



**RELEASE DE
RESULTADOS**

2T22

Webcast de Resultados

12 de agosto de 2022 | 14h00 (BRT)

Zoom ID: [871 8786 2924](#)

DESTAQUES OPERACIONAIS 2T22



Redução de perdas pelo **5º trimestre consecutivo**. Perdas totais (12 meses) menor em **17 GWh**. As **Perdas Totais/Carga Fio (12 meses)** encerraram o trimestre em **26,41%**, **decréscimo de 0,18 p.p.** em relação ao 1T22.



Aumento da blindagem de rede: No 2T22 regularizamos aproximadamente **21 mil instalações**, 60,4% superior ao realizado no 1T22 (13 mil instalações).



Potencialização na **substituição de medidores** obsoletos. No 2T22 trocamos mais de **26 mil unidades** e no ano já atingimos mais de **95 mil medidores** substituídos.



Avanço nas ações do **Programa Comunidades**, que já normalizou mais de **nove mil clientes** no 2T22 e de **14 mil clientes** no acumulado do ano.



Aumento das normalizações do **programa de inspeções**, totalizando **76 mil no 2T22** contra 64 mil no 2T21, variação de 19,2%. **No acumulado do ano** já foram realizadas mais de **163 mil inspeções**.



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

DESTAQUES FINANCEIROS

2T22



Crescimento de **57,7%** do **EBITDA Ajustado recorrente consolidado**, encerrando o 2T22 em **R\$608,4 milhões** (vs. R\$385,9 milhões no 2T21). Destaque para a maior receita de fornecimento de energia e para a redução dos custos gerenciáveis da Distribuidora.



Melhoria de 11,4% **nas despesas com PMSO**, que foram de **R\$168,2 milhões no 2T22** vs. R\$189,8 milhões no 2T21.



Redução da **PECLD/ROB** (12 meses) para **2,6%** no período, **0,3 p.p. menor** em relação ao 1T22.



Crescimento do **EBITDA Ajustado recorrente da Distribuidora no 2T22**, atingindo **R\$427,5 milhões**, aumento de 98,6% em relação ao 2T21 (R\$215,2 milhões).



Fluxo de Caixa Operacional Ajustado positivo em R\$371,1 milhões no consolidado, sendo R\$213,3 milhões da Distribuidora e R\$139,9 milhões da Geradora.



Redução do **covenant** Dívida Líquida/EBITDA, que encerrou o **2T22** em **3,23x**, inferior ao registrado no 1T22 (3,44x).



Nesse trimestre, **mantivemos o entendimento e a contabilização feita no 3T19 com relação ao reconhecimento dos créditos decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS**, apesar da promulgação da Lei 14.385/22 em junho/22.

Mensagem do Presidente

A Light atingiu avanços relevantes no segundo trimestre de 2022, e segue em seu processo de melhoria operacional para se manter sustentável e prestar um serviço de alta qualidade para os clientes. A Companhia chega à metade do ano cada vez mais preparada para encarar os novos desafios e oportunidades do setor elétrico, com foco no combate às perdas, na redução de custos, na melhora dos indicadores financeiros e na transformação digital.

Para tanto, seguimos comprometidos com a geração de resultados. E, nesse trimestre, registramos um crescimento significativo do EBITDA Ajustado Consolidado, em base recorrente, que totalizou R\$608,4 milhões, 57,7% maior do que aquele reportado no segundo trimestre de 2021 (que foi de R\$385,9 milhões).

A maior contribuição para esse bom resultado veio do EBITDA da Distribuidora, que se beneficiou da maior receita de fornecimento de energia, decorrente do processo de Revisão Tarifária Periódica, ocorrido em março. Nossa obstinação no controle e redução de custos colaborou para a melhora do EBITDA, uma vez que os custos gerenciáveis (representados por Pessoal, Material e Serviços) reduziram 14,9% em comparação ao 2T21, mesmo com um cenário de pressão inflacionária.

As perdas caíram pelo quinto trimestre consecutivo e o índice de Perdas Totais/Carga Fio (12 meses) ficou em 26,41%, uma redução de 0,18

p.p. em relação ao 1T22. Entendemos que ainda há um importante trabalho a ser realizado, e seguiremos com a estratégia pautada em investimentos e em um modelo de gestão que assegura a boa execução das alavancas do Plano de Combate às Perdas.

Dentre as atividades do plano comercial, estamos avançando em todas as frentes. Aumentamos o número de clientes do varejo conectados à rede blindada e que já estão estabilizados, atingindo 20 mil no 2T22. Além disso, dentro da ótica de disciplina de mercado, realizamos 76 mil inspeções no trimestre, atingindo 163 mil no ano. Substituímos mais de 26 mil medidores antigos por modelos mais modernos entre abril e junho, totalizando 95 mil em 2022. O projeto “Light nas Comunidades” segue avançando e normalizou mais de 9 mil clientes neste trimestre; no ano esse número é superior a 14 mil clientes.

Durante o trimestre, mantivemos a estratégia de intensificar a disciplina na cobrança com o foco em ações administrativas e tecnológicas, o que colaborou para a manutenção do índice de arrecadação em patamares elevados, atingindo 96,8% em junho.

O indicador PECLD/ROB também segue apresentando melhora, tanto pela redução da PECLD, quanto pelo aumento da receita, encerrando o trimestre em 2,6% no período. A PECLD na comparação anual reduziu 11,6% e atingiu de R\$107,8 milhões, já ajustado por provisão não-recorrente, abaixo da provisão registrada no 2T21, no valor de R\$121,9 milhões.

A posição de caixa da companhia foi reforçada com a conclusão, em abril, de uma nova emissão de debêntures pela Distribuidora, no valor de R\$1,3 bilhão, colocada totalmente a mercado. Considerando as demais captações, temos os recursos necessários para fazer frente às amortizações futuras da nossa dívida, assim como dar sequência ao nosso plano de investimentos.

E, do ponto de vista da alavancagem, em junho, o covenant Dívida Líquida/EBITDA foi de 3,23x, inferior ao registrado em março, de 3,44x, e abaixo do limite estabelecido pelos contratos de dívida.

Fortalecendo adicionalmente o caixa e melhorando a alavancagem, em julho, a Light recebeu R\$318 milhões de aporte da CDE, em virtude da privatização da Eletrobras.

Aumentamos os investimentos em 39,1% em relação 1T21, totalizando R\$413,1 milhões. No ano, foram investidos R\$743 milhões, levando em conta os recursos destinados à geração e à distribuição. A Distribuidora recebeu a maior parte dos aportes, que foram destinados, principalmente, à infraestrutura, à modernização das redes e ao Plano de Combate às Perdas.

Com relação à qualidade operacional, a Light segue melhorando a sua performance e figura como a melhor distribuidora do país em termos de FECi e a 3ª melhor no DECI, de acordo com base em dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), considerando as distribuidoras com mais de um milhão de clientes.

Nesse trimestre, apesar da promulgação da Lei 14.385/22 em 27 de junho, mantivemos a contabilização feita no 3T19 e o entendimento com relação ao reconhecimento dos créditos decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS. Dessa forma, com base em avaliação dos nossos assessores legais e técnico-contábil, a Companhia entende que a obrigação estabelecida pela referida Lei não é exigível e já tomou as medidas jurídicas cabíveis nesse momento, na quais entendemos ter uma chance provável de êxito.

Em julho, anunciamos um novo CEO para a Light, o executivo Octavio Pereira Lopes, que possui uma consolidada e exitosa trajetória em processos de turnaround em diversas empresas, inclusive no setor elétrico. Em 15 de agosto, Octavio assumirá o cargo e terá o objetivo de acelerar os planos de melhoria operacional e geração de resultados da empresa.

Wilson Poit
CEO Interino

Consolidado

Light S.A.

Desempenho Financeiro

O **EBITDA Ajustado¹ consolidado** encerrou o 2T22 em **R\$613,2 milhões**, 58,9% acima do 2T21 (R\$385,9 milhões). No acumulado do ano o aumento foi de 41,3%, representando **R\$1.138,7 milhões no 1S22** vs. R\$805,7 milhões no 1S21.

O **EBITDA Ajustado Recorrente** no 2T22, que exclui efeitos reconhecidos no período e detalhados na seção da Distribuidora, totalizou **R\$608,4 milhões** e no **1S22 foi de R\$1.133,8 milhões**.

| EBITDA Ajustado - contribuição por segmento |

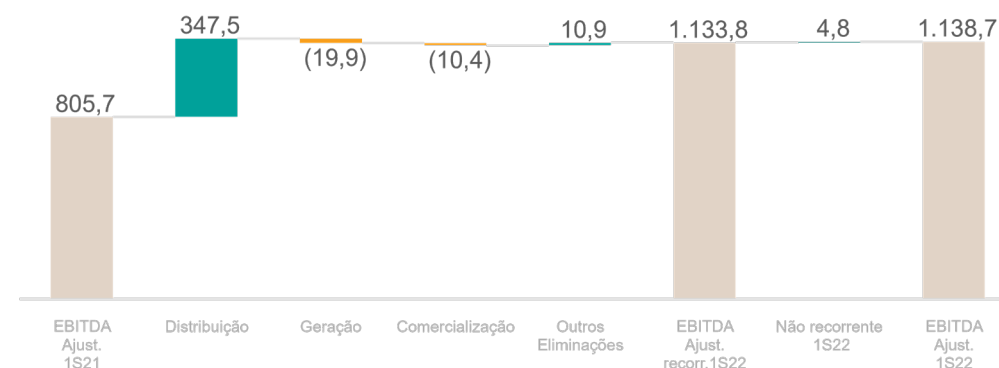
2T22 / 2T21 - R\$MM



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 |

1S22 / 1S21 - R\$MM



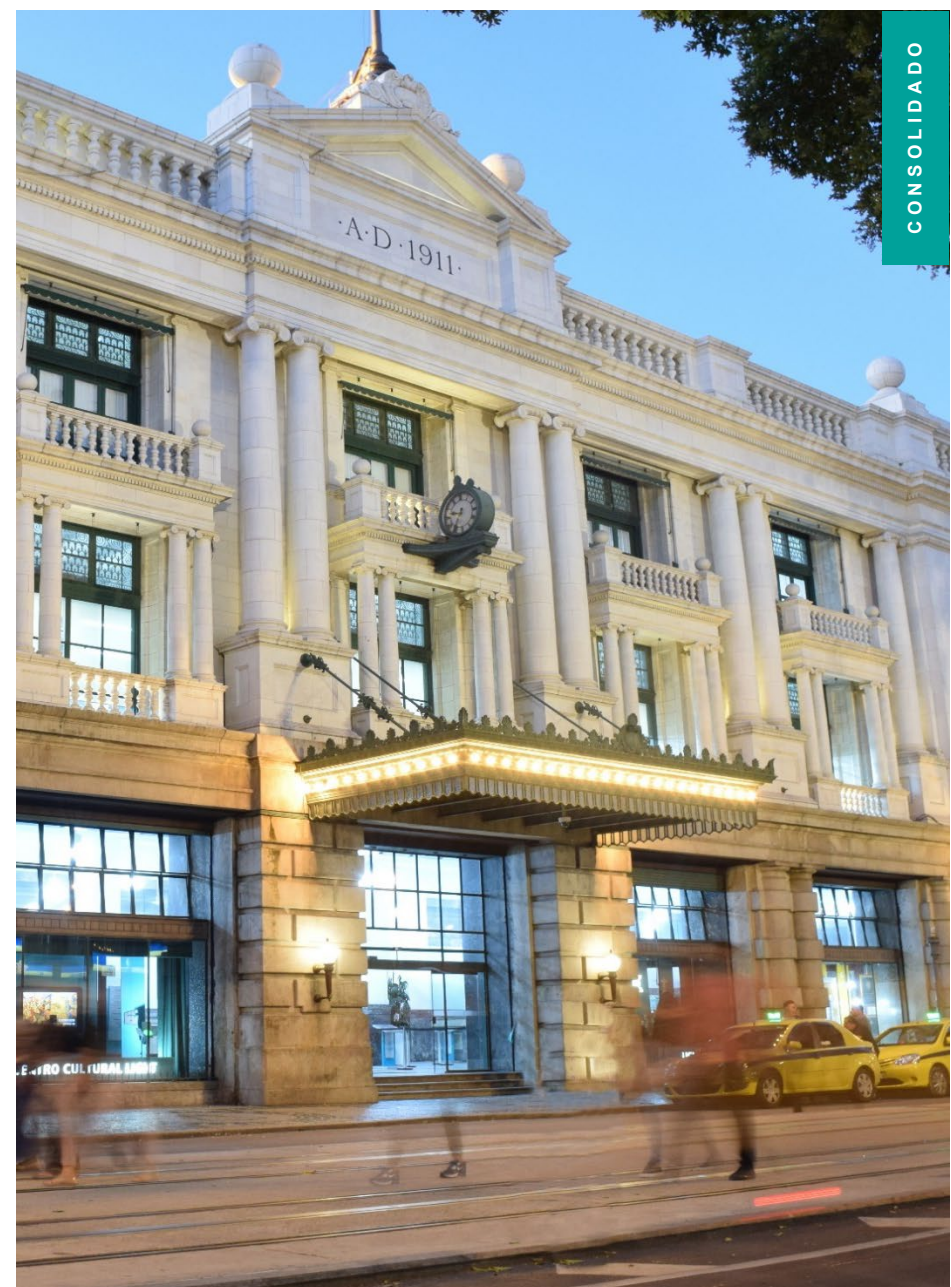
No 2T22, o **EBITDA Ajustado da Distribuidora**, foi de **R\$432,4 milhões**, um crescimento de 100,9% em relação ao 2T21 (R\$215,2 milhões) e de 85,3% no acumulado semestral (**R\$765,1 milhões** vs. R\$412,8 milhões). **Excluindo o efeito do VNR**, o EBITDA Ajustado teria sido de **R\$371,9 milhões** no período, *versus* R\$98,8 milhões no 2T21 (aumento de 276,4%).

Essa melhora foi devida, principalmente, ao processo de **Revisão Tarifária Periódica ocorrido em março/22 e à maior eficiência operacional** com a redução do PMS.

O **EBITDA Ajustado Recorrente** da Distribuidora foi de **R\$427,5 milhões**.

Na **Geradora**, o **EBITDA Ajustado** foi de **R\$150,0 milhões**, um incremento de 8,0% em relação ao 2T21 (R\$138,8 milhões). Essa variação é explicada pelo reajuste de preço dos **contratos de longo prazo no ACL** (indexados pelo IPC-A). Já no acumulado, o EBITDA Ajustado foi de **R\$308,8 milhões no 1S22 versus R\$328,7 milhões no 1S21**, uma redução de 6%.

O **EBITDA Ajustado da Comercializadora** foi de **R\$31,6 milhões** no 2T22 contra R\$40,1 milhões no 2T21, redução de 21,3%, em função do **menor volume comercializado e da queda do PLD** nesse período. Pela mesma razão, o acumulado reduziu de **R\$77,6 milhões no 1S21** para R\$67,3 milhões no 1S22 (-13,4%).



O **resultado financeiro** foi negativo em R\$607,8 milhões no 2T22 vs. - R\$217,9 milhões no 2T21. Essa variação se deve, principalmente, ao **crescimento da dívida bruta** associada ao **aumento do CDI e do IPC-A**.

O **aumento do CDI e da curva futura de juros** também contribuiu negativamente para os contratos de *swap* de câmbio e suas respectivas marcações a mercado, com impacto negativo de R\$152,4 milhões em 2T22. Importante ressaltar que o efeito da **marcação a mercado dos contratos de swaps não tem impacto no caixa da Companhia**.

Tais impactos negativos foram parcialmente compensados pelo ganho das aplicações financeiras devido ao maior volume de caixa e ao aumento do CDI no período.

Além desses efeitos, o resultado financeiro também foi impactado por **efeitos não-recorrentes** de atualização do saldo das provisões para contingências de natureza fiscal (-R\$67,9 milhões) e de despesa financeira pela reversão de PECLD referente ao contas a receber de um cliente em processo de recuperação judicial (-R\$5,5 milhões).

O resultado financeiro excluindo os efeitos não-recorrentes teria sido negativo em R\$534,4 milhões no 2T22.

A Companhia apresentou **prejuízo de R\$80,0 milhões no 2T22**, em comparação ao lucro líquido de R\$3,2 milhões observado no 2T21.

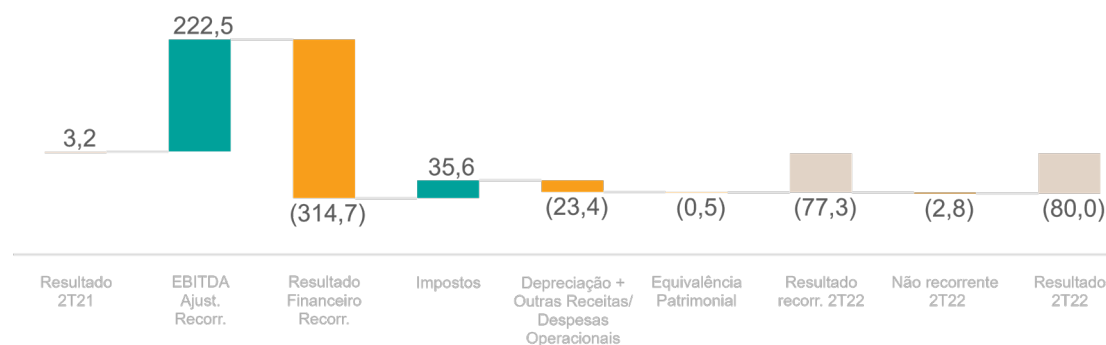
Apesar da melhora operacional da Distribuidora, o **resultado do período foi comprometido pelo aumento das despesas financeiras atreladas à inflação e à curva futura do CDI**.

No acumulado, o resultado líquido foi negativo em **R\$186,1 milhões no 1S22** e negativo em R\$38,6 milhões no 1S21.

O **resultado líquido recorrente**, que exclui os efeitos reconhecidos no período e detalhados nas seções referentes à Distribuidora, à Geradora e à Holding (que teve um ganho de R\$62,3 milhões pela venda da participação da Light S.A. na sua controlada Lightger S.A., detentora da PCH Paracambi) totalizou **R\$77,3 milhões negativos no 2T22** e no 1S22 foi negativo em R\$183,3 milhões.

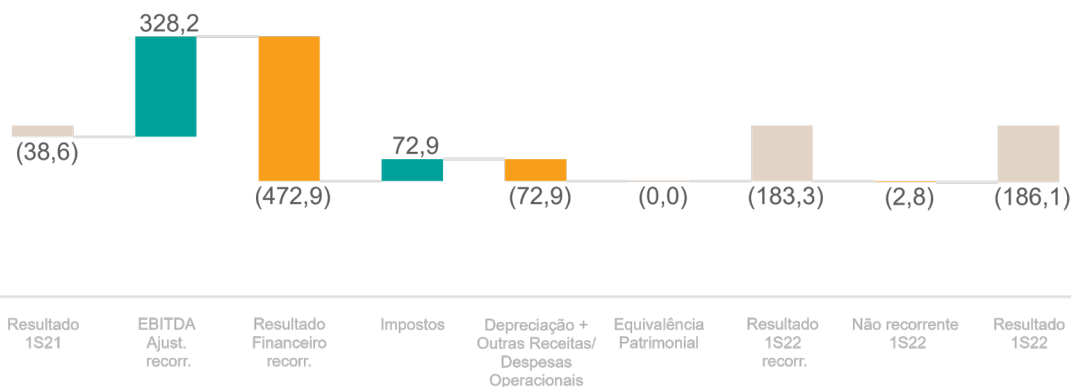
| Resultado líquido consolidado |

2T22 / 2T21 - R\$MM



| Resultado líquido consolidado |

1S22 / 1S21 - R\$MM



Conforme detalhado nas Notas Explicativas nº 1.2, 8 e 8.1.1 do ITR do 2T22, apesar da promulgação da Lei 14.385/22 em 27 de junho de 2022, **mantivemos o entendimento nesse trimestre com relação à contabilização feita no 3T19 dos créditos tributários decorrentes do reconhecimento do trânsito em julgado de ação que questionou a incidência de ICMS sobre a base de cálculo do PIS/COFINS na Distribuidora.**

Esse fato se deve basicamente aos seguintes fatores: à inconstitucionalidade da referida Lei, com base em avaliação dos nossos assessores legais e técnico-contábil, às previsões do IAS

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.

37/CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes (descrito nas Notas Explicativas), à necessidade de a ANEEL delimitar os usuários afetados, como determina a referida Lei, e a não provável saída de recursos.

Contudo, caso uma provisão referente à contabilização da devolução integral dos créditos referentes à exclusão do ICMS sobre a base de cálculo do PIS/COFINS precisasse ser realizada, o impacto máximo seria de -R\$1.081 milhões no EBITDA e de -R\$2.258 milhões no Resultado Líquido.

A **dívida líquida consolidada** no final do 2T22 era de **R\$8.536,6 milhões**, 5,4% acima da posição registrada no 1T22, de R\$8.100,4 milhões.

Nesse trimestre, concluímos a **24ª emissão de debêntures da Light SESA**, em série única, totalizando R\$1,3 bilhão, com vencimento em dois anos e remuneração de CDI + 1,95% a.a.

O **custo real** da dívida encerrou o trimestre em **1,4%** com **prazo médio** de **3,2 anos**. No 1T22, a dívida tinha custo real de 0,5% e prazo médio de 3,4 anos.

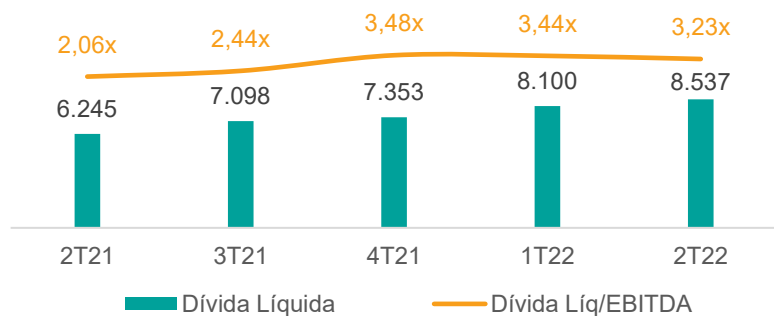
O **indicador do *covenant* Dívida Líquida/EBITDA²** encerrou o 2T22 em **3,23x**, inferior ao registrado no 1T22 (3,44x) e abaixo do limite estabelecido pelos contratos de dívida.

Com relação ao **indicador EBITDA/Juros**, a Companhia encerrou o 2T22 no patamar de **3,18x**, acima do limite contratual mínimo de 2,0x estabelecido nos contratos de dívida.

