Grid Load	7,547	7,596	-0.6%	25,697	25,867	-0.7%
- Grid Usage	2,476	2,229	11.1%	7,517	7,000	7.4%
= Own Load	5,071	5,367	-5.5%	18,180	18,867	-3.6%
- Billed Electricity (Captive)	3,344	3,484	-4.0%	11,536	11,958	-3.5%
Low Voltage	2,645	2,708	-2.3%	9,193	9,452	-2.7%
Medium and High Voltage	699	776	-10.0%	2,343	2,507	-6.5%
= Total Loss	1,727	1,883	-8.3%	6,644	6,908	-3.8%

| Power Distribution Balance (GWh)

3rd quarter 2022 – Actual data from July to September |



ANNEX VII – Capital Expenditure

Consolidated Capital Expenditure (R\$MM)	3Q22	3Q21	Change 3Q22/3Q21	9M22	9M21	Change 9M22/9M21
Electrical Assets (Distribution)	301.9	275.2	9.7%	889.2	685.3	29.7%
Engineering	72.6	113.1	-35.8%	232.9	281.7	-17.3%
Commercial	229.3	162.1	41.5%	656.2	403.6	62.6%
Non-electrical Assets	36.9	42.4	-12.9%	112.4	99.5	13.0%
Generation (Light Energia & Lajes)	64.3	48.2	33.5%	152.0	94.4	61.1%
Contributions	-	1.4	-100.0%	-	2.9	-100.0%
Total Capital Expenditure (including contributions)	403.1	367.2	9.8%	1,153.6	882.1	30.8%

ANNEX VIII – EBITDA and Free Cash Flow Reconciliation

	Light S.A.						Light SESA						Light Energia					
	1H21	3Q21	9M21	1H22	3Q22	9M22	1H21	3Q21	9M21	1H22	3Q22	9M22	1H21	3Q21	9M21	1H22	3Q22	9M22
CVM EBITDA	805.5	456.5	1,262.3	1,194.1	587.6	1,670.8	417.4	325.2	742.7	754.3	403.0	1,157.3	329.2	102.9	432.1	306.2	165.7	471.9
(+/-) Equity Income	11.4	-0.1	-11.5	11.4	-4.7	-16.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
(+/-) Other Operating Revenues (Expenses)	-11.2	-43.2	-31.9	-66.9	-57.3	9.6	-4.6	-42.0	-46.6	10.8	-51.5	-40.7	-0.5	-1.3	-1.7	2.7	-5.8	-3.2
Adjusted EBITDA	805.7	413.1	1,218.8	1,138.7	525.6	1,664.3	412.8	283.2	696.0	765.1	351.5	1,116.7	328.7	101.6	430.3	308.8	159.9	468.7
(-) Income Tax and Social Contribution	0.0	-40.0	-40.0	-128.1	-30.9	-159.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-12.7	-12.7	-109.4	-10.8	-120.2
(+/-) Accounts Receivable	618.5	-366.9	251.6	-211.1	-59.7	-270.8	-210.1	-329.0	-539.1	-247.5	-48.2	-295.7	906.1	-15.7	890.3	10.6	-17.1	-6.5
(+/-) Financial Assets and Liabilities of the sector	-433.3	-606.8	-1,040.1	248.1	-269.9	-21.8	-433.3	-606.8	-1,040.1	248.1	-269.9	-21.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
(+/-) Suppliers	-2,062.3	320.1	-1,742.3	-819.4	-25.8	-845.2	-256.9	281.1	24.1	-766.6	-26.2	-792.9	-1,818.9	17.8	-1,801.1	-34.4	0.2	-34.2
(+/-) Others	-29.8	404.0	374.2	237.3	430.2	667.5	116.6	392.6	509.2	177.4	463.0	640.4	-150.4	-14.0	-164.4	-15.1	-4.5	-19.5
Cash From Operations (Adjusted)	-1,101.2	123.5	-977.7	465.5	569.4	1,034.9	-370.9	21.1	-349.9	176.5	470.2	646.7	-734.5	77.0	-657.5	160.6	127.6	288.2
(+/-) Financial Instruments	824.6	221.2	1,045.8	-185.1	-23.9	-209.0	553.3	123.6	676.9	-122.1	-6.0	-128.1	271.3	97.6	368.9	-63.1	-17.9	-80.9
(-) Interest	-203.1	-176.4	-379.5	-314.3	-111.1	-425.4	-174.6	-139.9	-314.5	-279.5	-97.6	-377.1	-28.5	-36.5	-65.0	-34.8	-13.5	-48.3
Cash From Operations (Accounting)	-479.8	168.4	-311.4	-34.0	434.4	400.5	7.8	4.8	12.6	-225.1	366.6	141.5	-491.7	138.0	-353.7	62.7	96.3	159.0
(-) Investments	-470.9	-358.0	-828.9	-726.4	-398.7	-1,125.1	-424.8	-310.3	-735.1	-603.6	-340.4	-944.0	-46.2	-47.6	-93.8	-122.7	-58.2	-180.9
(-) Minority Investments	-2.2	-0.7	-2.9	191.7	0.0	191.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	97.0	0.0	97.0
Free Cash Flow to Firm (FCFF)	-953.0	-190.2	-1,143.2	-568.7	35.8	-532.9	-417.0	-305.4	-722.5	-828.7	26.2	-802.5	-538.0	90.5	-447.5	37.0	38.1	75.1
(+) Capital Increase	1,340.9	0.0	1,340.9	0.0	0.0	0.0	1,340.0	0.0	1,340.0	0.0	57.9	57.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
(-) Funding and Debt Amortization	-967.2	389.2	-578.0	188.5	-39.6	148.9	-1,307.6	361.9	-945.7	444.2	-83.0	361.2	374.7	59.7	434.4	-33.8	491.9	458.1
Free Cash Flow to Equity (FCFE)	-579.3	198.9	-380.3	-380.2	-3.8	-384.0	-384.6	56.5	-328.1	-384.5	1.1	-383.4	-163.2	150.2	-13.1	3.2	530.0	533.2
(-) Dividends	0.0	-164.3	-164.3	0.0	0.0	0.0	0.0	-65.3	-65.3	0.0	0.0	0.0	0.0	-105.5	-105.5	0.0	-533.9	-533.9

Notes

The tables listed below are available for reference on the Company's IR website:

- Costs and Expenses – Distribution
- “A Component” Variation Offset Account – CVA
- Finance Revenue/Expense – Consolidated. Distribution. Generation
- Statement of Financial Position – Distribution and Generation
- Cash Flow – Consolidated. Distribution and Generation