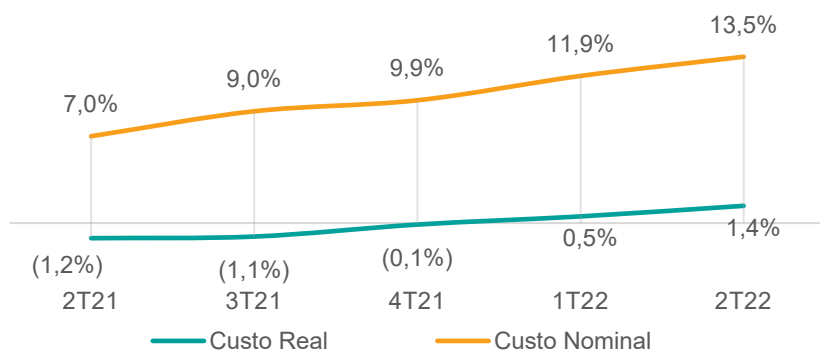
No 2T22, a Light registrou **Fluxo de Caixa Operacional Ajustado de R\$371,1 milhões** no consolidado, sendo R\$213,3 milhões da Distribuidora e R\$139,9 milhões da Geradora, conforme detalhado no Anexo VIII.

| Dívida líquida consolidada |

(R\$ milhões)

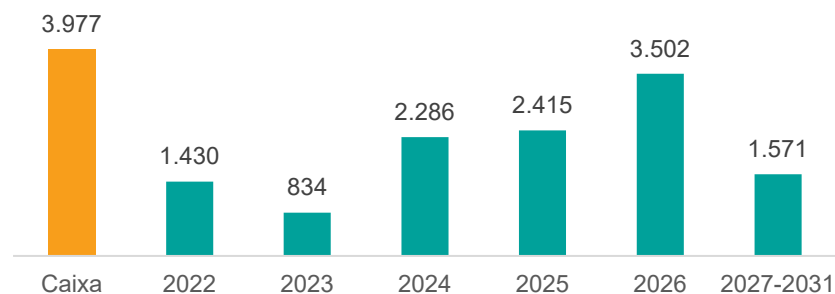


| Custo da dívida |



| Amortização dos empréstimos, financiamentos e debêntures |

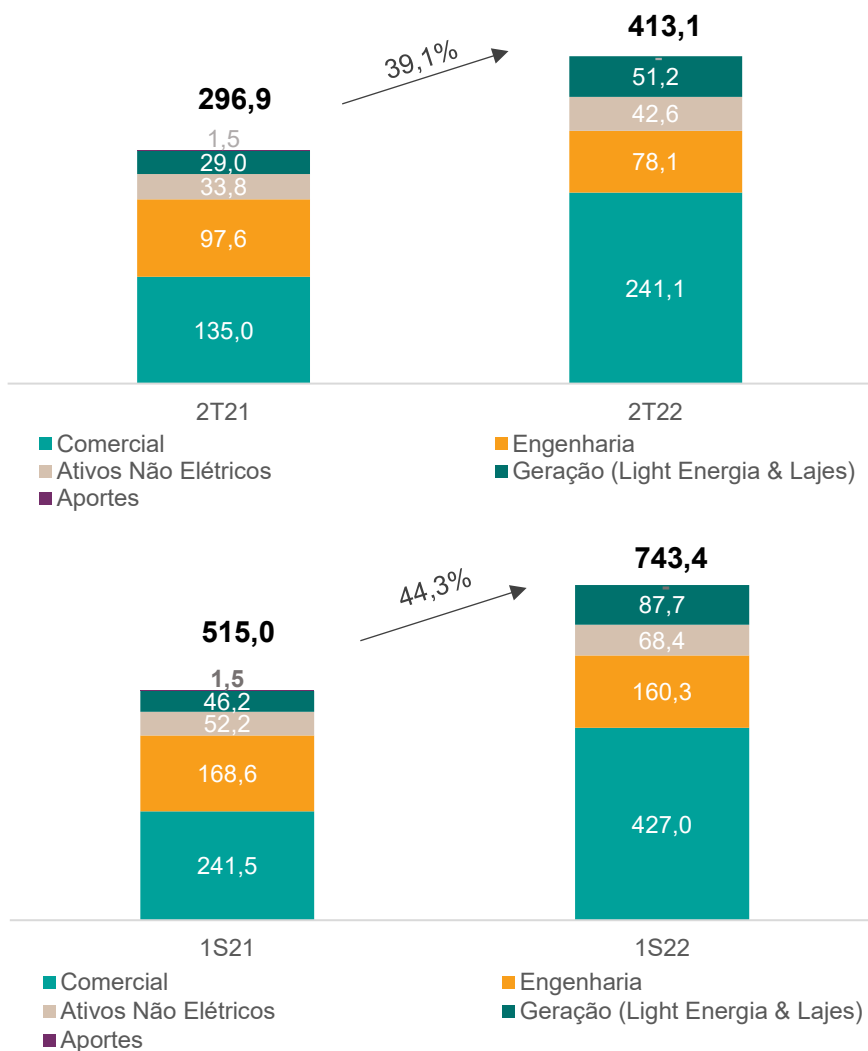
(R\$ milhões) Prazo médio: 3,2 anos



| Indexadores da dívida |



Investimentos



No 2T22, o **CAPEX total consolidado foi 39% superior** ao realizado no 2T21, devido, principalmente, a atividades ligadas ao **combate às perdas** visando uma **captura mais rápida** dos ganhos do processo.

No ano já investimos **R\$743,4 milhões no consolidado**, sendo **R\$338 milhões destinados ao combate às perdas**.

Nas atividades do **Comercial** destacam-se os investimentos associados a normalização de clientes e a blindagem da rede para alavancar o combate as perdas, que foram os principais responsáveis pelo aumento de 78,6%.

Nos investimentos ligados à **Engenharia**, a redução de 20% entre os trimestres é decorrente da readequação dos investimentos associados à expansão das redes de distribuição.

O CAPEX relacionado a **Ativos não Elétricos** registrou um aumento de aproximadamente R\$9 milhões, concentrados na área de TI, relacionados com a atualização do parque tecnológico da Light.

Na **Geração**, a recuperação do vertedouro da UHE Ilha dos Pombos e a construção do Túnel *by-pass* no Complexo de Lajes representaram R\$35,2 milhões dos investimentos do período. Desde o início desses projetos já foram investidos R\$221,5 milhões.

Distribuição

Light Serviços de Eletricidade S.A.

Desempenho Operacional

| Mercado faturado [GWh] |

Classe	2T22			2T21			Var. Total (%)
	Cativo	Uso Rede*	Total	Cativo	Uso Rede	Total	
Residencial	1.974	-	1.974	2.012	-	2.012	-1,9%
Comercial	996	708	1.705	1.011	632	1.643	3,8%
Industrial	97	1270	1.367	102	1259	1.360	0,5%
Outros	698	188	885	729	102	831	6,5%
Concessionárias	-	421	421	-	329	329	28,1%
Total	3.765	2.587	6.352	3.854	2.321	6.175	2,9%

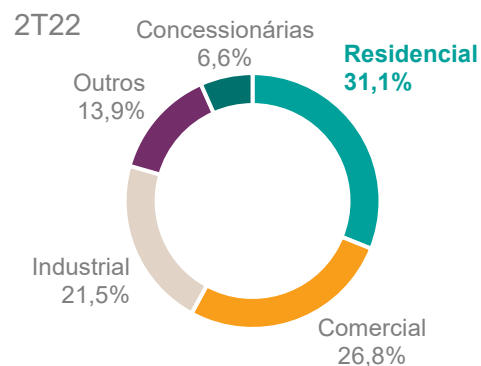
* Inclui clientes livres, geração distribuída e concessionárias

O **mercado total de energia** no 2T22 foi de **6.352 GWh**, 177 GWh superior ao 2T21 (**+2,9%**). Esse resultado decorre principalmente do **crescimento de 62 GW (+3,8%) no mercado comercial**, e de **92 GWh (+28,1%) no consumo das concessionárias**.

Com a migração de 285 clientes para o mercado livre, observamos seu reflexo no consumo dos clientes **cativos**, que registrou uma **redução de 89 GWh (-2,3%)** no trimestre.

Essa queda foi compensada pelo aumento no consumo de **uso de rede**, que apresentou crescimento de **11,5%** em relação ao mesmo período de 2021.

| Mercado de Energia |



| Temperatura Média [°C] |

23,7°C média no 2T22 X 23,3°C média no 2T21

24,6°C (média últimos 4 anos)



DISTRIBUIÇÃO

Esse aumento foi impulsionado pelo consumo das concessionárias (+28,1%) e pelos clientes livres.

A classe **Residencial** apresentou volume de 1.974 GWh no 2T22, uma **redução de 1,9%** em relação ao mesmo trimestre de 2021. O desempenho da classe foi influenciado pela redução no consumo médio no trimestre (-6%).

Essa variação pode ser atribuída, principalmente, à **menor temperatura média verificada na última quinzena de maio e no mês de junho**, apesar do registro de maior temperatura média no trimestre (23,7°C vs. 23,3°C no 2T21)

A **classe Comercial** registrou **expansão de 3,8%** na comparação com o 2T21, impulsionado principalmente pelos setores de saúde, imobiliário e supermercados.

O **mercado Industrial** no 2T22 apresentou crescimento de **0,5%** comparado ao 2T21, impactado principalmente pelas empresas do setor de siderurgia, metalurgia e embalagens.

O **uso da rede, que inclui clientes livres, geração distribuída e concessionárias** finalizou o 2T22 representando 40,7% do mercado total. No 2T21, ele representava 37,5% da energia distribuída.

As **Concessionárias** no 2T22 tiveram um **aumento de 28,1%**, em decorrência 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** finalizou o segundo trimestre de 2022 representando **33,2%** do mercado total da distribuidora.

A migração de clientes cativos para o mercado livre totalizou 85GWh no 2T22, com destaque para a migração de instalações de uma das concessionárias de saneamento do município do Rio de Janeiro.

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.

Ao final de junho/22, tivemos um aumento de 285 clientes livres em comparação a junho/21, encerrando o trimestre com um total de 1.671 clientes livres.



Combate às Perdas

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 **2T22**, atingiu **21 mil instalações**, **61% superior** ao realizado no 1T22 (13 mil instalações).

Observamos um **aumento significativo dos clientes do varejo com a rede blindada estabilizada**, passando de cerca de quatro mil no 1T22 para aproximadamente **20 mil** no 2T22.

A rede blindada estabilizada compreende a conclusão definitiva de todo o processo de blindagem, compreendido pela instalação de medição de balanço e colocação das caixas blindadas e balísticas, bem como a normalização de 100% dos clientes nela conectados.

Considerando o conjunto desses clientes, observa-se uma **redução de perdas de 53% para 14%**. Em relação ao 1T22, o aumento de 11% para 14% nas perdas decorre do volume adicional de clientes regularizados, que quintuplicou entre os trimestres.

Já nos **grandes clientes**, no 2T22, foram feitas **blindagens e exteriorização de medidores em 655 instalações**. Esse valor é superior em 21,5% em relação a essas atividades realizadas no 1T22 (539 instalações).

Substituição de medidores

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

No 2T22, foram feitas a troca de mais de **26 mil unidades**. Essa atividade trouxe uma energia 4 GWh superior comparada ao mesmo trimestre do ano passado.

Adicionalmente, em outras atividades da área Comercial, substituímos mais 12 mil medidores obsoletos, totalizando **38 mil novos equipamentos** instalados no período.

No acumulado do ano, atingimos **95 mil medidores substituídos** e, considerando, o realizado **desde 2021**, já são mais de **158 mil medidores instalados**.

Inspeções

As **normalizações do programa de inspeções** totalizaram **76 mil** no 2T22 contra 87 mil no 1T22, **redução de 12,6%**.

A redução observada é decorrente, especialmente, do redirecionamento de equipes para o trabalho em outras alavancas do Plano de Combate às Perdas e do menor número de dias úteis no 2T22 vs. 1T22

Em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, realizamos mais **12 mil normalizações (+19,2%)**. No ano, já foram realizadas mais de **163 mil inspeções**.

Comunidades

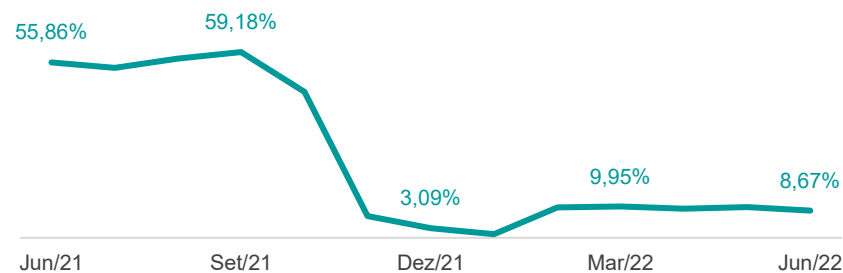
Na **Área Especial**, continuamos a avançar no **Programa Comunidades** com a normalização de mais de **nove mil clientes** no 2T22, contribuindo com 2,6 GWh. **Nesse ano**, mais de **14 mil clientes** já foram normalizados.

Estudo de caso: Dom Bosco

Após o início do relacionamento da Light com a comunidade de Dom Bosco, em Duque de Caxias, a partir de setembro/21, **as perdas diminuíram de 59,2% para 8,7%**.



| Evolução de Perdas em Dom Bosco |



Seguindo a tendência observada nos quatro trimestres anteriores, no 2T22 registramos **queda de 17 GWh nas perdas totais (12 meses)**.

As **perdas totais ex-REN (12 meses)** também acompanharam esse movimento, com **redução de 51 GWh** em relação ao 1T22.

O indicador de **perda total sobre a carga fio (12 meses)** encerrou o 2T22 em **26,41%**, um **decréscimo de 0,18 p.p.** em relação ao 1T22.

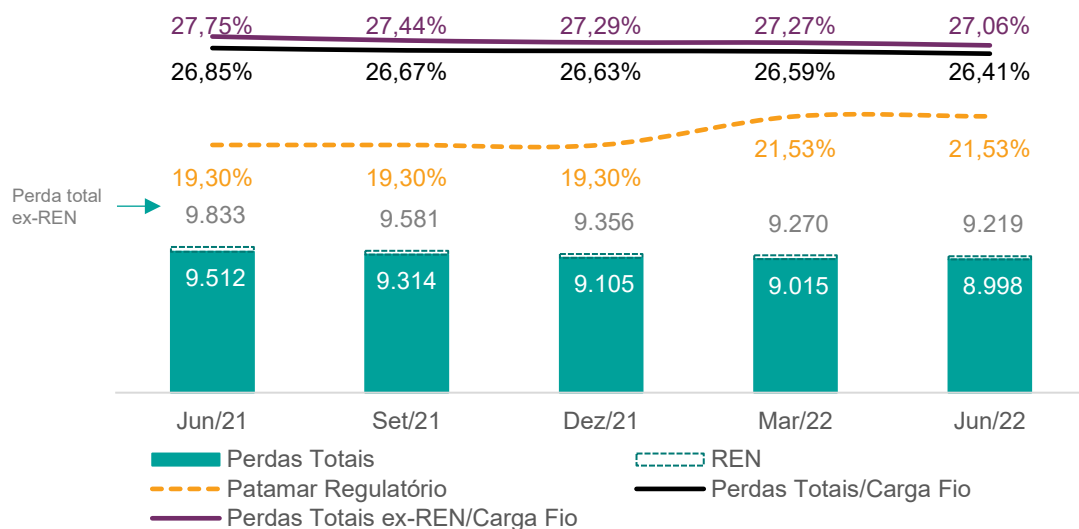
A Companhia encerrou o mês de junho/22 com 4,88 p.p. acima do percentual de repasse regulatório na tarifa, de 21,53%, conforme

parâmetros definidos pela ANEEL na Revisão Tarifária (RTP) de março/22.

Quando observamos o indicador **perda não-técnica/mercado de referência³ (12 meses)**, podemos verificar um **aumento de 0,56 p.p.** na comparação com o 1T22 (54,63% vs. 54,07%).

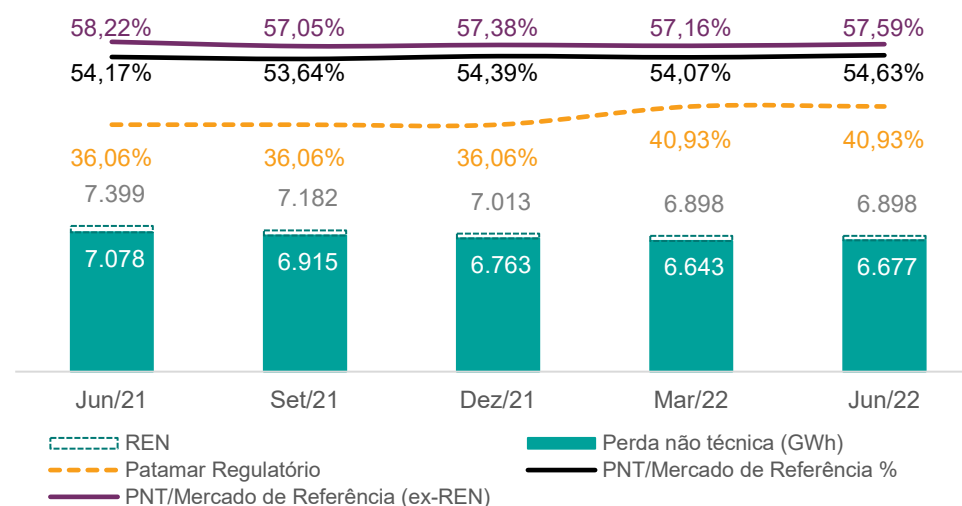
Essa variação ocorreu principalmente em função do aumento da perda não-técnica em 35 GWh e da redução do Mercado de Baixa Tensão (BT) em 61 GWh. A redução do Mercado de BT pode ser associada principalmente ao impacto no 2T22 de 39 GWh da energia não faturada,

| 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).

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

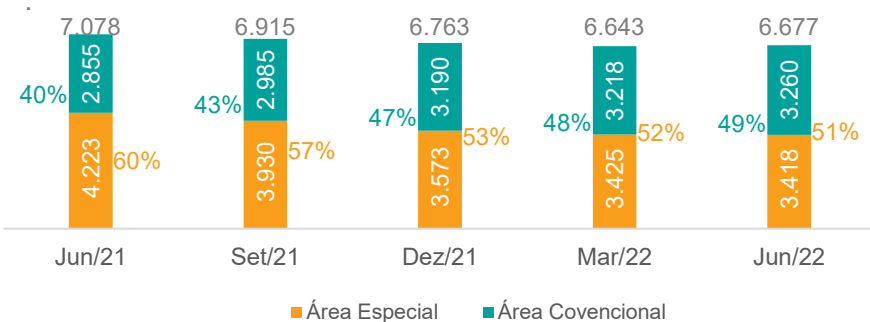


que é a energia que circulou dentro do mês, mas por conta do calendário de faturamento, só será faturada posteriormente.

Em relação ao aumento das Perdas não-técnicas, temos a influência de um 2T22 mais quente em relação ao 2T21 (+0,4°C) que, isoladamente, representaria um impacto de 0,78 p.p. no indicador em relação ao realizado no 1T22. Porém, com as ações do Plano de Combate às Perdas, esse valor foi 0,22 p.p. mais baixo.

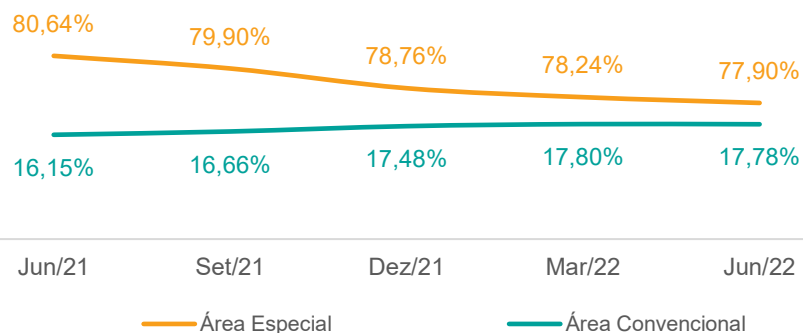
| Perda não-técnica [GWh] |

12 meses



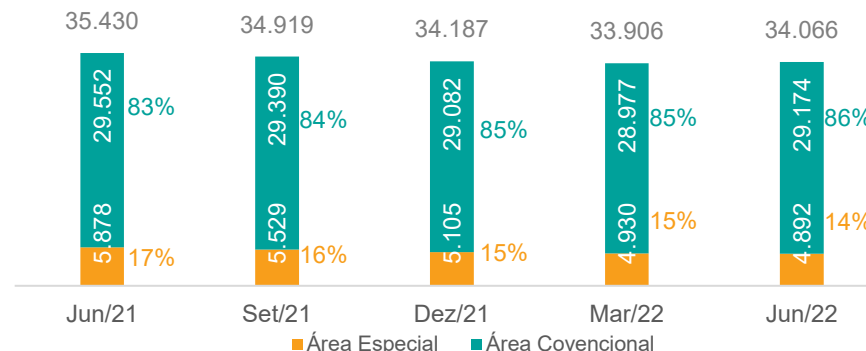
| Perdas Totais / Carga Fio |

12 meses



| Carga Fio [GWh] |

12 meses



Analisando o comportamento das perdas em Área Convencional (ATC) e Área Especial (ATE), observa-se que após as variações ocorridas em trimestres anteriores, devido a ações de atualização cadastral e revisão do mapeamento dos polígonos da ATE no 1T21, o indicador retomou à sua estabilidade nos trimestres de 2022.

O crescimento das perdas na Área Convencional de 42 GWh pode ser atribuído à influência da energia não faturada, que no 2T22 foi responsável por um aumento de 39 GWh. No entanto, quando observamos os valores relativos à carga fio, as perdas das Áreas Convencionais reduziram 0,02 p.p. em relação ao 1T22, atingindo 17,78% no 2T22.

A **Incorporação de Energia (IEN)** no 2T22 (130,5 GWh) foi 16 GWh menor em relação ao 1T22, porém 7 GWh maior do que a realizada no mesmo período de 2021, refletindo uma maior eficiência nas ações de combates às perdas.

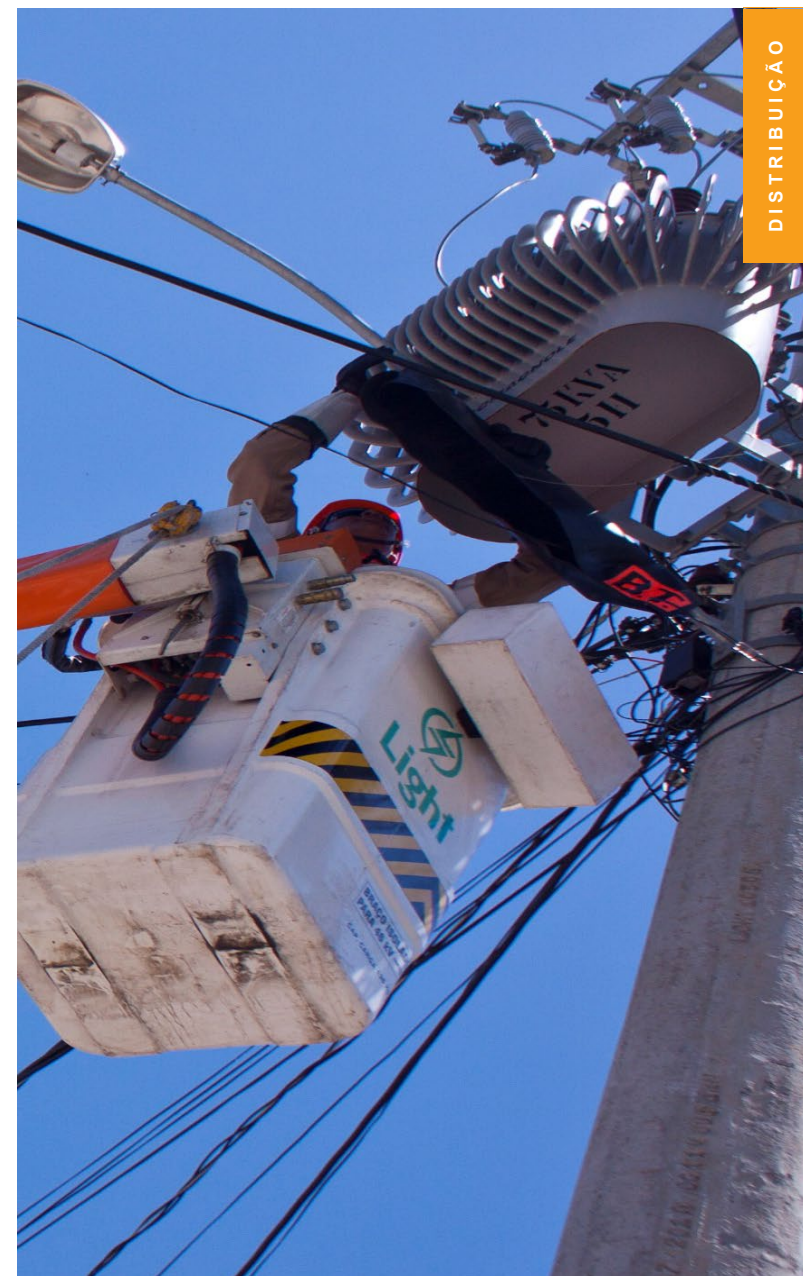
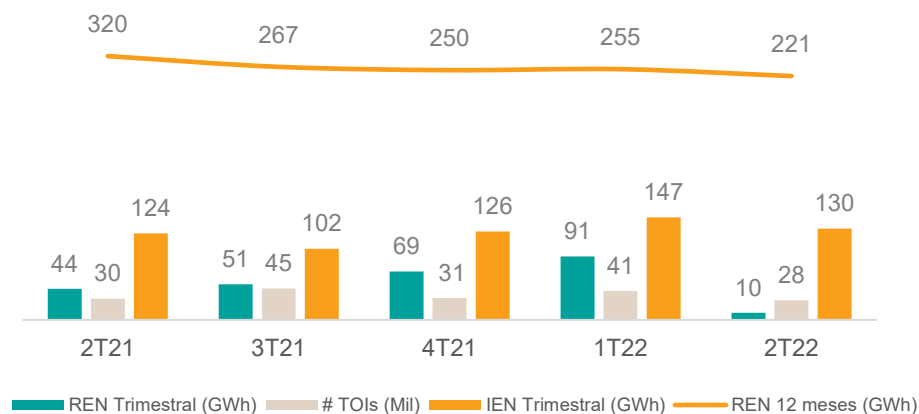
Na comparação com o trimestre anterior, a redução se deve principalmente ao fato do 2T22 ter apresentado uma temperatura média realizada bem inferior ao 1T22 (27,4°C vs. 23,7°C).

Em decorrência da menor temperatura no 2T22, o consumo e o faturamento dos clientes diminuem, reduzindo a incorporação de energia. No 1T22, a maior temperatura contribuiu para maior nível de consumo entre os clientes incorporados, com efeitos positivos no indicador.

A **Recuperação de Energia (REN, 12 meses)** apresentou redução de 13,3% no trimestre em relação ao 1T22, atingindo 221 GWh.

Esse resultado mostra uma estabilidade no indicador, reforçando a estratégia da empresa 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**.

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



Arrecadação

A **arrecadação total** (12 meses) em junho/22 alcançou **96,8%, 0,7 p.p. abaixo de março/22** (97,5%) e **1,1 p.p. abaixo do observado em junho/21** (97,9%), já considerando a metodologia de apuração do índice de arrecadação⁴ em vigor desde janeiro/22.

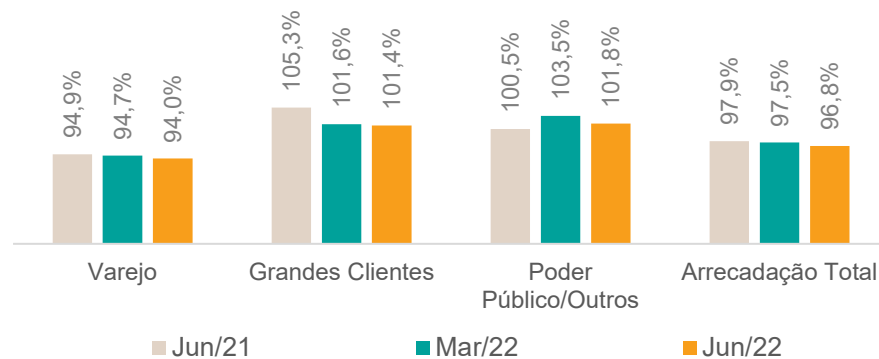
Diante deste cenário, a Companhia manteve a estratégia de intensificar a disciplina na cobrança com o **foco em ações administrativas e tecnológicas**.

Dentre elas, destacamos: envio de SMS, e-mail e WhatsApp de negativações, protestos e telecobrança; além da opção de pagamento e negociação através do cartão de crédito.

Também foram adotadas medidas mais efetivas no combate à inadimplência, por meio da ampliação das equipes de corte.

| Taxa de arrecadação por segmento |

12 meses [considera parcelas vencidas de REN]



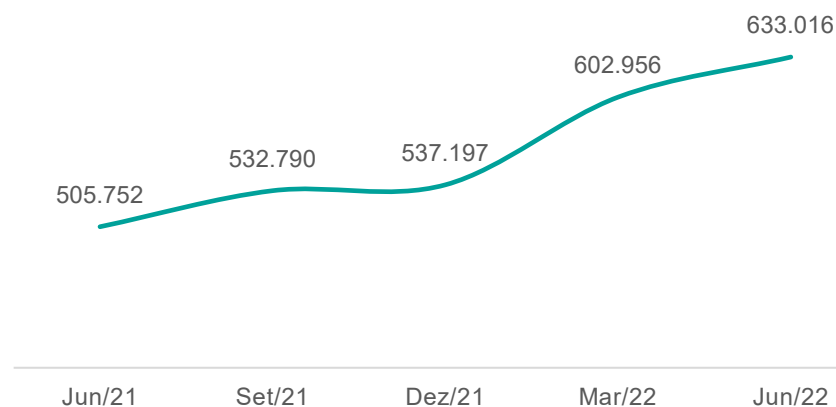
⁴ A partir de janeiro/22, o índice de arrecadação passou a considerar o faturamento do mês anterior (M-1) e a arrecadação do mês corrente (M), dado que grande parte da arrecadação da

O resultado verificado no 2T22 decorreu da **menor arrecadação** principalmente no segmento de **Varejo**.

A variação do segmento de Varejo se deve principalmente ao **aumento da base de clientes de baixa renda**, que normalmente apresentam maior inadimplência apesar do repasse da subvenção.

Adicionalmente às ações administrativas previamente comentadas, a Companhia também tem atuado em iniciativas de **conscientização de consumo racional** voltadas para esse público.

| Evolução de clientes Baixa Renda |



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

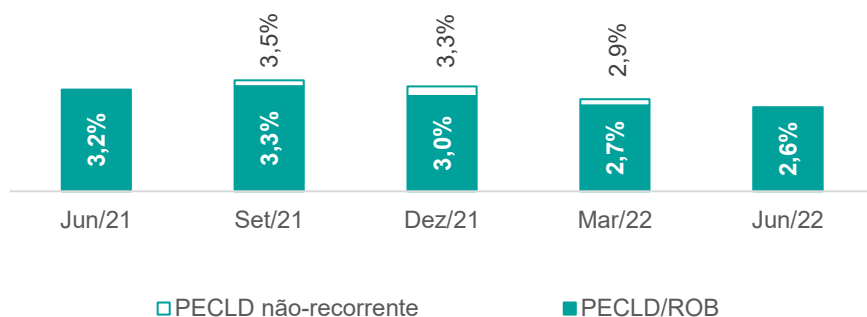
O indicador **PECLD sobre Receita Operacional Bruta (12 meses)** encerrado em junho/22 foi de **2,6%**, abaixo do observado em março/22.

A **PECLD do trimestre foi de R\$67,3 milhões**, 44,8% abaixo da registrada no 2T21⁵, no valor de R\$121,9 milhões. Sistemáticamente, nos últimos trimestres, o indicador tem apresentado evolução positiva.

No 2T22, foi revertida a PECLD referente ao contas a receber de um cliente em processo de recuperação judicial, no valor de R\$40,5 milhões, dada a reavaliação da recuperabilidade desse crédito. Excluindo esse efeito, a **PECLD do trimestre teria sido de R\$107,8 milhões – uma redução de 11,6%**.

| 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 – DECI** (12 meses) no 2T22 foi de **6,13 horas**, um aumento de 2,0% (+0,12 horas) se comparado a março/22 (6,01 horas). Essa variação é resultado da maior ocorrência de eventos atmosféricos durante o período atual em comparação com o ano anterior.

A **Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora – FECi** (12 meses) no 2T22 foi de **3,23x**, ou 0,6% menor (-0,02x) se comparado a março/22 (3,25x).

Conforme observado anteriormente, apesar da maior ocorrência de eventos atmosféricos, acabamos registrando mais interrupções não programadas, porém com menor quantidade de clientes interrompidos, o que justifica a melhora do FECi a despeito do maior DECI.

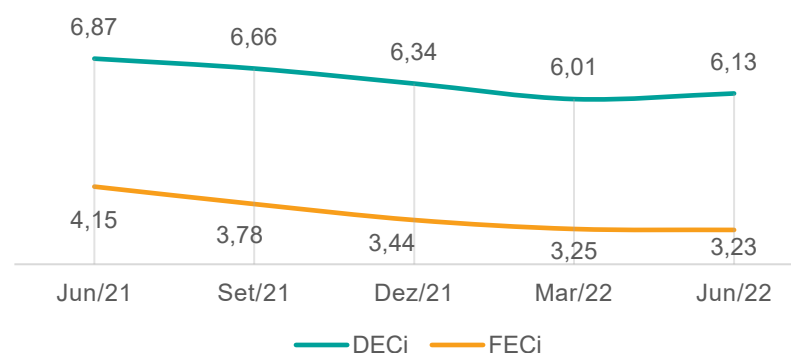
No 2T22, tanto o DECI quanto o FECi seguiram performando abaixo dos limites estabelecidos pela ANEEL no contrato de concessão.

O indicador DECI encerrou o trimestre em 2,57 horas (-29,5%) abaixo

do limite de 8,70 horas e o FECi em 2,17x (-40,2%) 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 junho de 2022) da Aneel. Distribuidoras com mais de 1 milhão de clientes.*

Desempenho Financeiro

O **EBITDA Ajustado da Distribuidora**, no 2T22 foi de **R\$432,4 milhões**, sendo 100,9% maior do que o registrado no 2T21 (R\$215,2 milhões). **Excluindo o efeito do VNR**, o EBITDA Ajustado teria sido de **R\$371,9 milhões** no período, versus R\$98,8 milhões no 2T21.

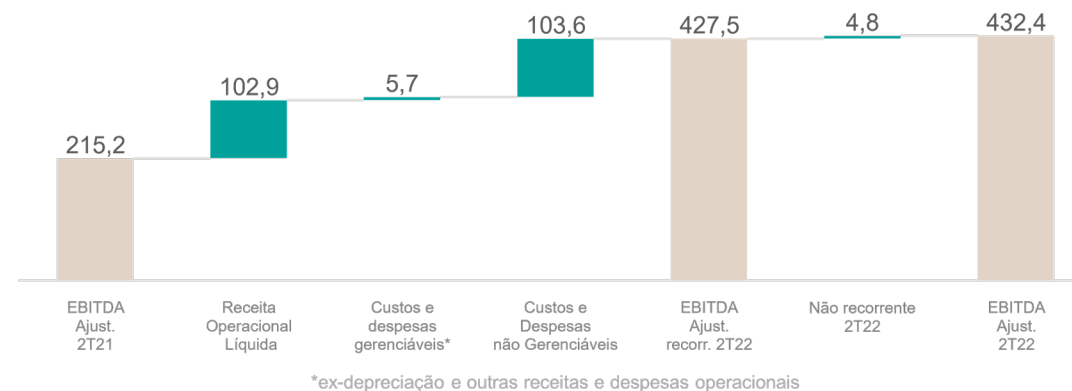
No acumulado do ano, o EBITDA Ajustado totalizou **R\$ 765,1 milhões**, aumento de 85,3% na comparação com o 1S21 (R\$ 412,8 milhões).

O **crescimento de R\$217,2 milhões** foi devido, principalmente, à **vigência da nova tarifa** a partir do **Processo de Revisão Tarifária Periódica ocorrido em março/22** e à **maior eficiência operacional** com redução do PMS.

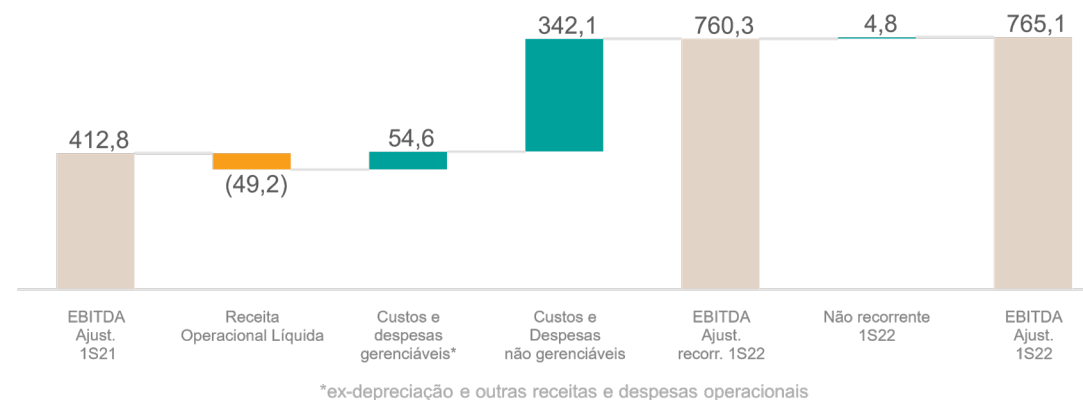
No 2T22, conforme detalhado a seguir, ocorreram **efeitos não-recorrentes** tais como o reconhecimento da provisão de natureza fiscal (-R\$35,7 milhões) e da reversão da PECLD referente ao contas a receber de um cliente em processo de recuperação judicial (+R\$40,5 milhões).

Desconsiderando esses efeitos, o **EBITDA Ajustado Recorrente** do 2T22 totalizou **R\$427,5 milhões**.

| EBITDA Ajustado | 2T22 / 2T21 - R\$MM

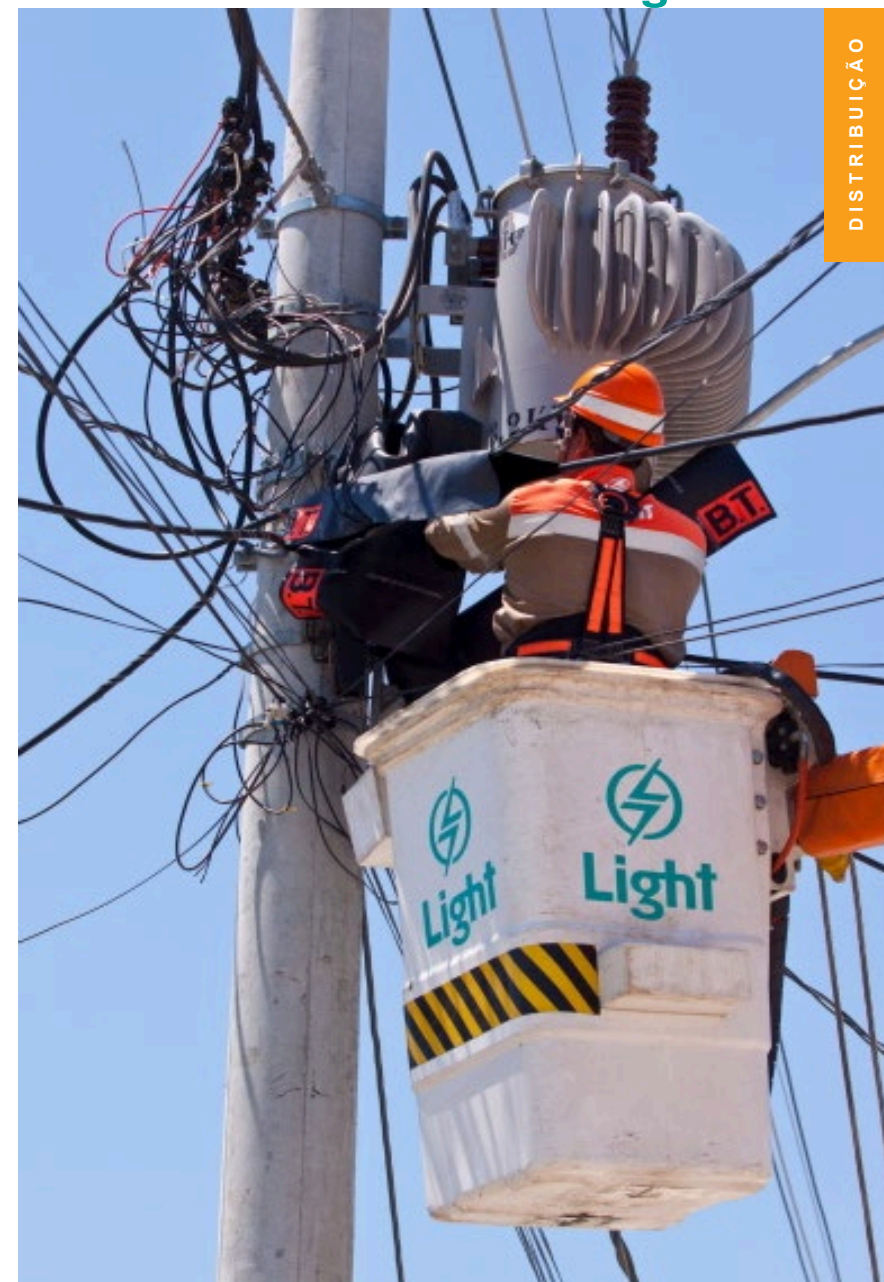


| EBITDA Ajustado | 1S22 / 1S21 - R\$MM



A **receita operacional líquida** no 2T22, excluindo-se a receita de construção, foi de **R\$2.835,5 milhões, 3,8% acima** da registrada no 2T21, com os seguintes destaques:

- A **receita de clientes cativos e livres** aumentou R\$252 milhões (+9,9%) em relação ao 2T21 devido aos efeitos da Revisão Tarifária Periódica de março/22 e ao maior consumo de clientes livres.
- Aumento de R\$32,1 milhões em **Outras Receitas** decorrente da regularização do faturamento de uso da infraestrutura.
- Redução de R\$29,3 milhões na **energia não-faturada**, como efeito das menores temperaturas verificadas no mês de junho/22.
- Redução de R\$56,0 milhões no **Valor Justo do Ativo Indenizável da Concessão (VNR)**.
- **Variação negativa de CVA** de R\$143,1 milhões na comparação com o 2T21, devido à melhoria das condições hidrológicas e consequente redução das despesas com contratos por disponibilidade, risco hidrológico e encargos de serviço de sistema (ESS).



No 2T22, os **custos/despesas gerenciáveis** (sem depreciação e amortização e outras receitas/despesas operacionais) **totalizaram R\$333,6 milhões, 3,1% abaixo do registrado no 2T21 (R\$344,2 milhões).**

Essa variação se deve, principalmente, a **maior eficiência de PMS** e ao **menor registro de PECLD no 2T22** em comparação com o 2T21.

A rubrica **PMS** (Pessoal, Material e Serviços) registrou **queda de 14,9% (R\$11,2 milhões)** em comparação ao 2T21.

Essa redução está relacionada à reorientação de atividades de campo para aquelas mais intensivas em CAPEX, além da maior capitalização de Serviços, possibilitada pelo aumento dos investimentos.

As **provisões para contingências** encerraram o 2T22 em **R\$112,6 milhões** apresentando um **aumento de R\$60,4 milhões (116%) em relação ao 2T21.**

Essa variação é explicada pelo aumento da provisão Cível em R\$15,1 milhões e, também, pelo reconhecimento de provisão fiscal não-recorrente no valor de R\$35,7 milhões.

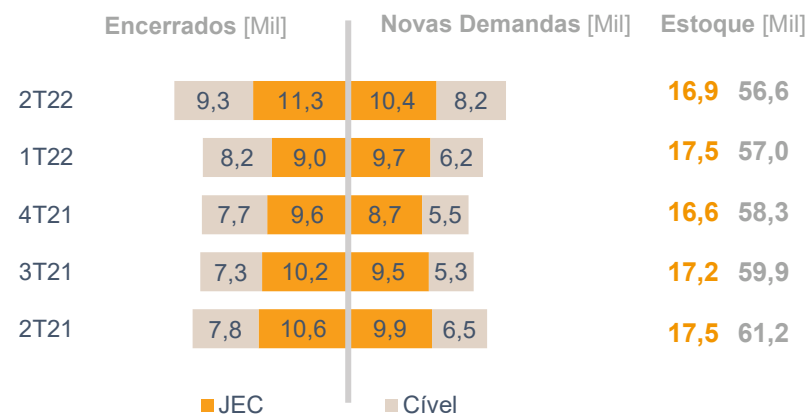
Excluindo esse efeito não-recorrente, as provisões para contingências no 2T22 **teriam totalizado R\$77,0 milhões**, levando a uma variação de R\$24,8 milhões em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior.

| Judicialização – Estoque JEC e Cíveis [Mil] |

Provisão para Contingências [R\$ milhões]	2T22	2T21	Var. 2T22/2T21
JEC	-23,4	-24,7	-5%
Cível	-46,4	-31,3	48%
Trabalhista/ Fiscal/ Regulatório	-39,4	3,8	-
Outros	-3,3	-0,1	6.302%
Total	-112,6	-52,2	116%
Total sem não-recorrentes	-77,0	-52,2	48%

Com relação à provisão de natureza fiscal, em junho/22, ocorreu desfecho desfavorável à Companhia na ação referente à apuração de tributos federais incidentes sobre lucro em controladas constituídas no exterior, sendo o valor total da causa de R\$103,5 milhões (R\$35,7 milhões lançados em provisões para contingências e R\$67,9 milhões reconhecidos como despesa financeira).

Sobre a provisão Cível, a variação ocorreu por conta da movimentação do estoque de processos.



Os **custos e despesas não gerenciáveis** no 2T22 foram de **R\$2.069,5 milhões, R\$103,6 milhões abaixo** do registrado no mesmo período do ano anterior.

Essa variação decorre, principalmente, da redução dos custos com **encargos e transmissão** (R\$54,1 milhões) e das **despesas com a CCEE** (R\$64,8 milhões), parcialmente compensados pelo aumento dos custos dos **contratos de compra de energia** (-R\$25,2 milhões).

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

- Redução do custo dos **Riscos Hidrológicos**, por conta da expressiva queda do PLD e pelo aumento do GSF (R\$226,7 milhões).
- Menor **Encargo de Serviço de Sistema** (ESS) (R\$80,2 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**, devido ao menor PLD aliado ao menor volume de energia contratada, parcialmente compensada pela redução da **exposição entre submercados** (R\$167,9 milhões).
- Aumento nos **encargos de energia de reserva** (R\$71,6 milhões) devido, em parte, à inclusão das usinas do Procedimento Competitivo Simplificado.

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

- Menor despesa de **contratos por disponibilidade**, devido ao menor acionamento de usinas térmicas (R\$122,3 milhões).
- Redução dos pagamentos referentes à **UHE Itaipu** com a queda na taxa de câmbio (R\$49,7 milhões).
- **Recuperação de crédito do ICMS** decorrente da compra de energia dos CCEARs por disponibilidade (R\$22,3 milhões).

As reduções de custos observadas no trimestre acabaram sendo ofuscadas pelo maior custo com a **UTE Norte Fluminense** (R\$147,5 milhões), decorrente do reajuste anual ocorrido em novembro/21, que foi pressionado pelo maior IGP-M, inflação norte-americana e elevação do preço do gás no mercado internacional.

Também contribuíram para esse efeito os **reajustes tarifários** nos contratos com nucleares (R\$20,8 milhões), CCEARs por quantidade (R\$19,4 milhões) e Proinfa (R\$17 milhões).

O **resultado financeiro no 2T22 foi de -R\$515,1 milhões**, comparado com -R\$176,5 milhões no 2T21, uma variação negativa de R\$338,7 milhões.

Essa variação se deve, principalmente, à perda com a marcação a mercado das operações de *swap* das dívidas em moeda estrangeira em virtude do **aumento da curva futura do CDI** (-R\$119,6 milhões).

Também contribuíram para esse efeito o aumento dos **encargos de dívida** (-R\$107,8 milhões) e da **variação monetária** (-R\$52,1 milhões), devido ao maior volume da dívida em moeda nacional e ao aumento das taxas de juros e do IPC-A.

Os contratos de *swap* foram impactados negativamente em virtude do aumento do CDI e da curva futura dos juros, embora os efeitos da variação cambial sejam **integralmente compensados** nas rubricas de *swap*.

Além disso, no 2T22, ocorreram **efeitos não-recorrentes** de atualização do saldo das provisões para contingências de natureza fiscal (-R\$67,9 milhões) e da despesa financeira pela reversão da PECLD referente ao contas a receber de um cliente em processo de recuperação judicial (-R\$5,5 milhões).

Desconsiderando esses efeitos, o resultado financeiro no 2T22 teria sido negativo em R\$441,7 milhões.

Resultado Financeiro [R\$ MM]	2T22	2T21	Var. 2T22/2T21	1S22	1S21	Var. 1S22/1S21
Receitas Financeiras	165,4	44,7	269,9%	257,0	212,5	20,9%
Despesas Financeiras	(680,5)	(221,2)	207,7%	(1.183,7)	(618,5)	91,4%
Total	(515,1)	(176,5)	191,9%	(926,7)	(406,0)	128,3%
Efeitos não-recorrentes	73,4	0,0	-	73,4	0,0	-
Total sem efeitos não-recorrentes	(441,7)	(176,5)	150,3%	(853,3)	(406,0)	110,2%

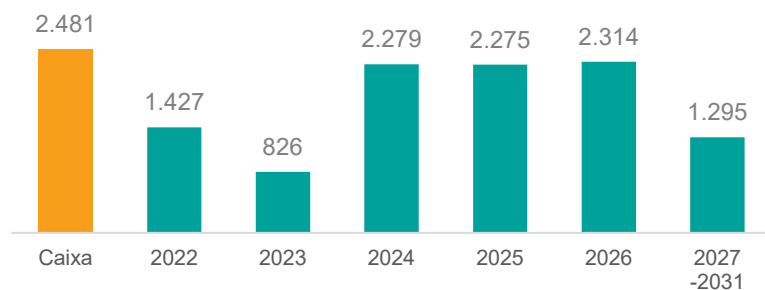
A Distribuidora obteve **prejuízo de R\$168,5 milhões** no 2T22, contra resultado negativo de R\$76,5 milhões reportado no 2T21.

No acumulado semestral, o prejuízo foi de R\$305,7 milhões, redução de R\$128,6 milhões em comparação ao 1S21.

Desconsiderando os efeitos não-recorrentes do período que impactaram o EBITDA Ajustado e o resultado financeiro, conforme explicado anteriormente, **o resultado recorrente da Distribuidora** teria sido de **R\$99,9 milhões** negativos no 2T22.

| Amortização [R\$MM] |

Prazo médio: 3,0 anos



| Indexadores de dívida |



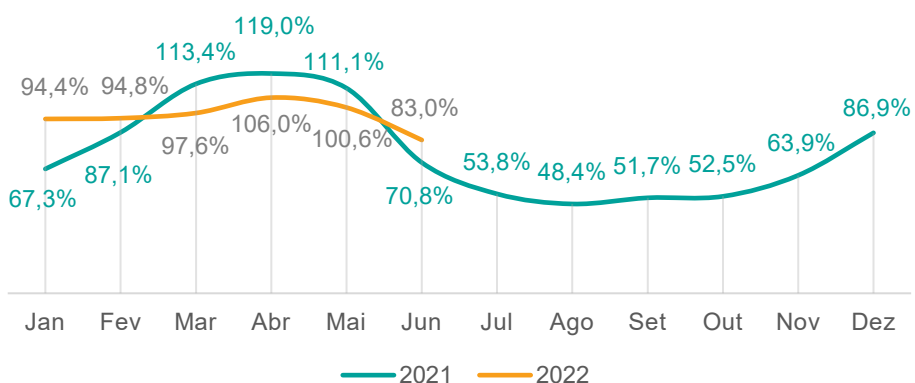
Geração

Light Energia S.A.

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

Seguindo a tendência do primeiro trimestre, no 2T22 observamos que o bom volume de chuvas, contribuiu para a elevação dos níveis dos reservatórios do país em todos os submercados, o que **reduziu o custo marginal de operação** e, conseqüentemente, **a pressão do GSF** que incide diretamente sobre os geradores.

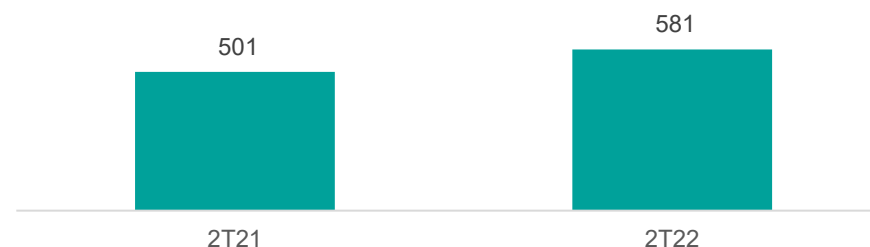
| GSF - Generation Scaling Factor |



Devido à nova regra de sazonalização da energia e visando à manutenção do resultado da Light Energia, **alocamos a Garantia Física prioritariamente no segundo semestre do ano**, respeitando os limites definidos pela nova regra. Os atuais limites se baseiam na geração histórica do MRE para cada mês do ano.

Com efeito da nova regra de sazonalização, e mesmo com o deslocamento da alocação de energia para o 2S22, a Light Energia está com **mais energia alocada no 2T22** quando comparado aos 2T21, conforme a figura abaixo.

| Garantia Física MWm |



Por sua vez, a **sazonalização é um importante vetor de gestão do portfólio de energia de um gerador**, pois permite alocar uma maior quantidade de energia nos meses em que se estima haver maior risco de mercado devido às **incertezas do cenário hidrológico**.

Considerando o cenário hidrológico verificado no 1S22, conforme tabela abaixo, observamos um **saldo positivo na venda de energia do balanço comercial da Geradora no 2T22** comparado ao 2T21.

Compra e Venda de Energia (MWm)*	2T22	2T21	Var. 2T22/2T21
Venda Total (ACL + Spot)	471,4	424,9	10,9%
ACL	414,1	415,3	-0,3%
Spot (CCEE)	57,3	9,6	497,7%
Compra (ACL + Spot)	8,5	16,5	-48,7%
ACL	8	15	-43,8%
Spot (CCEE)	-	1,4	-
Diferença Venda e Compra Spot (CCEE)	57,3	8,1	604,0%

A **menor venda de energia no ACL** se deve exclusivamente à sazonalização dos contratos que, conforme já explicado, resultou numa alocação de energia no 2T22 menor em comparação ao 2T21.

Já a **liquidação da energia no mercado de curto prazo (spot)** se deve ao maior volume de energia alocada no primeiro semestre devido à sazonalização da Garantia Física em comparação ao mesmo período do ano anterior.



Desempenho Financeiro

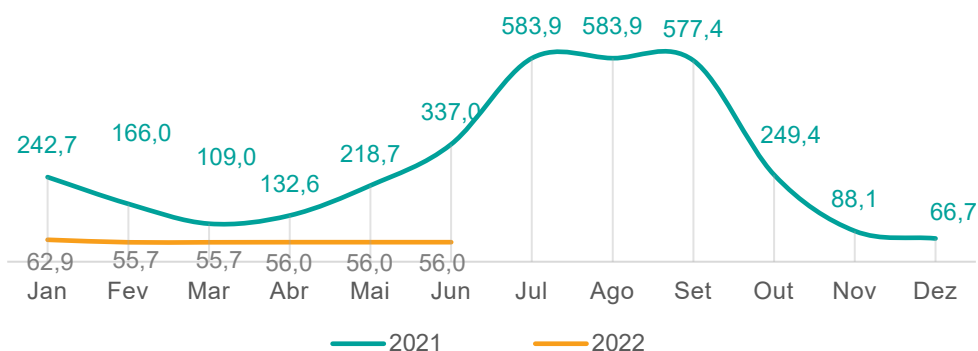
No 2T22, a Geradora apresentou **aumento de R\$13,3 milhões (8,0%) na receita operacional líquida** em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior devido, principalmente, ao reajuste dos **preços dos contratos de longo prazo no ACL** (indexados ao IPC-A).

No mercado Spot, o maior volume de energia verificado foi consequência da **sazonalização da Garantia Física**, que atingiu 581MWh no 2T22 (vs. 501 MWh no 2T21).

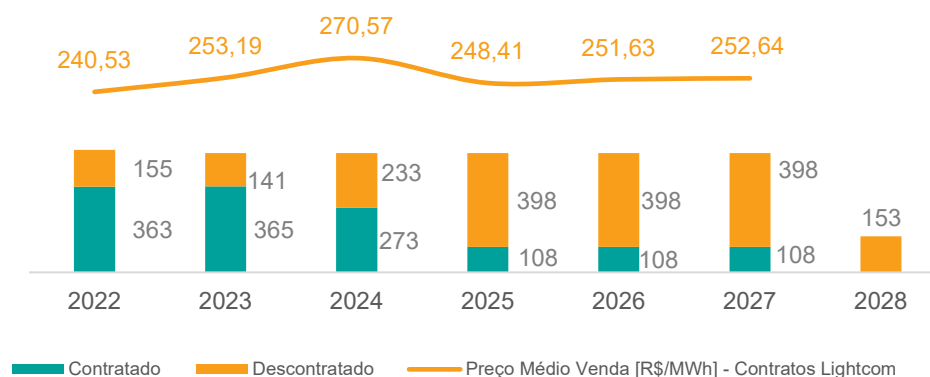
No entanto, **a receita no período foi afetada negativamente pela queda de 75,6% do PLD na comparação com o 2T21**, variando de R\$ 229,44/MWh para R\$ 56,00/MWh.



| PLD Médio Mensal SE/CO [R\$/MWh] |



| Volume Contratado de Energia [MWh] |



Os **custos e despesas operacionais** (sem depreciação e amortização e outras receitas/despesas operacionais) encerraram o **2T22 em R\$29,0 milhões vs. R\$26,9 milhões** registrados no 2T21, apresentando **variação de 7,8%** decorrente do aumento do PMSO.

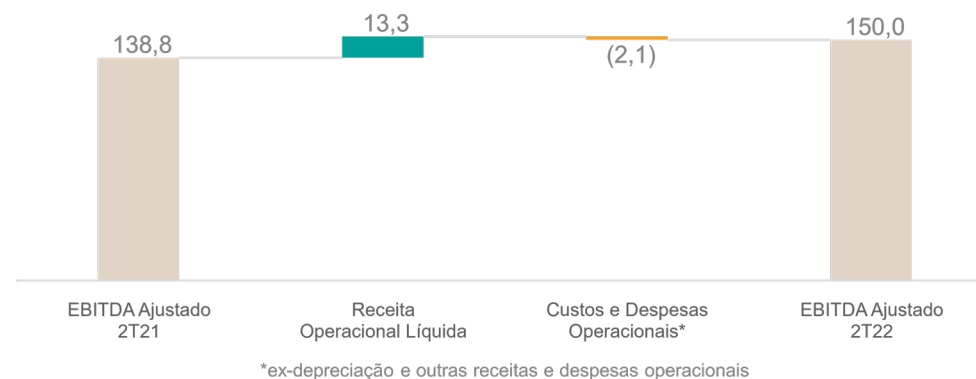
As **despesas com PMSO aumentaram R\$1,7 milhões (17,4%) no 2T22** em comparação com o mesmo trimestre do ano anterior, sendo as principais variações observadas nas linhas de Outros (R\$1,1 milhão) e Pessoal (R\$1,0 milhão).

O **EBITDA Ajustado** foi de **R\$150,0 milhões** no 2T22, representando um aumento de R\$11,2 milhões em relação ao 2T21.

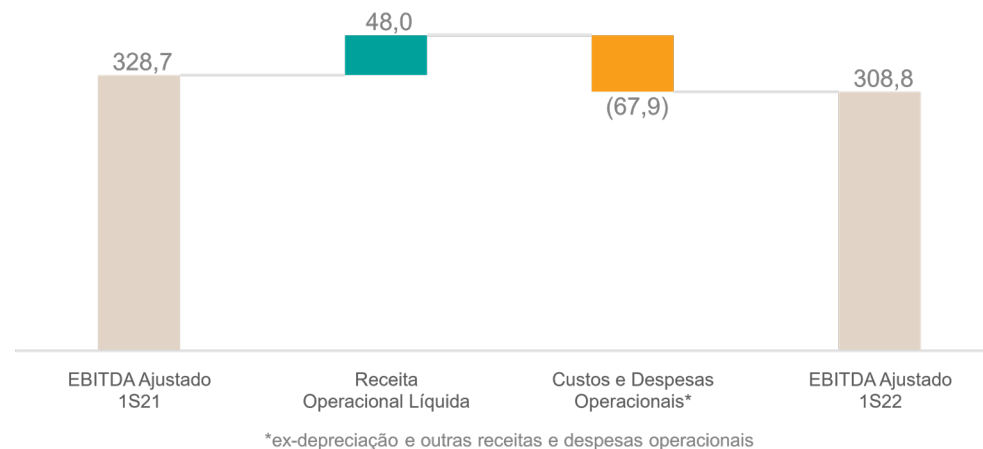
Já no acumulado do semestre, o EBITDA Ajustado foi de R\$308,8 milhões no 1S22 *versus* R\$328,7 milhões no 1S21, uma redução de 6,1%.

A **depreciação/amortização** aumentou R\$14,3 milhões em comparação com o ano anterior em consequência do **reconhecimento do ativo intangível do GSF no 4T20**, com efeitos a partir de setembro/21.

| EBITDA ajustado | 2T22 / 2T21 - R\$MM



| EBITDA ajustado | 1S22 / 1S21 - R\$MM



No 2T22, o **resultado financeiro** foi negativo em R\$94,2 milhões, representando uma redução de R\$49,4 milhões quando comparado ao 2T21. As principais variações foram:

- Operações de *swap* e variação cambial (-R\$57,2 milhões) em razão de **perda com a marcação a mercado das operações de swap**, por conta do aumento da curva futura do CDI.
- **Aumento dos encargos de dívida** (-R\$17,7 milhões) devido ao aumento das taxas de juros e do IPC-A (vinculado a contrato de swap para CDI).
- Maior remuneração de aplicações financeiras (R\$24,0 milhões), devido **ao maior volume de caixa e incremento de rentabilidade**.

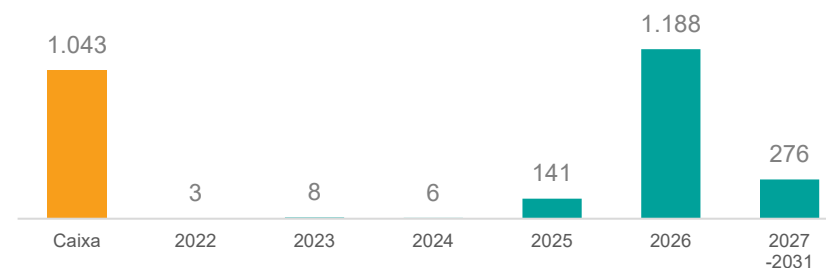
A Light Energia obteve um **lucro líquido de R\$22,4 milhões no 2T22** frente a um lucro de R\$55,1 milhões no 2T21. No período, foram reconhecidos **R\$3,5 milhões por conta de ganho com a venda da participação** da Light Energia na sua controlada Guanhães Energia S.A.

Excluindo esse efeito não recorrente, o lucro líquido da Geradora teria sido de R\$18,9 milhões.

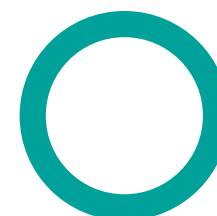
Resultado Financeiro [R\$ MM]	2T22	2T21	Var. 2T22/2T21	1S22	1S21	Var. 1S22/1S21
Receitas Financeiras	43,4	156,8	(72,3%)	92,1	57,6	59,9%
Despesas Financeiras	(137,6)	(201,6)	(31,7%)	(284,2)	(219,0)	29,8%
Total	(94,2)	(44,8)	110,3%	(192,1)	(161,3)	19,1%

| Amortização [R\$MM] |

prazo médio: 4,2 anos



| Indexadores de dívida |



CDI
100%

Comercialização

Lightcom Comercializadora S.A.

Desempenho Operacional e Financeiro

O **volume comercializado** no 2T22 foi de 527 MWm, representando uma redução de 12,0% em relação ao 2T21 (599 MWm).

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, além do **fim da vigência de contratos de longo prazo** com agentes do mercado (geradores e comercializadores).

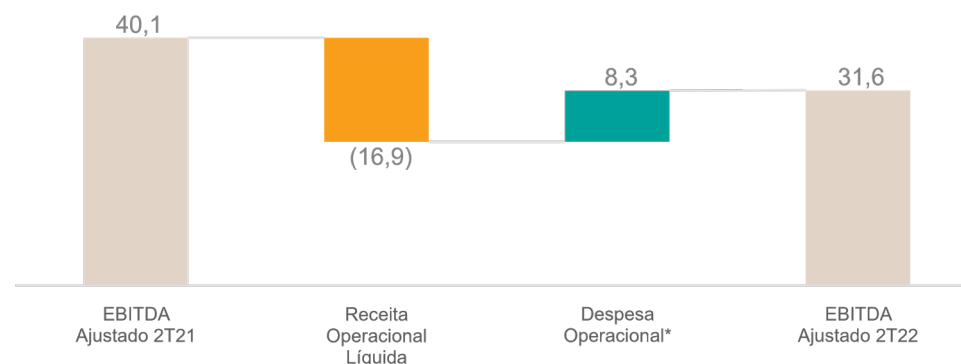
O **preço médio de venda** (líquido de tributos) nesse período foi de R\$226,8/MWh, representando um incremento de 6,7% em relação ao praticado no 2T21 (R\$212,6/MWh).

A Comercializadora registrou um **EBITDA Ajustado** de **R\$31,6 milhões** no 2T22 contra um EBITDA Ajustado de R\$40,1 milhões no 2T21. Já no acumulado do ano, o EBITDA Ajustado foi de R\$67,3 milhões no 1S22 vs. R\$77,6 milhões no 1S21, uma redução de 13,4%.

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

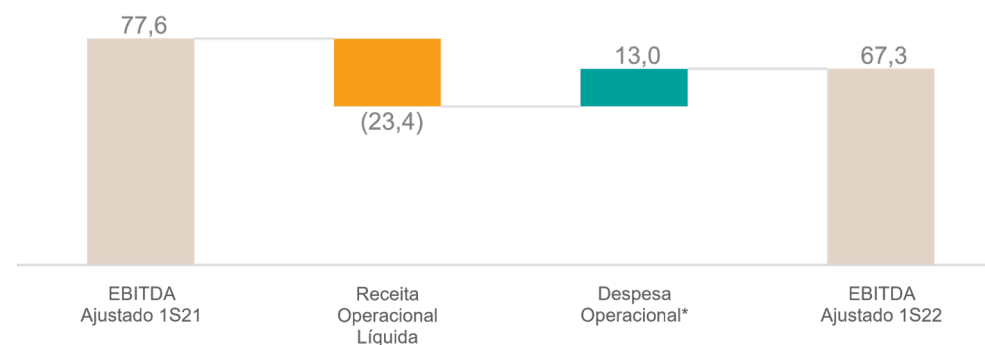
O **resultado financeiro** da Lightcom apresentou uma variação positiva de R\$6,7 milhões na comparação com o 2T21, explicada pelo maior volume de caixa e maior retorno das aplicações financeiras no período.

EBITDA Ajustado | 2T21 / 2T22 - R\$MM



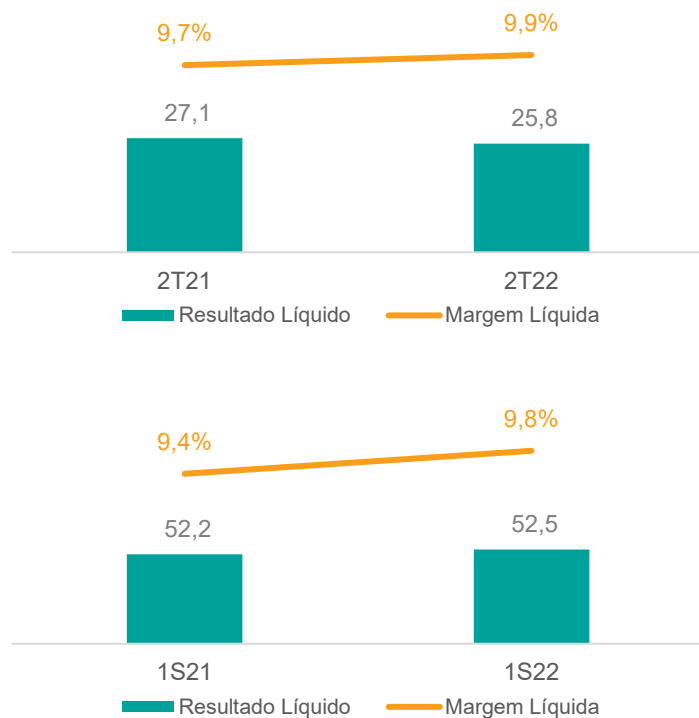
*ex-depreciação e outras receitas e despesas operacionais

EBITDA Ajustado | 1S22 / 1S21 - R\$MM



*ex-depreciação e outras receitas e despesas operacionais

O **lucro líquido foi de R\$25,8 milhões**, R\$1,3 milhão inferior ao 2T21. Já no acumulado semestral observamos um leve aumento de R\$0,3 milhões em relação ao 1S21.



Questões ambientais, sociais e de governança [ESG]

Desempenho no Trimestre

No 2T22, realizamos a divulgação do nosso Relatório Anual Integrado de Sustentabilidade 2021, no site de RI e nas redes sociais da Light.

O relatório foi elaborado de acordo com as melhores práticas de reporte ESG: Diretrizes da *Global Reporting Initiative* (GRI), na versão GRI Standards e opção de adesão Abrangente; Estrutura Internacional para Relato Integrado; e, métricas do *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB) para distribuidores e geradores de energia.

Além disso, o MSCI Analytics divulgou nova avaliação da Light, em que aumentamos nossa nota de 6,1 para 6,8, mantendo a classificação A e nos aproximando do rating AA. A nova avaliação apontou melhora da Companhia nos módulos relacionados à Governança e Estresse hídrico.

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.



Qualidade do serviço e Eficiência operacional

No 2T22, a Light alcançou excelentes resultados operacionais, detalhados na seção “Qualidade Operacional”, tendo sido considerada a melhor distribuidora do país em termos de FECi e a 3ª melhor no DECI



Relacionamento com as comunidades

Os investimentos realizados nas comunidades no 2T22 totalizaram R\$ 2,4 milhões, 237% superior ao realizado no 2T21, devido ao início de novos projetos de combate às perdas, como o projeto “Energia Criativa”, que conscientiza as comunidades sobre o consumo responsável de energia.

Além disso, como parte do Plano de Combate às Perdas, ocorreu um aumento de projetos de eficiência energética da Companhia com o foco nas Comunidades.



Saúde e segurança

No 2T22, houve uma redução de 39,2% na taxa de frequência de acidentes. Esse resultado é fruto do aumento das inspeções de segurança, realização de ações de sensibilização e fiscalização, bem como a intensificação das ações de prevenção.

Com relação à taxa de gravidade, apesar da redução na quantidade dos acidentes, observamos um maior número de eventos com afastamentos superiores a 15 dias, levando ao aumento no indicador no 2T22 em relação ao 2T21. Por isso, temos intensificado a comunicação interna voltada para ações de sensibilização e prevenção de acidentes, o que acarretou uma queda de 89% na taxa de gravidade quando considerado apenas o ano de 2022.

Gestão de pessoas

Fechamos o trimestre com o aumento de 0,7 p.p. na participação das mulheres na força de trabalho da Light, alinhado ao nosso Programa de Diversidade, Equidade e Inclusão (“Empodera”).

Solidez financeira e mercado de capitais

Mantivemos o compromisso com nossos acionistas e fortalecemos nosso acesso ao mercado de capitais. No trimestre, concluímos a 24ª emissão de debêntures da Light SESA, em série única, totalizando R\$ 1,3 bilhão, conforme detalhado na seção “Desempenho Financeiro”.

Melhora da experiência com o cliente

Em comparação com o 2T21, as reclamações totais apresentaram aumento de 18% no 2T22, o que levou a um aumento de 2,29 p.p. na taxa de reclamações por número de clientes.

Essa variação é decorrente, principalmente, do aumento de reclamações sobre variações de fatura, oriundas, em sua maioria, da revisão tarifária ocorrida em março/22.

A Light continua trabalhando para a evolução contínua dos canais digitais, por meio da melhoria nos procedimentos e processos de atendimento e da automatização de tarefas, relatórios e indicadores que permitem um acompanhamento mais assertivo da execução de serviços.

Como resultado, as consultas de clientes por meio da nossa Agência Virtual aumentaram 19% no 2T22 em relação ao 2T21, com o número de atendimentos pelo canal virtual do Whatsapp aumentando 318%.

Novos modelos de negócios

No trimestre, concluímos o edital de concorrência para fornecedores do projeto de construção da usina fotovoltaica flutuante no reservatório da Light Energia, na modalidade de Geração Distribuída (GD).

O edital será lançado em agosto/22 e o início da construção da usina está previsto para o segundo semestre de 2022. O 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

Pelo 5º trimestre consecutivo, o indicador de perdas totais apresentou melhoria, fechando o 2T22 com redução de 17 GWh, conforme detalhado na seção “Combate às Perdas”. Por outro lado, verificamos uma redução de 0,7 p.p. na arrecadação total (12 meses), conforme explicado na seção “Arrecadação”.

Inovação e tecnologia

No 2T22, houve um aumento de 7,2% nos investimentos destinados a P&D quando comparados ao 2T21, em função do volume de desembolsos para projetos em fase de desenvolvimento.

Mudanças climáticas

Um dos indicadores importantes apurados pela Light com relação a mudanças climáticas é o consumo interno de energia que, no trimestre, apresentou uma redução de 1.052 MWh (-3,6%) em relação ao mesmo

trimestre do ano anterior. Apesar dessa redução, a diminuição do número de colaboradores próprios da Light em 501 (- 9,2%) entre os trimestres impactou o indicador consumo de energia por empregado, que apresentou aumento de 6%.

A diminuição no consumo total foi devida à recontabilização de consumos retroativos no 2T21, que aumentou pontualmente o indicador nesse período, bem como a 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	2T22	2T21	Var. 2T22/2T21	1S22	1S21	Var. 1S22/1S21
Gestão de Pessoas						
Colaboradores próprios	5.001	5.502	-9,1%	5.001	5.502	-9,1%
Colaboradores terceirizados	8.587	7.536	13,9%	8.587	7.536	13,9%
% de mulheres na Light	19,2%	18,5%	0,7 p.p.	19,2%	18,5%	0,7 p.p.
% de mulheres em cargos de liderança	27,0%	27,1%	-0,1 p.p.	27,0%	27,1%	-0,1 p.p.
% de mulheres na Alta Administração	37,5%	33,3%	4,2 p.p.	37,5%	33,3%	4,2 p.p.
Média de horas de treinamento por empregado	4,5	4,6	-2,2%	9,8	9,1	7,7%
Taxa de Rotatividade	2,4%	2,2%	0,2 p.p.	2,4%	2,2%	0,2 p.p.
Saúde e Segurança						
Taxa de frequência de acidentes	1,41	2,32	-39,2%	1,80	3,12	-42,3%
Taxa de gravidade de acidentes	87	75	16,0%	53	480	-89,0%
Aprimoramento da Experiência com o Cliente						
Reclamações por total de clientes	12,03%	10,72%	1,31 p.p.	24,54%	25,87%	-1,33 p.p.
Relacionamento com Comunidades						
Investimentos em Comunidades (recursos PEE) (R\$ MM)	2,41	0,71	236,8%	4,80	2,35	104,4%
Mudanças Climáticas						
Consumo de energia elétrica por empregado (MWh)	5,61	5,29	6,0%	11,37	10,97	3,7%
Inovação e Tecnologia						
Investimento em P&D (R\$ MM)	7,23	6,74	7,2%	12,09	12,70	-4,8%

ANEXO I – Conciliação EBITDA e EBITDA Ajustado

EBITDA CVM (R\$ MM)	Light Consolidado			Light SESA			Light Energia			Lightcom		
	2T22	2T21	Var. 2T22/2T21	2T22	2T21	Var. 2T22/2T21	2T22	2T21	Var. 2T22/2T21	2T22	2T21	Var. 2T22/2T21
Lucro/Prejuízo Líquido (A)	(80,0)	3,2	-	(168,5)	(76,5)	120,3%	22,4	55,1	-59,3%	25,8	27,1	-4,8%
IR/CS (B)	2,2	(306,1)	-	-	(137,6)	-	24,8	(156,6)	-	(9,1)	(9,5)	-3,8%
IR/CS DIFERIDO (C)	33,0	305,7	-89,2%	70,6	178,4	-60,4%	-33,5	131,6	-	(4,1)	(4,3)	-4,8%
EBT (A - (B + C))	(115,2)	3,6	-	(239,0)	(117,3)	103,8%	31,1	80,1	-61,2%	39,0	40,9	-4,6%
Depreciação e Amortização (D)	(181,3)	(151,1)	20,0%	(153,0)	(137,1)	11,6%	(28,2)	(13,9)	102,9%	(0,1)	(0,1)	-3,7%
Despesa Financeira Líquida (E)	(607,8)	(219,7)	176,7%	(515,1)	(176,5)	191,9%	(94,2)	(44,8)	110,3%	7,5	0,8	801,9%
EBITDA CVM ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	673,9	374,4	80,0%	429,1	196,3	118,6%	153,5	138,8	10,6%	31,6	40,1	-21,3%
Equivalência Patrimonial (F)	(8,7)	(8,2)	6,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Receitas/Despesas Operacionais (G)	69,4	(3,3)	-	(3,3)	(18,9)	-82,8%	3,5	-	-	-	-	-
EBITDA Ajustado = EBITDA CVM - (F) - (G)	613,2	385,9	58,9%	432,4	215,2	100,9%	150,0	138,8	8,0%	31,6	40,1	-21,3%

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)	2T22	2T21	Var. 2T22/2T21	1S22	1S21	Var. 1S22/1S21
Receita Operacional Bruta	5.440,9	5.012,3	8,6%	11.309,9	10.717,3	5,5%
Deduções	-2.351,1	-2.003,4	17,4%	-4.968,0	-4.198,2	18,3%
Receita Operacional Líquida	3.089,8	3.009,0	2,7%	6.341,9	6.519,0	-2,7%
Despesa Operacional	-2.657,9	-2.774,1	-4,2%	-5.565,3	-6.012,7	-7,4%
PMSO	-168,2	-189,8	-11,4%	-368,8	-433,5	-14,9%
Pessoal	-91,7	-87,9	4,3%	-197,3	-206,1	-4,3%
Material	-5,2	-6,8	-23,6%	-10,9	-17,7	-38,6%
Serviço de Terceiros	-96,7	-116,6	-17,0%	-194,8	-240,7	-19,1%
Outros	25,5	21,5	18,6%	34,3	31,0	10,5%
Energia Comprada	-2.128,5	-2.259,2	-5,8%	-4.460,4	-4.902,1	-9,0%
Depreciação	-181,3	-151,1	20,0%	-362,1	-299,4	20,9%
Provisões	-112,6	-52,2	115,7%	-189,9	-105,5	80,0%
PECLD	-67,3	-121,9	-44,8%	-184,2	-272,4	-32,4%
Resultado Financeiro	-607,8	-219,7	176,7%	-1.110,7	-564,4	96,8%
Receita Financeira	222,1	454,8	-51,2%	343,4	77,5	343,1%
Despesa Financeira	-829,9	-674,5	23,0%	-1.454,1	-641,9	126,5%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	69,4	-3,3	-	66,9	11,2	495,1%
Resultado Antes dos Impostos e Equivalência Patrimonial	-106,4	11,9	-	-267,2	-46,9	469,8%
IR/CS	2,2	-306,1	-	-233,3	-315,5	-26,1%
IR/CS Diferido	33,0	305,7	-89,2%	325,9	335,2	-2,8%
Equivalência Patrimonial	-8,7	-8,2	6,0%	-11,4	-11,4	0,3%
Lucro Líquido	-80,0	3,2	-	-186,1	-38,6	382,5%
EBITDA Ajustado	613,2	385,9	58,9%	1.138,7	805,7	41,3%

ANEXO III – Demonstração do Resultado – Distribuição

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	2T22	2T21	Var. 2T22/2T21	1S22	1S21	Var. 1S22/1S21
Receita Operacional Bruta	5.468,1	4.905,3	11,5%	11.337,7	10.393,2	9,1%
Fornecimento de Energia	4.007,8	3.546,1	13,0%	9.163,2	7.913,1	15,8%
CVA	129,3	290,1	-55,4%	-233,2	426,1	-
Receita de Construção	321,4	209,0	53,8%	612,0	393,8	55,4%
Outras Receitas - crédito PIS/COFINS	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
Outras Receitas	1.009,5	860,2	17,4%	1.795,8	1.660,2	8,2%
Deduções da Receita Operacional	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
Receita Operacional Líquida	3.157,0	2.941,6	7,3%	6.448,5	6.279,5	2,7%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	-2.391,0	-2.382,1	0,4%	-4.970,9	-5.094,8	-2,4%
Energia elétrica comprada para revenda e despesas da CCEE	-1.775,3	-1.824,8	-2,7%	-3.781,6	-4.008,3	-5,7%
Encargos de conexão e uso da rede	-294,3	-348,3	-15,5%	-577,3	-692,8	-16,7%
Custo de construção	-321,4	-209,0	53,8%	-612,0	-393,8	55,4%
Custo/Despesa Operacional	-333,7	-344,2	-3,1%	-712,5	-771,9	-7,7%
Pessoal	-85,8	-76,7	11,9%	-183,6	-184,6	-0,5%
Material	-5,0	-6,7	-25,3%	-10,6	-17,2	-38,5%
Serviços de terceiros	-91,5	-110,1	-16,9%	-185,0	-228,7	-19,1%
Provisões	-179,7	-173,7	3,5%	-373,8	-377,2	-0,9%
Outros	28,4	23,0	23,6%	40,5	35,8	13,3%
Depreciação e amortização	-153,0	-137,1	11,6%	-305,5	-271,1	12,7%
Outras receitas/despesas operacionais	-3,3	-18,9	-82,8%	10,8	-4,6	-
Resultado do Serviço	276,1	59,2	366,7%	470,4	137,0	243,3%
Resultado Financeiro	-515,1	-176,5	191,9%	-926,7	-406,0	128,3%
Receita Financeira	165,4	44,7	269,9%	257,0	212,5	20,9%
Despesa Financeira	-680,5	-221,2	207,7%	-1.183,7	-618,5	91,4%
Resultado antes dos impostos	-239,0	-117,3	103,8%	-456,3	-268,9	69,7%
IR/CS	0,0	-137,6	-	-123,3	-137,6	-10,4%
IR/CS Diferido	70,6	178,4	-60,4%	273,9	229,4	19,4%
Lucro/Prejuízo Líquido	-168,5	-76,5	120,3%	-305,7	-177,1	72,6%
EBITDA Ajustado	432,4	215,2	100,9%	765,1	412,8	85,4%

ANEXO IV – Demonstração do Resultado - Geração

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	2T22	2T21	Var. 2T22/2T21	1S22	1S21	Var. 1S22/1S21
Receita Operacional Bruta	207,8	191,8	8,3%	432,7	501,3	-13,7%
Suprimento - Venda de energia própria	198,3	182,4	8,7%	411,8	392,1	5,0%
Suprimento - Energia de Curto Prazo	7,1	7,4	-3,5%	16,3	105,2	-84,5%
Outras - TUSD	2,3	2,0	15,7%	4,5	4,1	11,3%
Outras	0,0	0,0	-	0,1	0,0	266,7%
Deduções da Receita Operacional	-28,8	-26,1	10,4%	-59,8	-60,5	-1,2%
Receita Operacional Líquida	179,0	165,7	8,0%	372,9	440,9	-15,4%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	-17,2	-16,8	2,3%	-40,4	-88,8	-54,5%
Custo/Despesa Operacional	-11,8	-10,0	17,4%	-23,7	-23,4	1,5%
Pessoal	-5,4	-4,3	23,4%	-11,2	-10,3	8,5%
Material	-0,2	-0,1	145,1%	-0,3	-0,4	-20,2%
Serviços de terceiros	-4,0	-4,6	-11,3%	-8,2	-8,9	-8,6%
Provisões	-0,1	-0,4	-64,6%	0,2	-0,6	-
Outros	-2,1	-0,7	197,2%	-4,3	-3,1	38,2%
Depreciação e amortização	-28,2	-13,9	102,9%	-56,4	-28,1	100,8%
Outras receitas/despesas operacionais	3,5	0,0	-	2,7	-0,5	-
Resultado do Serviço	125,3	124,9	0,3%	255,1	300,2	-15,0%
Equivalência Patrimonial	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
Resultado Financeiro	-94,2	-44,8	110,3%	-192,1	-161,3	19,1%
Receita Financeira	43,4	156,8	-72,3%	134,6	57,6	133,6%
Despesa Financeira	-137,6	-201,6	-31,7%	-326,7	-219,0	49,2%
Resultado antes dos Impostos	31,1	80,1	-61,2%	63,0	138,8	-54,6%
IR/CS	24,8	-156,6	-	-77,6	-156,9	-50,5%
IR/CS Diferido	-33,5	131,6	-	60,2	114,0	-47,2%
Lucro/Prejuízo Líquido	22,4	55,1	-59,3%	45,6	96,0	-52,5%
EBITDA Ajustado	150,0	138,8	8,0%	308,8	328,7	-6,0%

ANEXO V – Balanço Patrimonial Consolidado

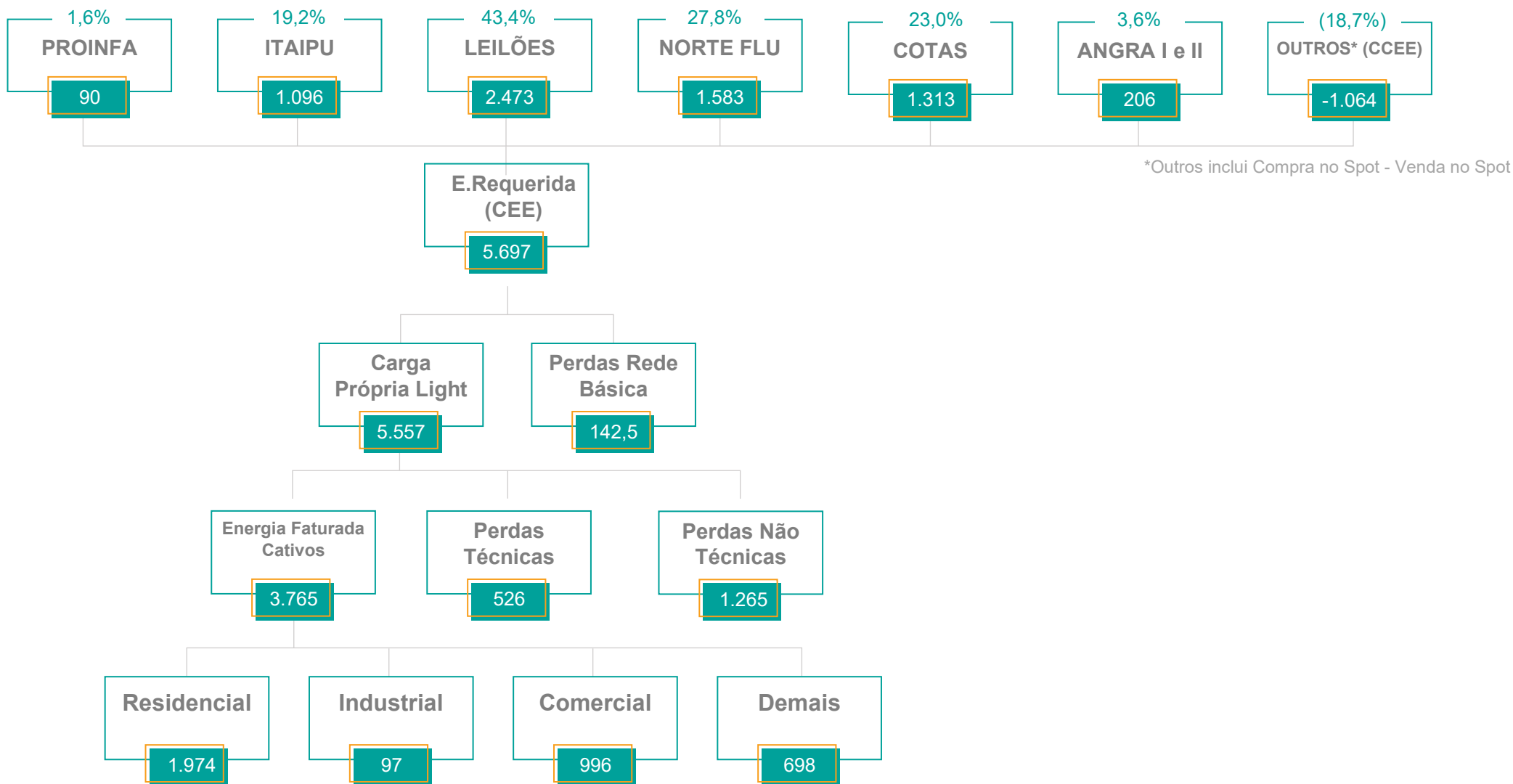
ATIVO (R\$ MM)	31.06.2022	31.12.2021
Circulante	8.422	9.324
Caixa e equivalentes de caixa	17	397
Títulos e valores mobiliários	3.960	3.208
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	2.291	2.425
Estoques	72	66
Tributos e contribuições a recuperar	1.485	1.263
Ativos financeiros do setor	109	1.172
Despesas pagas antecipadamente	33	29
Dividendos a receber	0	0
Serviços prestados a receber	36	17
Instrumentos financeiros derivativos swaps	0	0
Outros créditos	419	613
Ativos classificados como mantidos para venda	0	135
Não Circulante	19.464	18.954
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	1.368	1.221
Tributos e contribuições a recuperar	3.284	3.675
Tributos diferidos	1.161	896
Instrumentos financeiros derivativos swaps	17	190
Depósitos vinculados a litígios	225	222
Ativos financeiros do setor	265	308
Ativo financeiro da concessão	6.927	6.822
Outros créditos	0	1
Ativo de contrato	1.100	558
Investimentos	345	358
Imobilizado	1.923	1.810
Intangível	2.573	2.834
Ativo de direito de uso	276	60
Ativo Total	27.886	28.278

PASSIVO (R\$MM)	31.06.2022	31.12.2021
Circulante	5.386	6.689
Fornecedores	1.351	2.154
Tributos e contribuições a pagar	222	384
Empréstimos e financiamentos	413	403
Debêntures	1.865	1.530
Instrumentos financeiros derivativos swaps	35	0
Passivos financeiros do setor	469	276
Dividendos a pagar	95	95
Obrigações trabalhistas	85	104
Valores a serem restituídos a consumidores	67	831
Obrigações por arrendamento	25	25
Encargos regulatórios	297	314
Outros débitos	463	572
Não circulante	13.952	12.856
Empréstimos e financiamentos	3.638	4.006
Debêntures	6.216	5.205
Instrumentos financeiros derivativos swaps	364	4
Tributos e contribuições a pagar	199	200
Tributos diferidos	215	275
Participações societárias a descoberto	20	22
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	593	502
Benefícios pós-emprego	0	0
Obrigações por arrendamento	255	38
Valores a serem restituídos a consumidores	2.403	2.565
Outros débitos	49	40
Patrimônio líquido	8.548	8.733
Capital social	5.392	5.392
Reserva de capital	19	18
Reservas de lucros	3.135	3.135
Ajustes de avaliação patrimonial	282	289
Outros resultados abrangentes	-101	-101
Lucros acumulados	-179	0
Passivo Total	27.886	28.278

ANEXO VI – Balanço Energético

Balanço Energético (GWh)	2T22	2T21	Var. 1T22/1T21	1S22	1S21	Var. 1S22/1S21
= Carga Fio	8.144	7.984	2,0%	18.150	18.271	-0,7%
- Uso de Rede	2.587	2.321	36,9%	5.041	4.762	3,1%
= Carga Própria	5.557	5.663	-1,9%	13.109	13.500	-2,9%
- Energia Faturada (Cativo)	3.765	3.854	-2,3%	8.192	8.474	-3,3%
Mercado Baixa Tensão	3.007	3.059	-1,7%	6.548	6.744	-2,9%
Mercado Média e Alta Tensão	759	795	-4,5%	1.644	1.730	-5,0%
= Perda Total	1.790	1.809	-1,0%	4.917	5.025	-2,2%

Balço energético da Distribuição (GWh)
2º trimestre 2022 - Dados realizados entre abril e junho |



ANEXO VII - Investimentos

Investimento Consolidado (R\$MM)	2T22	2T21	Var. 2T22/2T21	1S22	1S21	Var. 1S22/1S21
Ativos Elétricos (Distribuição)	319,2	232,6	37,2%	587,3	410,2	43,2%
Engenharia	78,1	97,6	-20,0%	160,3	168,6	-4,9%
Comercial	241,1	135,0	78,6%	427,0	241,5	76,8%
Ativos Não Elétricos	42,6	33,8	26,0%	68,4	57,1	19,8%
Geração (Light Energia & Lajes)	51,2	29,0	76,6%	87,7	46,2	89,8%
Aportes	-	1,5	-100,0%	-	1,5	-100,0%
Total do Investimento (incluindo aportes)	413,1	296,9	39,1%	743,4	515,0	44,3%

ANEXO VIII – Conciliação EBITDA para Fluxo de Caixa Livre

EBITDA para Fluxo de Caixa Livre	Light S.A						Light SESA						Light Energia					
	1T21	2T21	1S21	1T22	2T22	1S22	1T21	2T21	1S21	1T22	2T22	1S22	1T21	2T21	1S21	1T22	2T22	1S22
CVM EBITDA	431,1	374,4	805,5	520,3	673,9	1.194,1	183,3	234,1	417,4	318,7	435,6	754,3	190,4	138,8	329,2	159,7	146,5	306,2
(+/-) Equivalência Patrimonial	3,2	8,2	11,4	2,7	8,7	11,4	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)	-14,5	3,3	-11,2	2,5	-69,4	-66,9	14,3	-18,9	-4,6	14,0	-3,3	10,8	-0,5	0,0	-0,5	-0,9	3,5	2,7
EBITDA Ajustado	419,8	385,9	805,7	525,5	613,2	1.138,7	197,6	215,2	412,8	332,8	432,4	765,1	189,9	138,8	328,7	158,9	150,0	308,8
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social	0,0	0,0	0,0	-109,8	-18,4	-128,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-100,2	-9,2	-109,4
(+/-) Contas a Receber	-122,4	741,0	618,5	-705,2	494,1	-211,1	-378,7	168,7	-210,1	-730,8	483,3	-247,5	317,3	588,8	906,1	2,6	8,0	10,6
(+/-) Ativos e Passivos Financeiros do setor	-126,5	-306,8	-433,3	336,0	-87,9	248,1	-126,5	-306,8	-433,3	336,0	-87,9	248,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(+/-) Fornecedores	-48,7	-2.013,6	-2.062,3	-337,1	-482,3	-819,4	-89,8	-167,2	-256,9	-283,5	-483,1	-766,6	92,3	-1.911,1	-1.818,9	-35,7	1,3	-34,4
(+/-) Outros	128,4	-158,2	-29,8	385,0	-147,7	237,3	222,7	-106,1	116,6	308,8	-131,3	177,4	-96,7	-53,6	-150,4	-4,9	-10,2	-15,1
Fluxo de Caixa Operacional (Ajustado)	250,5	-1.351,8	-1.101,2	94,4	371,1	465,5	-174,7	-196,2	-370,9	-36,8	213,3	176,5	502,7	-1.237,2	-734,5	20,7	139,9	160,6
(+/-) Instrumentos Financeiros	-2,2	826,7	824,6	-12,1	-173,1	-185,1	-1,1	554,4	553,3	-5,5	-116,6	-122,1	-1,1	272,3	271,3	-6,6	-56,5	-63,1
(-) Juros	-40,5	-162,7	-203,1	-63,5	-250,8	-314,3	-39,0	-135,6	-174,6	-52,2	-227,3	-279,5	-1,4	-27,1	-28,5	-11,3	-23,5	-34,8
Fluxo de Caixa Operacional (Contábil)	207,9	-687,7	-479,8	18,8	-52,8	-34,0	-214,8	222,6	7,8	-94,5	-130,6	-225,1	500,2	-991,9	-491,7	2,8	60,0	62,7
(-) Investimentos	-190,3	-280,6	-470,9	-292,6	-433,8	-726,4	-219,1	-205,7	-424,8	-257,0	-346,6	-603,6	-17,3	-28,9	-46,2	-35,5	-87,2	-122,7
(-) Investimentos Minoritários	0,0	-2,2	-2,2	0,0	191,7	191,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	97,0	97,0
Fluxo de Caixa Livre da Firma (FCLF)	17,6	-970,6	-953,0	-273,8	-294,9	-568,7	-433,9	16,9	-417,0	-351,4	-477,2	-828,7	482,9	-1.020,9	-538,0	-32,8	69,8	37,0
(+) Aumento de Capital	1.348,2	-7,3	1.340,9	0,0	0,0	0,0	1.340,0	0,0	1.340,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) Captações e Amortização de Dívida	-1.701,7	734,5	-967,2	-110,3	298,8	188,5	-1.045,7	-261,8	-1.307,6	-32,6	476,8	444,2	-646,9	1.021,7	374,7	32,3	-66,0	-33,8
Fluxo de Caixa Livre do Acionista (FCLA)	-335,9	-243,4	-579,3	-384,1	3,9	-380,2	-139,6	-245,0	-384,6	-384,0	-0,4	-384,5	-164,1	0,8	-163,2	-0,5	3,7	3,2
(-) Dividendos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

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



Light

**EARNINGS
RELEASE**

2Q22

Rio de Janeiro, August 11, 2022

OPERATIONAL HIGHLIGHTS 2Q22



Loss reduction for the **5th consecutive quarter**. Total losses (12 months) down by **17 GWh**. **Total Losses/Grid Load (12 months)** closed the quarter at **26.41%**, a decrease of **0.18 p.p.** compared to 1Q22.



Increase in Light's loss-proofing strategy:

In 2Q22, we regularized approximately **21,000 installations**, a 60.4% increase compared to that in 1Q22 (13,000 installations).



Increased power in the **replacement of obsolete meters**. In 2Q22, we replaced more than **26,000 meters** and, in 1H22, we already replaced more than **95,000 meters**.



Progress in the actions of the **Communities Program**, which already conducted the normalization of more than **9,000 customers** in 2Q22 and **14,000 customers** in 1H22.



Increased normalizations under the **inspections program**, totaling **76,000 in 2Q22**, a 19.2% increase compared to 64,000 in 2Q21. **In 1H22**, more than **163,000 inspections** have already been conducted.



Operational quality was a strong point, with Light ranking as the **best and 3rd best distribution company in Brazil for EOFi and EODi**, respectively, among distribution companies with more than 1 million customers.



FINANCIAL HIGHLIGHTS 2Q22



Consolidated recurring Adjusted EBITDA increased by 57.7%, closing 2Q22 at **R\$608.4 million** (vs. R\$385.9 million in 2Q21). We highlight the increased revenue from the supply of energy and the reduction in manageable costs by the distribution business.



Improvement of 11.4% in **PMSO expenses**, which totaled **R\$168.2 million** in 2Q22 vs. R\$189.8 million in 2Q21.



Reduction in **ADA/Gross Revenue** (12 months) to **2.6%** in the period, **0.3 p.p. lower** compared to 1Q21.



Increased recurring Adjusted EBITDA of the Distribution business in 2Q22, reaching R\$427.5 million, an increase of 98.6% compared to 2Q21 (R\$215.2 million).



Positive Adjusted Cash From Operations in R\$ 371.1 million in the consolidated, of which R\$213.3 million from the Distributor and R\$139.9 million from the Generator.



Reduction in Net Debt to EBITDA, a **covenant ratio**, which closed 2Q22 at **3.23x**, below that recorded in 1Q22 (3.44x).



In this quarter, **we maintained the understanding and accounting made in the 3Q19 regarding the refund of tax credits due to the exclusion of the ICMS from the PIS and the COFINS calculation base**, despite the enactment of Law 14,385/22, on June, 2022.

Message from the CEO

Light obtained considerable achievements in the second quarter of 2022 and continues its process of operational improvement to remain sustainable and provide high quality services to its customers. The Company reaches the second semester increasingly more prepared to face the new challenges and take the opportunities of the energy sector, focused on reducing losses, decreasing costs, improving its financial indicators and promoting its digital transformation.

To this end, we continue committed to the generation of results. In this quarter, we recorded a significant increase in Consolidated Adjusted EBITDA, on a recurring basis, which totaled R\$608.4 million, 57.7% higher than that recorded in the second quarter of 2021 (R\$385.9 million).

The greatest contribution for this good result derives from the EBITDA of the Distribution business, which benefited from a higher revenue from the supply of electricity, as a result of the Periodic Tariff Review process, which occurred in March. Our persistency in controlling and reducing costs contributed to improve EBITDA, as manageable costs (represented by Personnel, Material and Services) decreased by 14.9% compared to 2Q21, notwithstanding a scenario of inflationary pressure.

Losses decreased for the fifth consecutive quarter and Total Loss on Grid Load (12 months) was 26.41%, a 0.18 p.p. decrease compared to 1Q22. We understand that there is still important work to be done and

we will continue to follow a strategy based on investments and on a management model that ensures a good execution of the levers of our Loss Reduction Plan.

Among the activities of our commercial plan, we are making progress on all fronts. We increased the number of retail customers connected to the shielded grid, which have already been stabilized, reaching 20,000 customers in 2Q22. Moreover, from a market discipline viewpoint, we conducted 76,000 inspections in the quarter, reaching 163,000 inspections in the year. We replaced more than 26,000 old meters by more modern ones between April and June, totaling 95,000 in 2022. The “Light in the Communities” project continues to make progress and normalized more than 9,000 customers in this quarter and more than 14,000 customers in 2022.

During the quarter, we maintained our strategy of intensifying our collection discipline, focused on administrative and technological actions, which contributed to the maintenance of our collection rate on a high level, reaching 96.8% in June.

ADA/Gross Revenue also continues to improve, due to the decrease in ADA and the increase in revenue, closing the quarter at 2.6% in the period. In the annual comparison, ADA decreased by 11.6% and reached R\$107.8 million, already adjusted by a non-recurring provision, below the provision recorded in 2Q21, in the amount of R\$121.9 million.

Light's cash position was reinforced with the completion, in April, of a new issuance of debentures by the Distribution business, in the amount of R\$1.3 billion, fully placed in the market. Considering the other funding transactions, we have the necessary funds to make future debt repayments and continue to implement our investment plan.

From an indebtedness standpoint, in June, the Net Debt/EBITDA ratio was 3.23x, below the 3.44x recorded in March and below the limit established in debt contracts.

Further strengthening its cash and improving its indebtedness, in July, Light received a contribution of R\$318 million from CDE, as a result of the privatization of Eletrobras.

We increased investments by 39.1% compared to 1Q21, totaling R\$413.1 million. In 2022, our investments totaled R\$743 million, taking into account the funds intended for the generation and distribution businesses. The Distribution business received most of the contribution, which was primarily allocated for infrastructure, grid modernization and the Loss Reduction Plan.

In regard to operational quality, Light continues to improve its performance and ranks as the best and the third best distribution company in Brazil for EOFi and EODi, respectively, according to data from the Brazilian Electricity Agency (Agência Nacional de Energia Elétrica) (ANEEL), among distribution companies with more than one million customers.

In this quarter, despite the enactment of Law 14,385/22, on June 27, 2022, we are keeping for this quarter the accounting made in 3Q19 and the understanding regarding the recognition of the exclusion of the ICMS from the PIS and the COFINS calculation base. According to the assessment by our legal and accounting teams, the Company understands that the obligation established by said Law is not enforceable, and in due course the Company already adopted appropriate legal measures, where we understand a probable chance of success.

In July, we announced Light's new CEO, executive Octavio Pereira Lopes, who has a consolidated and successful trajectory in turnaround processes in a number of companies, including in the energy sector. On August 15, Octavio will take office, with the objective of accelerating Light's plans regarding operational improvement and generation of results.

Wilson Poit
Acting CEO

Consolidated Light S.A.

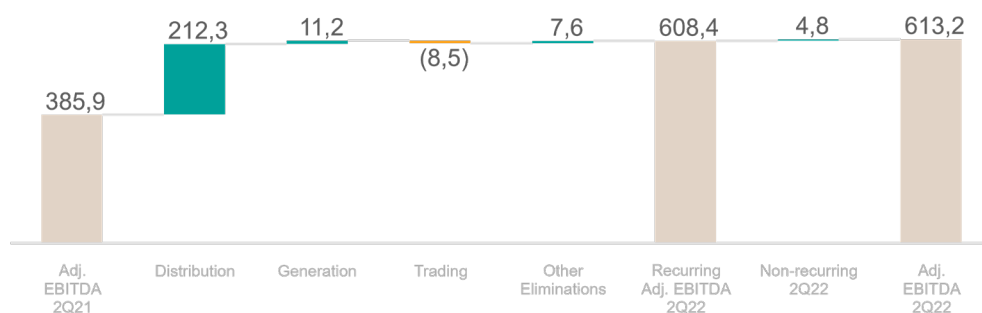
Financial Performance

Consolidated Adjusted EBITDA¹ closed 2Q22 at **R\$613.2 million**, a 58.9% increase compared to R\$385.9 million in 2Q21. In 1H22, **Consolidated Adjusted EBITDA** increased by 41.3%, representing **R\$1,138.7 million** vs. R\$805.7 million in 1H21.

Recurring Adjusted EBITDA, which excludes the effects recognized in the period and detailed in the section on the Distribution business, totaled **R\$608.4 million in 2Q22** and **R\$1,133.8 million in 1H22**.

| Adjusted EBITDA – by segment |

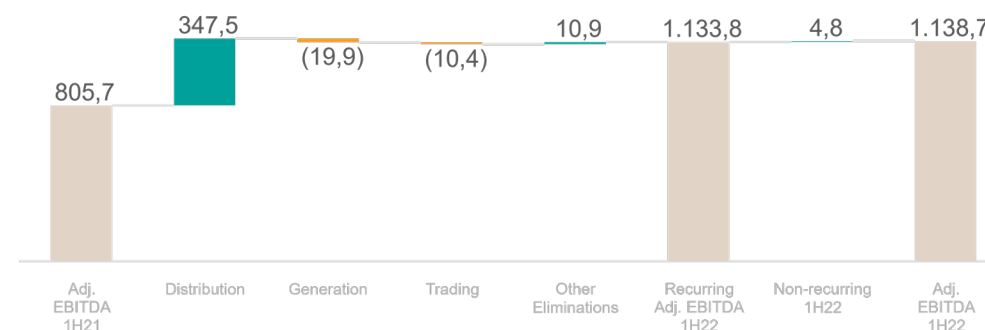
2Q22 / 2Q21 – R\$MM



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 |

1H22 / 1H21 – R\$MM



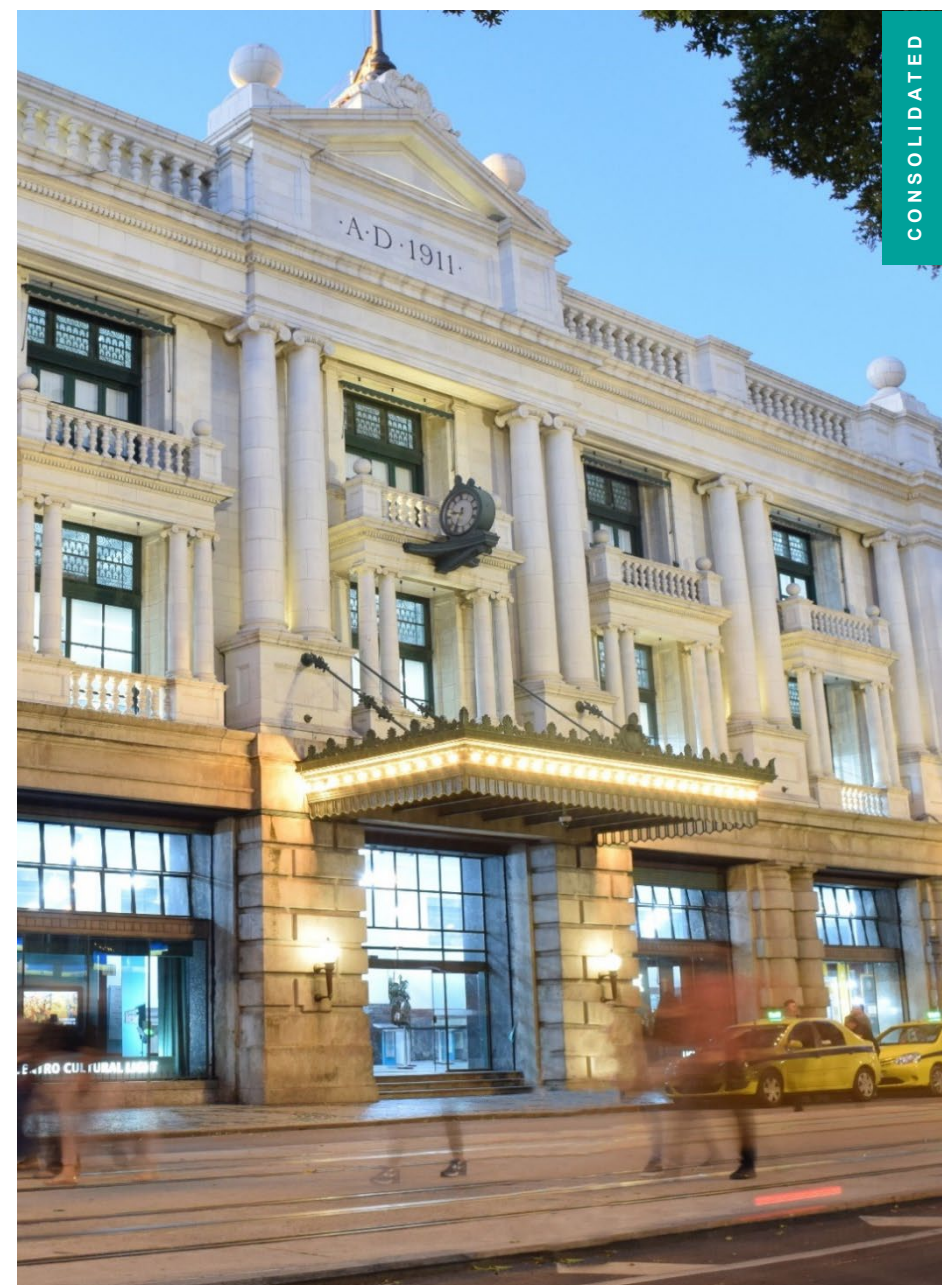
In 2Q22, **Adjusted EBITDA in the Distribution business** was **R\$432.4 million**, a 100.9% increase compared to R\$215.2 million in 2Q21 and an 85.3% increase in the semester (**R\$765.1 million** vs. R\$412.8 million). **Excluding the effect of Indemnifiable Concession Assets**, Adjusted EBITDA would have been **R\$371.9 million** in the period, compared to R\$98.8 million in 2Q21 (a 276.4% increase).

This improvement was primarily due to the **Periodic Tariff Review Process that occurred in March 2022** and the **greater operating efficiency** with the reduction in PMS.

Recurring Adjusted EBITDA in the Distribution business was **R\$427.5 million**.

Adjusted EBITDA in the Generation business was **R\$150.0 million**, an 8.0% increase compared to R\$138.8 million in 2Q21. This variation is due to the adjustment in prices of **long-term agreements in the ACL** (indexed to the IPC-A). **In 1H22**, Adjusted EBITDA was **R\$308.8 million**, a 6% decrease compared to R\$328.7 million in 1H21.

Adjusted EBITDA in the Trading business was **R\$31.6 million** in 2Q22 compared to R\$40.1 million in 2Q21, a 21.3% decrease, due to a **lower traded volume and a decreased PLD in the period**. For the same reason, **Adjusted EBITDA in the Trading business** decreased from **R\$77.6 million in 1H21** to R\$67.3 million in 1H22 (-13.4%).



The financial result was negative in R\$607.8 million in 2Q22 against. - R\$217.9 million in 2Q21. The variation is primarily due to **the increase in gross debt**, associated with **higher CDI and IPC-A rates**.

The **increase in the CDI rate and future interest curve** also negatively contributed to the exchange swap agreements and respective marked-to-market swap amounts, with a negative impact on the amount of R\$152.4 million in 2Q22. It is important to note that **marked-to-market swap agreements do not have a cash effect on us**.

These negative impacts were partially offset by gains from financial investments, due to higher cash and the increase in the CDI rate in the period.

In addition to these effects, financial result was also affected by the **non-recurring effects** of the adjustment of the balance of provisions for tax contingencies (-R\$67.9 million) and finance expense, due to the reversal of ADA in connection with the receivables of a customer that is undergoing judicial reorganization (-R\$5.5 million).

The financial result excluding the non-recurring effects would have been negative in R\$534,4 million in 2Q22.

Net loss totaled R\$80.0 million in 2Q22, compared to a net income of R\$3.2 million in 2Q21.

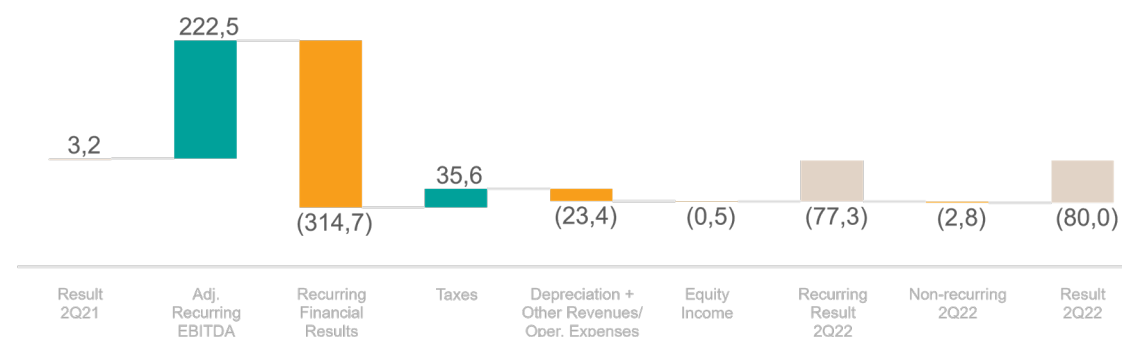
Notwithstanding the operating improvement in the Distribution business, **the result in the period was affected by the increase in finance expenses indexed to inflation and the future CDI curve**.

Net loss totaled **R\$186.1 million in 1H22** and R\$38.6 million in 1H21.

Recurring net income, which excludes the effects recognized in the period and detailed in the sections on the Distribution and Generation businesses and Holding company (which had a gain of R\$62.3 million from the sale of equity interest held by Light S.A. in its subsidiary Lightger S.A., holder of PCH Paracambi), totaled **a loss of R\$77.3 million in 2Q22** and a loss of R\$183.3 million in 1H22.

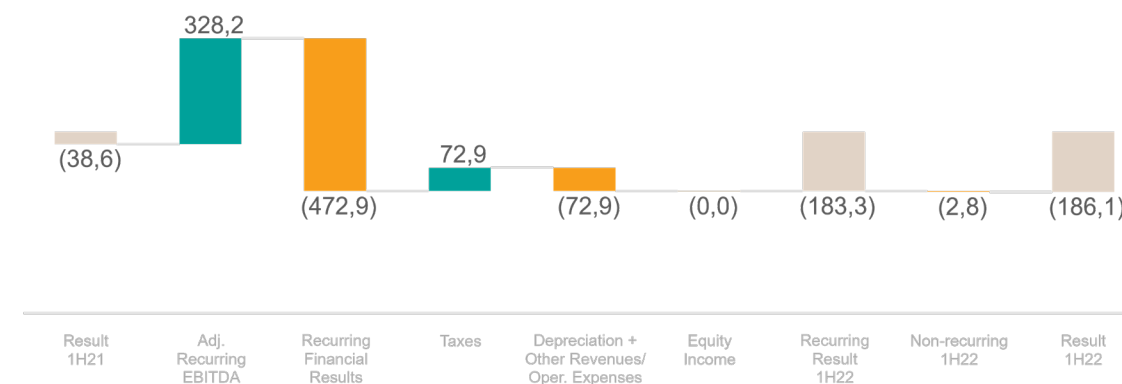
| Consolidated Net Income |

2Q22 / 2Q21 – R\$MM



| Consolidated Net Income |

1H22 / 1H21 – R\$MM



As detailed in Explanatory Notes 1,2, 8 and 8,1,1 of the 2Q22 ITR, despite the enactment of Law 14,385/22, on June 27, 2022, **we are keeping our understanding for this quarter regarding the accounting made in 3Q19 of tax credits arising from the recognition of the unappealable action which questioned the incidence of ICMS on the PIS/COFINS tax base on our Distributor.**

We justify our position according to the following factors: according to the assessment by our legal and accounting teams: the aforementioned law is unconstitutional; the provisions of IAS 37/CPC 25 – Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets (described in the Explanatory Notes); the need for ANEEL to define which customers will be affected by the Law, as determined by the Law itself; and the unlikely outflow of resources.

However, if a provision for the full refund of credits, which refer to the exclusion of the ICMS from the PIS and the COFINS calculation base, were to be made, the maximum impact would be of -R\$1,081 million in EBITDA and -R\$2,258 million in Net income.

At the end of 2Q22, **consolidated net debt** was **R\$8,536.6 million**, a 5.4% increase compared to R\$8,100.4 million in 1Q22.

In 2Q22, we completed the **24th issuance of debentures of Light SESA**, in a single series, totaling R\$1.3 billion, maturing in two years and accruing interest at the CDI rate + 1.95% p.a.

Actual debt service cost closed the quarter at **1.4%**, with an **average term** of **3.2 years**. In 1Q22, the debt actual cost was 0.5% and the average term was 3.4 years.

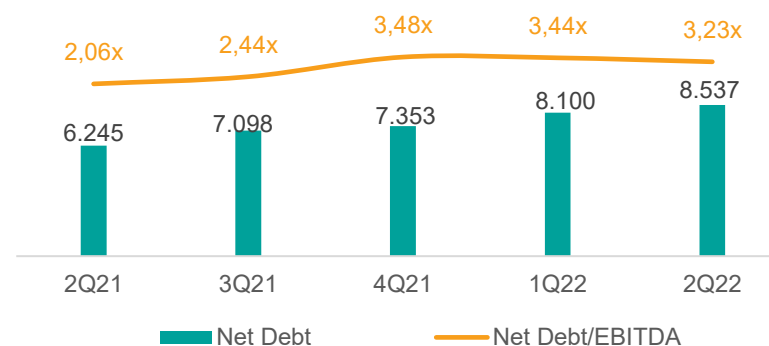
Net Debt to EBITDA², a covenant ratio, closed 2Q22 at **3.23x**, a decrease compared to 3.44x in 1Q22 and below the limit established in debt contracts.

EBITDA/Interest ratio closed 2Q22 at **3.18x**, above the minimum contractual limit of 2.0x established in debt contracts.

In 2Q22, Light registered **Adjusted Cash From Operations in R\$ 371.1 million** in the consolidated, of which R\$213.3 million from the Distributor and R\$139.9 million from the Generator.

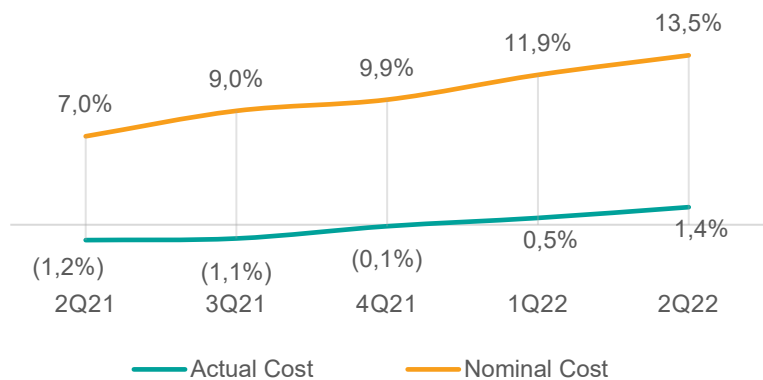
| Consolidated Net Debt |

(R\$ million)



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.

| Debt service cost |

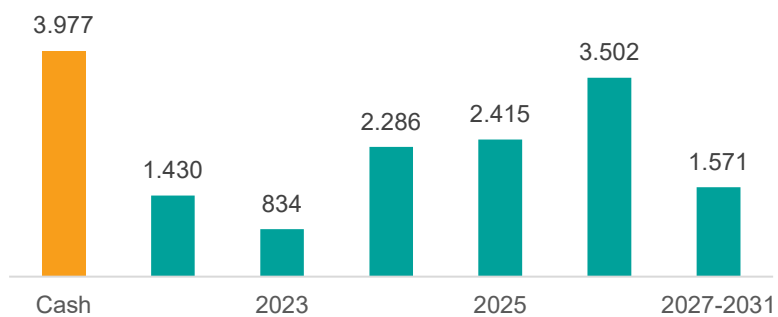


| Debt Indexes |

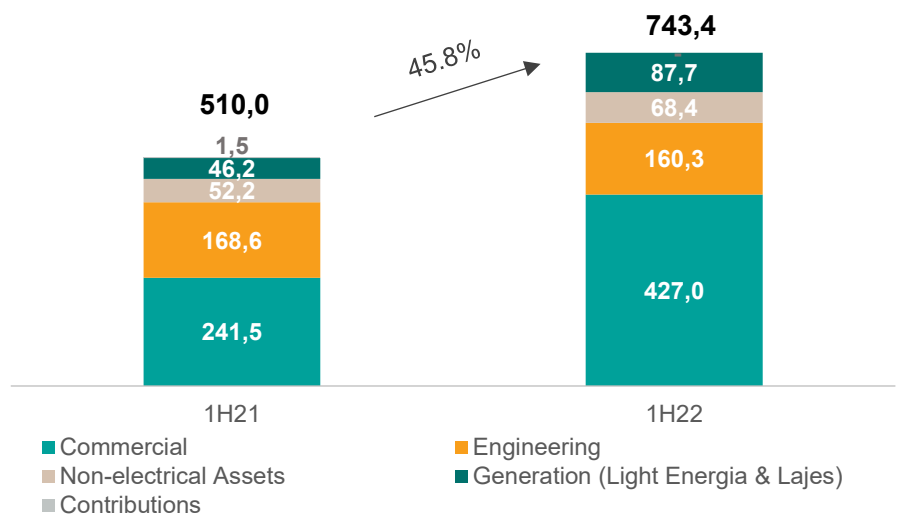
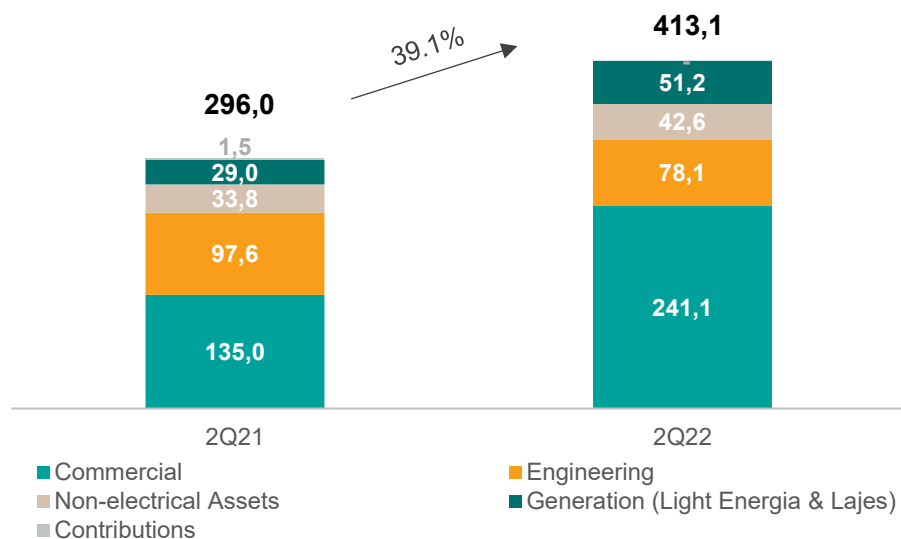


| Amortization of loans, financing and debentures |

(R\$ million) Average term: 3.2 years



Capital Expenditures



In 2Q22, **consolidated total CAPEX was 39% higher** than in 2Q21, primarily due to activities related to loss reduction, aiming at faster gains in the process.

In 1H22, we already made consolidated investments of R\$743.4 million, R\$338 million of which was allocated to loss reduction.

In the **Commercial** business, we highlight investments associated with customer normalization and loss-proofing, which were primarily responsible for the 78.6% increase to boost loss reduction.

Investments in **Engineering** decreased by 20.0% between quarters due to the adjustment of investments associated with the expansion of distribution grids under the Company's CAPEX schedule for the current tariff cycle.

Investments in **Non-Electric Assets** increased by approximately R\$9 million, largely in IT, in connection with the upgrade of Light's IT systems and infrastructure.

In the **Generation** business, the Ilha dos Pombos spillway repairs and construction of the bypass tunnel at the Lajes Complex represented an investment of R\$35.2 million in the period. A total of R\$221.5 million has been invested since these projects commenced.

Distribution

Light Serviços de Eletricidade S.A.

Operating Performance

| Billed Sales [GWh] |

Segment	2Q22			2Q21			Total Change (%)
	Captive	Grid Usage*	Total	Captive	Grid Usage*	Total	
Residential	1,974	-	1,974	2,012	-	2,012	-1.9%
Commercial	996	708	1,705	1,011	632	1,643	3.8%
Industrial	97	1,270	1,367	102	1,259	1,360	0.5%
Others	698	188	885	729	102	831	6.5%
Utilities	-	421	421	-	329	329	28.1%
Total	3,765	2,587	6,352	3,854	2,321	6,175	2.9%

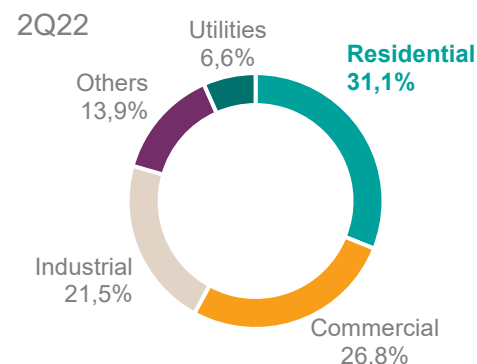
* Includes free customers, and distributor generation and utility companies

Total electricity sales in 2Q22 reached **6,352 GWh**, an increase of 177 GWh compared to 2Q21 (**+2.9%**), mostly due to the **62 GW increase (+3.8%) in the commercial segment and the 92 GWh increase (+28.1%) in the consumption of utility companies**.

The migration of 285 customers to the free market affected the consumption of **captive** customers, which **decreased by 89 GWh (-2.3%)** in the quarter.

This decrease was offset by the increase in consumption of **grid usage**, which increased by **11.5%** compared to the same period in 2021.

| Electricity Sales |



| Average Temperature [°C] |

23.7°C average in 2Q22 X 23.3°C average in 2Q21

24.6°C (average in the last 4 years)



This increase was driven by the consumption of utilities (+28.1%) and free customers.

The **Residential** segment totaled 1,974 GWh in 2Q22, a **1.9% decrease** compared to the same quarter in 2021. The performance of this segment was influenced by the decrease in the average consumption in the quarter (-6%), primarily due to a lower average temperature in the last fortnight of May and in June, despite the higher average temperature in the quarter (23.7°C against 23.3°C in 2Q21)

The **Commercial** segment **increased by 3.8%** compared to 2Q21, primarily driven by the health, real estate and supermarket sectors.

In 2Q22, the **Industrial** segment increased by **0.5%** compared to 2Q21, primarily due to companies of the steel, metallurgy and packaging sectors.

In 2Q22, **grid usage, which includes free customers, distributor generation and utility companies**, accounted for 40.7% of total sales. In 2Q21, grid usage accounted for 37.5% of distributed electricity.

In 2Q22, **Utilities increased by 28.1%**, 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.

The **free market** closed the second quarter of 2022 accounting for **33.2%** of the distribution business' total sales.

The migration of captive customers to the free market totaled 85GWh in 2Q22, highlighting the migration of the facilities of one of the water and sewage utilities of the city of Rio de Janeiro.

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 June 2022, the number of free customers increased by 285 compared to June 2021, closing the quarter with a total of 1,671 free customers.



Loss Reduction

As explained before, 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 execution of the levers of the Loss Reduction Plan**, as set forth below.

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



Loss proofing

Regularizations have been making significant progress and, in **2Q22**, reached **21,000 installations**, a **61% increase** compared to 13,000 installations in 1Q22.

The number of **retail customers significantly increased, upon the implementation of a stable loss-proven grid**, from approximately 4,000 in 1Q22 to approximately 20,000 in 2Q22.

The stabilization of the loss proofing marks a conclusion of the entire shielding process, starting with the removal from the low voltage network, the installation of balancing measurements and the placement of the shielded and ballistic boxes, as well as the normalization of 100% of the customers connected to it

Taking into account these customers, we managed to maintain a good level of **loss reduction**, despite a slight increase compared to the previous quarter (**14%** vs. 11% in 1Q22). This percentage is significantly lower than the 53% recorded previously for this sample of customers.

In the **large customers** segment, in 2Q22, we **shielded and moved meters to an external area in 655 installations**, representing a 21.5% increase compared to 539 installations in 1Q22.



Replacement of meters

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

In 2Q22, we replaced more than **26,000 units**. This activity resulted in a 4 GWh increase in power compared to 2Q21.

Additionally, in other activities in the Commercial area, we replaced more than 12,000 obsolete meters, totaling **38,000 new equipment** installed in the period.

In 1H22, we replaced **95,000 meters** and, including replacements conducted since 2021, we installed more than **158,000 meters**.

Inspections

Normalizations under the inspection program totaled **76,000** in 2Q22, a **12.6% decrease** compared to 87,000 in 1Q22.

The reduction observed is mainly due to the redirection of teams to work on other levers of the Loss Reduction Plan and the lower number of working days in 2Q22 against 1Q22.

We conducted **12,000 additional normalizations** in 2Q22 vs. 2Q21 (+19.2%). In 1H22, we have already conducted more than **163,000 inspections**.

Communities

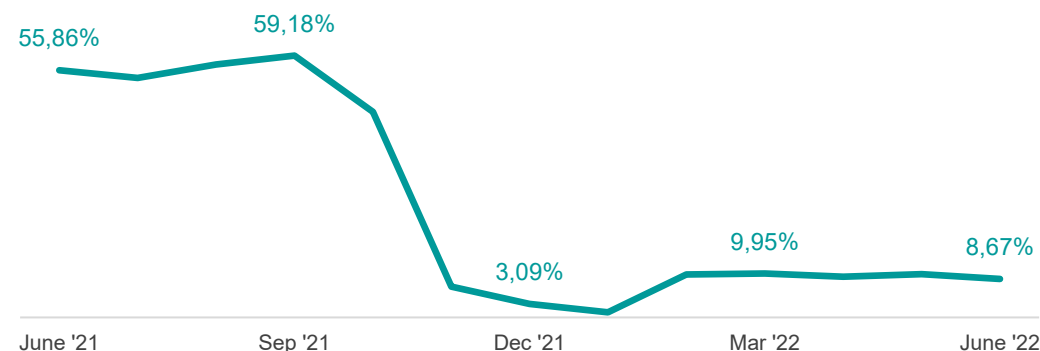
In the **Special-Approach Area**, we continued making progress with the **Communities Program**, with the normalization of more than **9,000 customers** in 2Q22, contributing with 2.6 GWh. In 1H22, more than **14,000 customers** have already been normalized.

Case Study: Dom Bosco Community

After the beginning of Light's relationship with the Dom Bosco community, in the city of Duque de Caxias, as of September 2021, **losses decreased from 59.2% to 8.7%.**



| Evolution of Losses at the Dom Bosco Community |



Following the trend in the previous four quarters, in 2Q22, **total losses decreased by 17 GWh (12 months)**.

Excluding REN, total losses (12 months) also followed this trend, **decreasing by 51 GWh** compared to 1Q22.

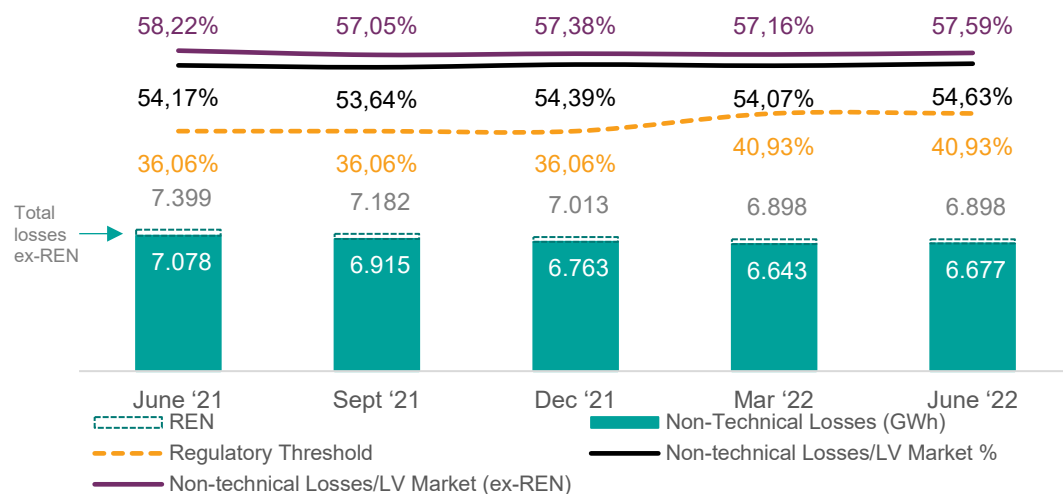
Total loss on grid load (12 months) closed 2Q22 at **26.41%**, a **0.18 p.p. decrease** compared to 1Q22.

As of June 2022, Light was 4.9 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

In the **non-technical losses/reference market³ (12 months)**, there was a **0.56 p.p. increase** compared to 1Q22 (54.63% vs. 54.07%).

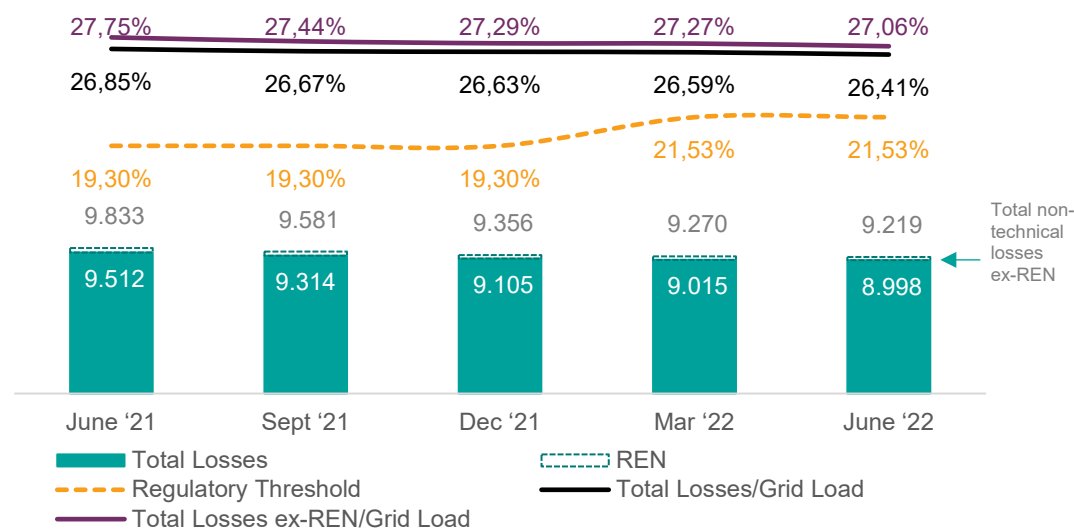
This variation was mainly due to the increase in non-technical losses by 35 GWh and a reduction in the Low Voltage (LV) Market by 61 GWh. The reduction in the LV market can be mainly attributed to the impact in 2Q22 of 39 GWh in unbilled energy, which is the energy that was used

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

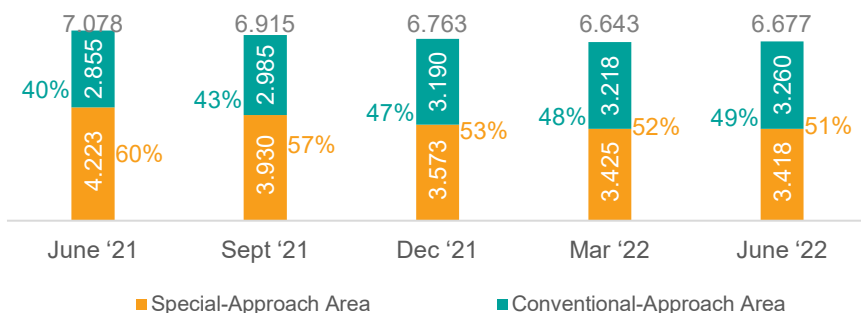
| Changes in Total Losses [GWh] | 12 months



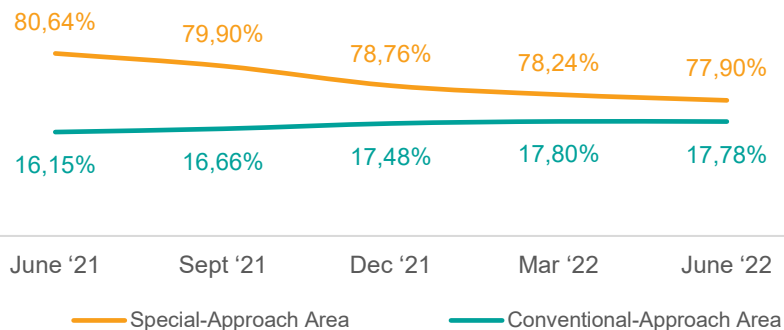
within the month, but will only be billed at a later moment because of the billing calendar.

Regarding the increase in non-technical losses, we have the influence of higher average temperature in 2Q22 in comparison to 2Q21 (+0,4°C), which, alone, would represent an impact of 0.78 p.p. in the indicator compared to 1Q22. However, due to the initiatives of the Loss Reduction Plan, this result was 0.22 p.p. lower.

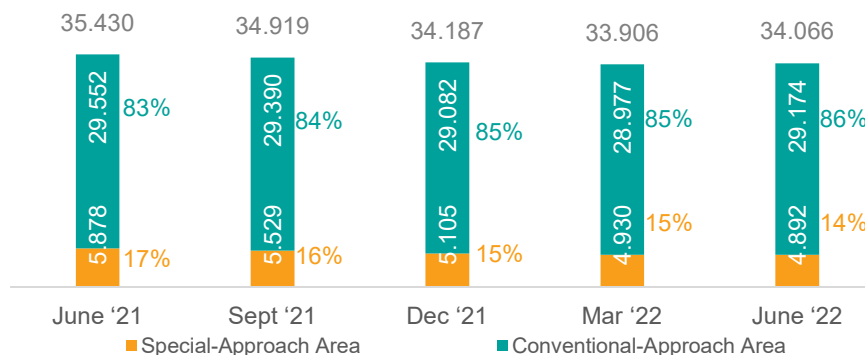
Non-technical Losses [GWh] | 12 months



Total Losses / Grid Load | 12 months



Grid Load [GWh] | 12 months



Analyzing the behavior in the **Conventional Approach Area (CAA)** and the **Special-Approach Area (SAA)**, we note that after the variations that occurred in previous quarters, due to the actions of record updating and review of the mapping of polygons in the SAA in 1Q21, the indicator resumed its stability in 2022.

The 42 GWh increase in losses in the Conventional-Approach Area is due to unbilled electricity, which accounted for an impact of 39 GWh in 2Q22. However, in regard to the amounts related to grid load, losses in Conventional-Approach Areas decreased by 0.02 p.p. compared to 1Q22, reaching 17.78% in 2Q22.

In 2Q22, **Incorporated Power (IEN)** was 130.5 GWh, 16 GWh lower than in 1Q22 and 7 GWh higher than in 2Q21, reflecting an increased efficiency in actions to reduce losses.

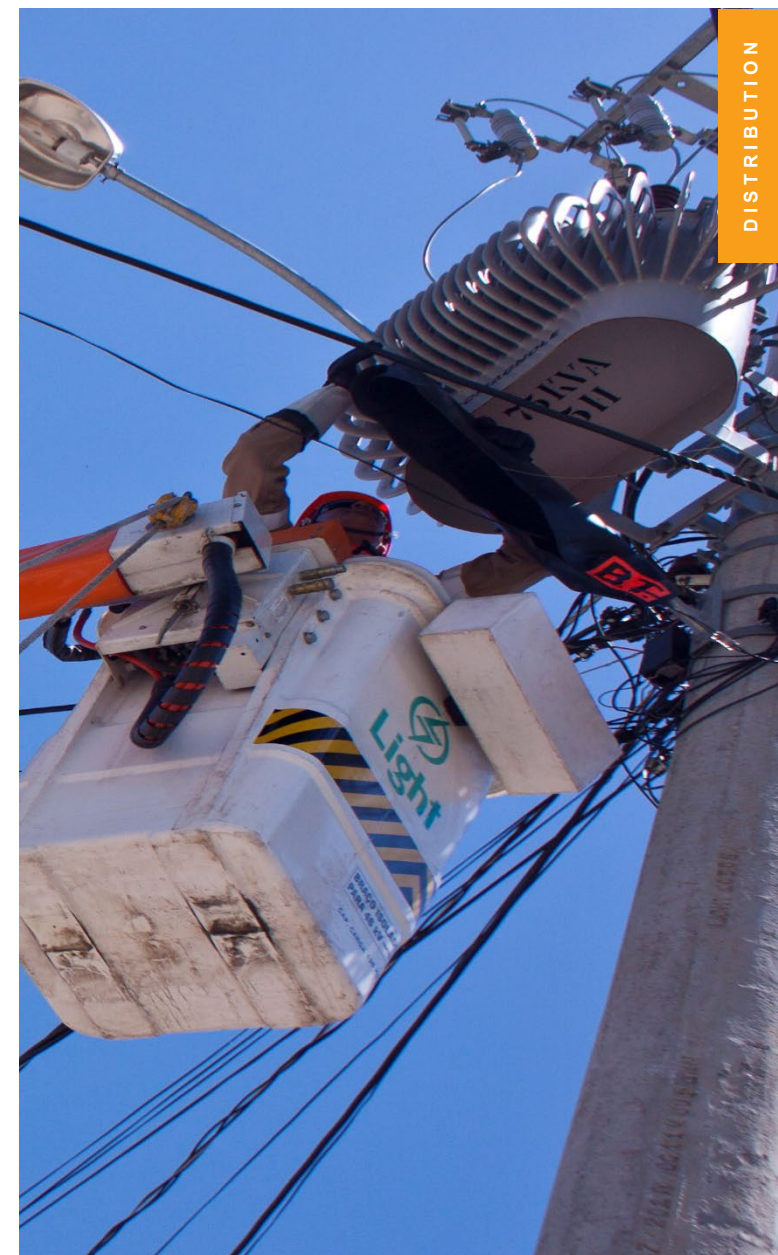
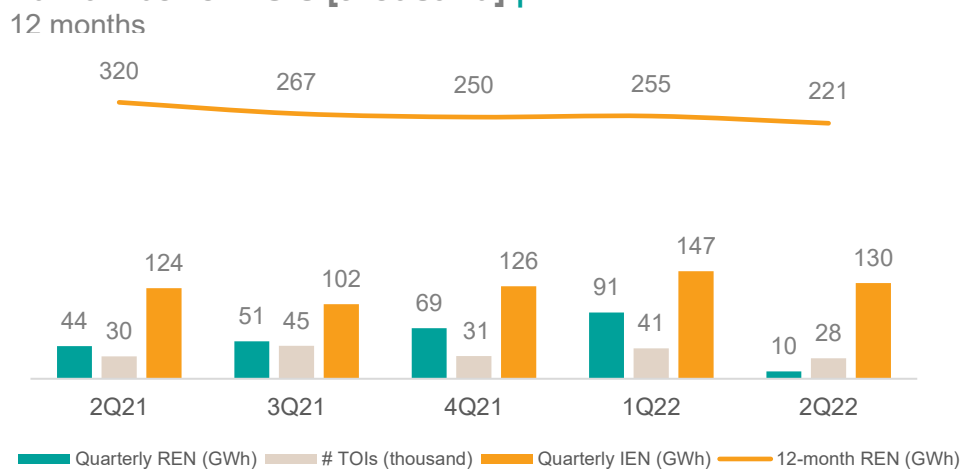
In comparison with the previous quarter, this decrease is primarily due to a significantly lower average temperature in 2Q22 compared to 1Q22 (23.7°C vs. 27.4°C).

Recovered Power (REN) (12 months) decreased by 13.3% in the quarter compared to 1Q22, reaching 221 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**.

As a result of the lower temperature in 2Q22, consumption and billing from customers decreased, reducing the incorporation of energy. In 1Q22, the higher temperature contributed to a higher level of consumption among incorporated customers, with positive effects on the indicator.

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



Collection

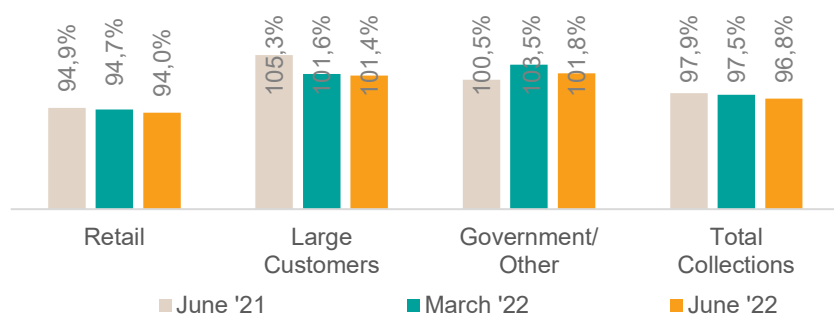
Our **total collection** (12 months) was **96.8%** as of June 2022, a **0.7 p.p. decrease compared to 97.5% as of March 2022** and a **1.1 p.p. decrease compared to 97.9% as of June 2021**, already considering the collection assessment method⁴ in effect as of January 2022.

In view of this scenario, Light maintained its strategy to intensify its collections discipline, **focused on administrative and technological actions**.

The main actions include: remittance of SMS, e-mail and WhatsApp messages, inclusion in bad payor's records, use of protests and collection via phone calls, in addition to the option of payment and negotiation through credit cards. We also adopted more effective measures to reduce default through the expansion of electricity cut teams.

| Collection rate by segment |

12 months [including overdue REN installments]



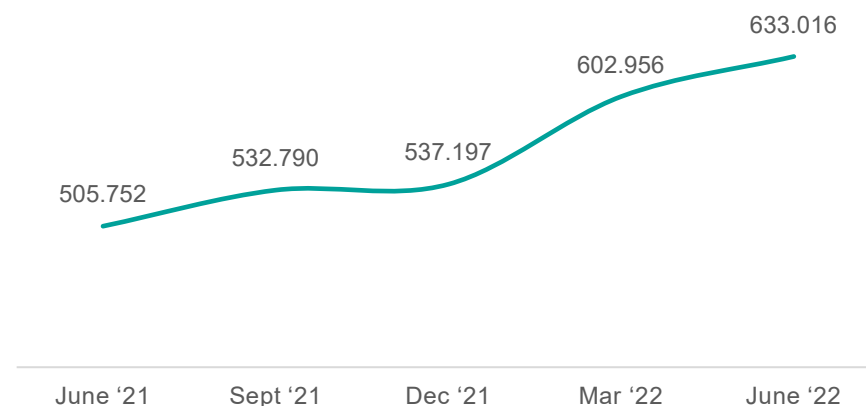
⁴ As of January 2022, the collection rate started to include revenue from the previous month (M-1) and collection in the current month (M), as a significant portion of Light's collection occurs in the following month after billing. We restated 2021 figures to allow comparability between rates.

The result obtained in 2Q22 reflects a **decreased collection**, primarily in the **Retail** segment.

The variation in the Retail segment is primarily due to an **increased base of low-income customers**, who usually present a higher default rate, notwithstanding the subsidy pass-through.

In addition to the previously explained administrative actions, Light has also been implementing **awareness initiatives regarding rational consumption** focused on this audience.

| Changes in Low-Income Customers |



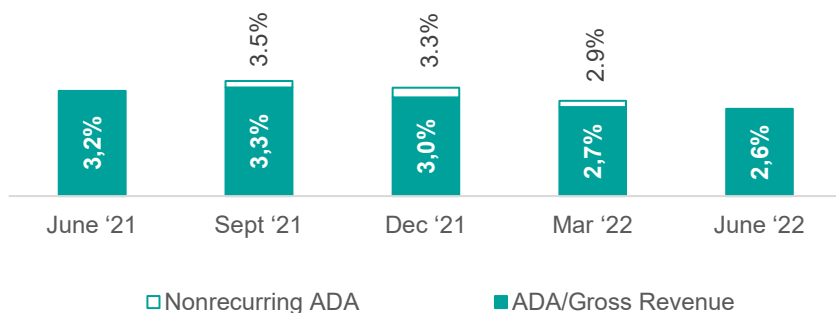
The **ADA to Gross Operating Revenue** ratio (**12 months**) at the end of June 2022 was **2.6%**, lower than that recorded in March 2022.

In 2Q22, **ADA was R\$67.3 million**, a 44.8% decrease compared to R\$121.9 million in 2Q21⁵. In recent quarters, the indicator has systematically presented a positive evolution.

In 2Q22, we reversed the ADA regarding the accounts receivable of a customer undergoing judicial reorganization, in the amount of R\$40.5 million, based on the reassessment of the recoverability of this receivable. Excluding this effect, in 2Q22, **ADA would have totaled R\$107.8 million, an 11.6% 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** after non-programmed outages.

Equivalent Internally Caused Outage Duration per Consumer Unit – EODi (12 months) was **6.13 hours** in 2Q22, a 2.0% increase (+0.12 hour) compared to March 2022 (6.01 hours). This variation is due to the occurrence of more atmospheric events during the current period compared to the previous year.

Equivalent Internally Caused Outage Frequency per Consumer Unit – EOFi (12 months) was **3.23x** in 2Q22, a 0.6% decrease (-0.02x) compared to March 2022 (3.25x).

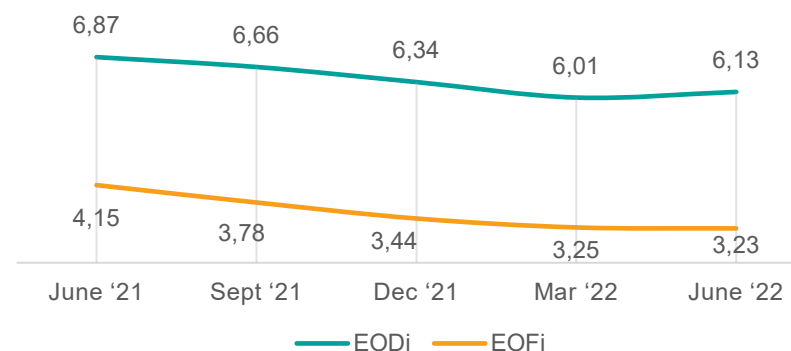
As previously observed, due to the higher occurrence of atmospheric events, we ended up registering more unscheduled interruptions, but with fewer interrupted customers, which justifies the improvement in EOFi despite the higher EODi.

In 2Q22, both EODi and EOFi were below the limits established by ANEEL in the concession agreement. EODi closed the quarter at 2.57

hours (-29.5%), below the limit of 8.70 hours, and EOFi was 2.17x (-40.2%), 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 3rd best distribution company in Brazil for EOFi and EODi, respectively**

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

Financial Performance

Adjusted EBITDA of the Distribution business was **R\$432.4 million** in 2Q22, a 100.9% increase compared to R\$215.2 million in 2Q21. **Excluding the effect of Indemnifiable Concession Assets**, Adjusted EBITDA would have been **R\$371.9 million** in the period, compared to R\$98.8 million in 2Q21.

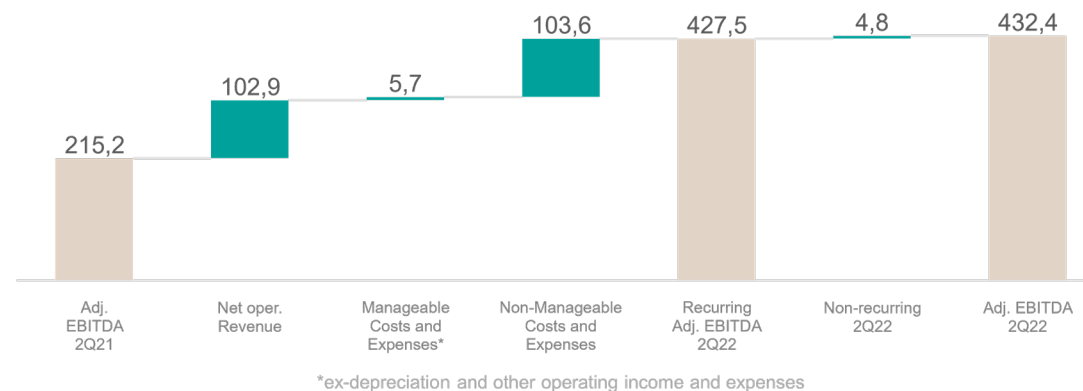
In **1H22**, Adjusted EBITDA totaled **R\$765.1 million**, an 85.3% increase compared to R\$412.8 million in 1H21.

The **R\$217.2 million increase** was primarily due to the **effectiveness of the new tariff** as of the **Periodic Tariff Review that occurred in March 2022** and the **increased operating efficiency** with the reduction in PMS.

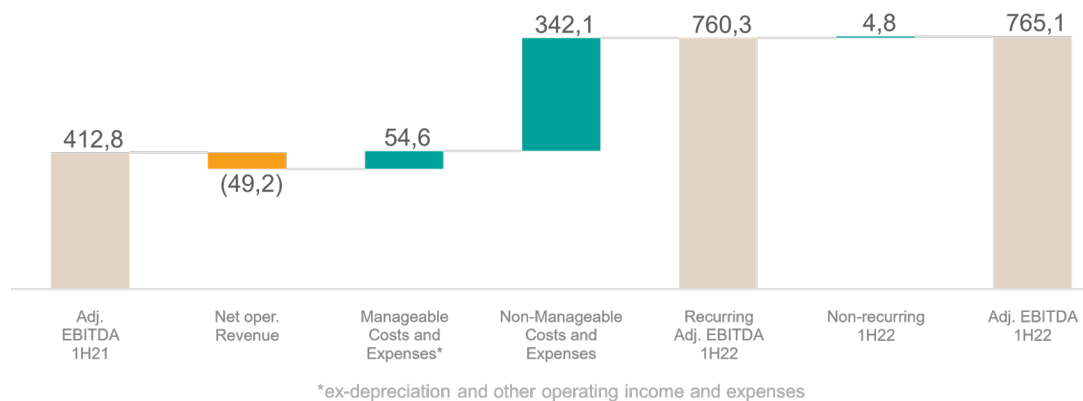
In 2Q22, as detailed below, we recorded the **non-recurring effects**, including the recognition of a tax provision (-R\$35.7 million) and the reversal of the ADA regarding the receivables from a customer undergoing judicial reorganization (+R\$40.5 million).

Excluding these effects, **Recurring Adjusted EBITDA** in 2Q22 totaled **R\$427.5 million**.

| Adjusted EBITDA | 2Q22 / 2Q21 – R\$MM

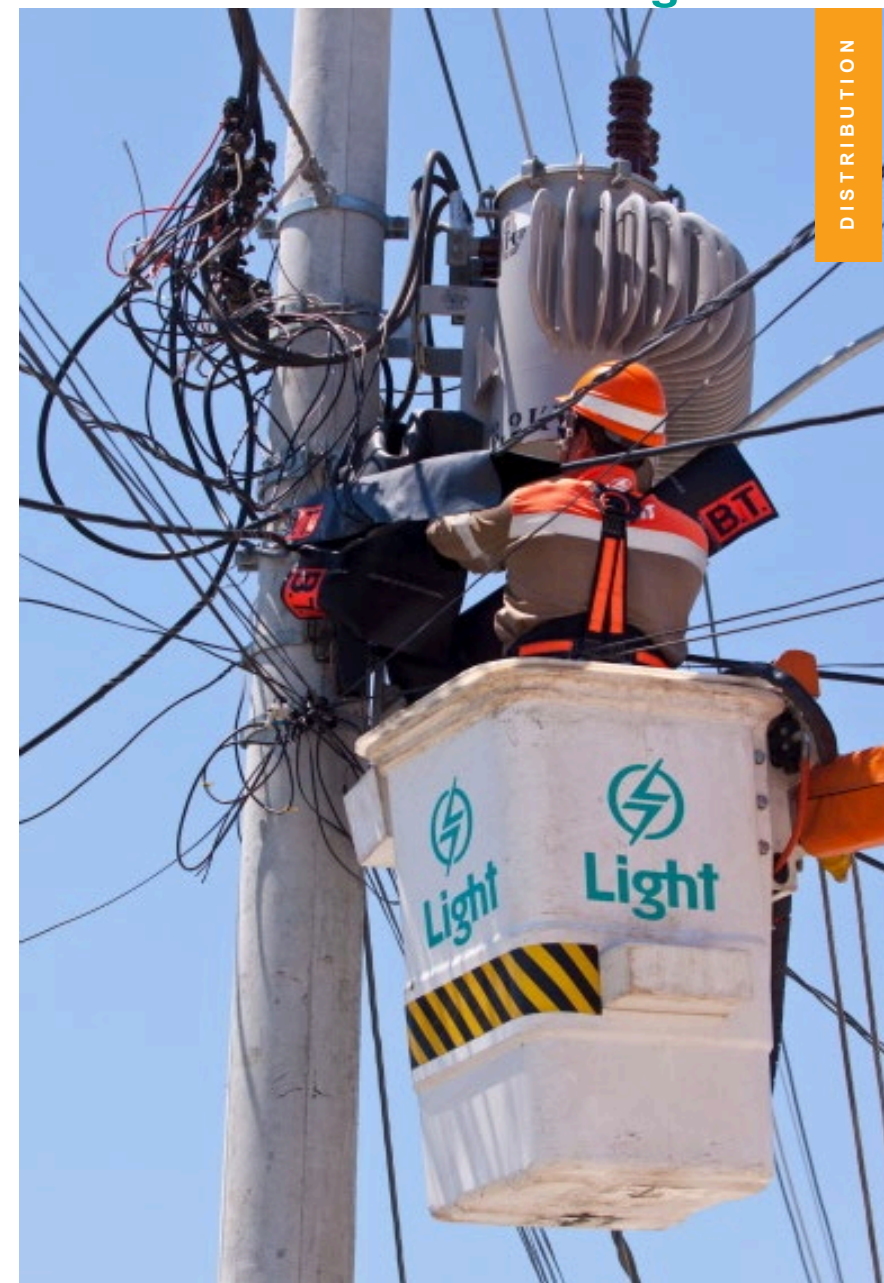


| Adjusted EBITDA | 1H22 / 1H21 – R\$MM



In 2Q22, **net operating revenue**, excluding construction revenue, was **R\$2,835.5 million, a 3.8% increase** compared to 2Q21, including the following highlights:

- **Revenue from Captive and Free Customers** increased by R\$252 million (+9.9%) compared to 2Q21, due to the effects of the Periodic Tariff Review that occurred in March 2022 and the increased consumption of free customers.
- A R\$32.1 million increase in **Other Revenues**, as a result of the regularization of bills for the use of infrastructure.
- A R\$29.3 million decrease in **non-billed electricity**, due to lower temperatures recorded in June 2022.
- A R\$56.0 million decrease in the **Fair Value of the Indemnifiable Concession Asset**.
- **A negative variation** of R\$143.1 million in **CVA** compared to 2Q21, due to the improvement in hydrological conditions and the resulting decrease in expenses in connection with availability agreements, hydrological risk and system service charges.



In 2Q22, **manageable costs and expenses** (excluding depreciation and amortization and other operating revenue/expense) **totaled R\$333.6 million, a 3.1% decrease compared to R\$344.2 million in 2Q21.**

This variation is primarily due to an **increased efficiency in PMS** and **decreased ADA in 2Q22** compared to 2Q21.

PMS (Personnel, Material and Outsourced Services) **decreased by 14.9% (R\$11.2 million)** compared to 2Q21.

This decrease is due to the reorientation of field activities towards those that are more CAPEX-intensive, in addition to the potential increased capitalization of Services in view of increased investments.

Provisions for contingencies closed 2Q22 at **R\$112.6 million, an increase of R\$60.4 million (116%) compared to 2Q21.**

This variation is due to the increase in the provision for civil contingencies by R\$15.1 million and the recognition of a non-recurring tax provision in the amount of R\$35.7 million.

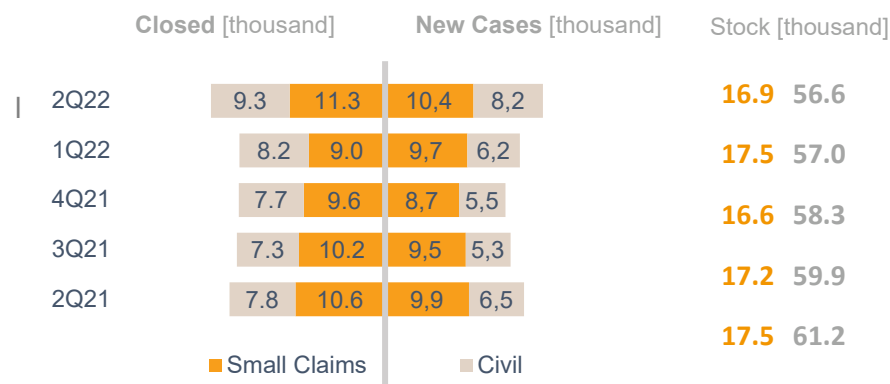
Excluding this non-recurring effect, provisions for contingencies in 2Q22 **would have totaled R\$77.0 million**, resulting in a variation of R\$24.8 million compared to the same quarter in the previous year.

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

Provision for Contingencies [R\$ million]	2Q22	2Q21	Change 2Q22/2Q21
Small Claims	-23.4	-24.7	-5%
Civil	-46.4	-31.3	48%
Labor/ Tax/ Regulatory	-39.4	3.8	-
Other	-3.3	-0.1	6,302%
Total	-112.6	-52.2	116%
Total excluding non-recurring	-77.0	-52.2	48%

In regard to the tax provision, in June 2022, an unfavorable decision was rendered against us in a proceeding discussing the assessment of federal taxes charged on the profit of subsidiaries incorporated abroad. The amount under discussion was R\$103.5 million (R\$35.7 million recorded as provisions for contingencies and R\$67.9 million recognized as finance expense).

In regard to the civil contingencies provision, the variation was due to the change in the stock of cases.



In 2Q22, **non-manageable costs and expenses** totaled **R\$2,069.5 million, a R\$103.6 million decrease** compared to the same period in the previous year.

This variation is primarily due to the decrease in costs related to **charges and transmission** (R\$54.1 million) and **CCEE expenses** (R\$64.8 million), partially offset by the increase in costs related to **energy purchase agreements** (-R\$25.2 million).

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

- Reduced **Hydrological Risk** costs, due to the significant decrease in PLD and increase in GSF (R\$226.7 million).
- Decreased **System Service Charges** (ESS) (R\$80.2 million) due to a 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**, due to a decreased PLD and a decreased volume of contracted energy, partially offset by the reduced **exposure among submarkets** (R\$167.9 million).
- Increased **reserve energy charges** (R\$71.6 million), partially due to the inclusion of power plants in the Simplified Competitive Procedure.

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

- Decreased expenses in connection with **availability agreements**, due to the decreased use of thermal power plants (R\$122.3 million).
- Reduced payments in connection with **UHE Itaipu**, in view of the exchange rate depreciation (R\$49.7 million).
- **Recovery of ICMS credit**, resulting from energy purchases in the CCEARs based on availability (R\$22.3 million).

Cost reductions in the quarter were overshadowed by an increased cost related to **UTE Norte Fluminense** (R\$147.5 million), due to the annual adjustment occurred in November 2021, which was pressured by an increased IGP-M, inflation in the United States and increased gas price in the international market.

Cost reductions were also due to **tariff adjustments** of nuclear power agreements (R\$20.8 million), CCEARs based on energy amount (R\$19.4 million) and Proinfra (R\$17 million).

Finance revenue (expense) in 2Q22 was an expense of R\$515.1 million, compared to an expense of R\$176.5 million in 2Q21, a negative variation of R\$338.7 million.

This variation is primarily due to the loss from marked-to-market swap transactions related to debt in foreign currency, as a result of the **increase in the future CDI curve** (-R\$119.6 million).

This variation was also due to the increase in **debt service charges** (-R\$107.8 million) and **monetary variation** (-R\$52.1 million), as a result of the increased amount of debt in domestic currency and the increase in interest rates and IPC-A.

Swap agreements were negatively affected by an increased CDI rate and the future interest curve, although the effects of the exchange rate variation were **fully offset** in the swap line items.

Moreover, in 2Q22, we recorded **non-recurring effects** related to the adjustment of the balance of provisions for tax contingencies (-R\$67.9 million) and finance expense related to the reversal of ADA regarding the receivables of a customer undergoing judicial reorganization (-R\$5.5 million).

Excluding these effects, in 2Q22, finance revenue (expense) would have been an expense of R\$441.7 million.

Finance Revenue/Expense [R\$ MM]	2Q22	2Q21	Change 2Q22/2Q21	1H22	1H21	Change 1H22/1H21
Finance Revenue	165.4	44.7	269.9%	257.0	212.5	20.9%
Finance Expense	(680.5)	(221.2)	207.7%	(1,183.7)	(618.5)	91.4%
Total	(515.1)	(176.5)	191.9%	(926.7)	(406.0)	128.3%
Non-recurring effects	73.4	0.0	-	73.4	0.0	-
Total excluding non-recurring effects	(441.7)	(176.5)	150.3%	(853.3)	(406.0)	110.2%

The Distribution business had a **net loss of R\$168.5 million** in 2Q22, compared to a net loss of R\$76.5 million in 2Q21.

In 1H22, net loss was R\$305.7 million, a R\$128.6 million decrease compared to 1H21.

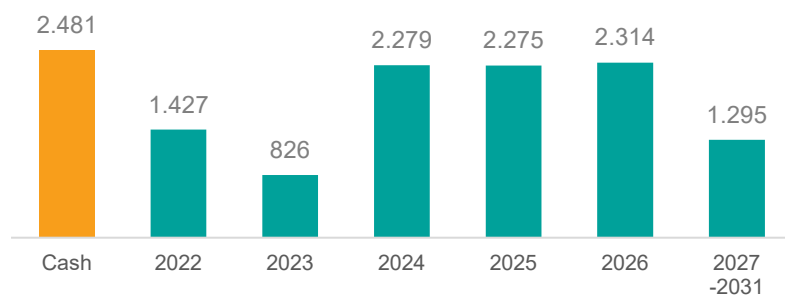
Excluding the non-recurring effects of the period that affected Adjusted EBITDA and finance revenue (expense), as detailed above, **the recurring net loss of the Distribution business** would have been **R\$99.9 million** in 2Q22.

| Debt indexes |



| Amortization [R\$MM] |

Average maturity: 3.0 years



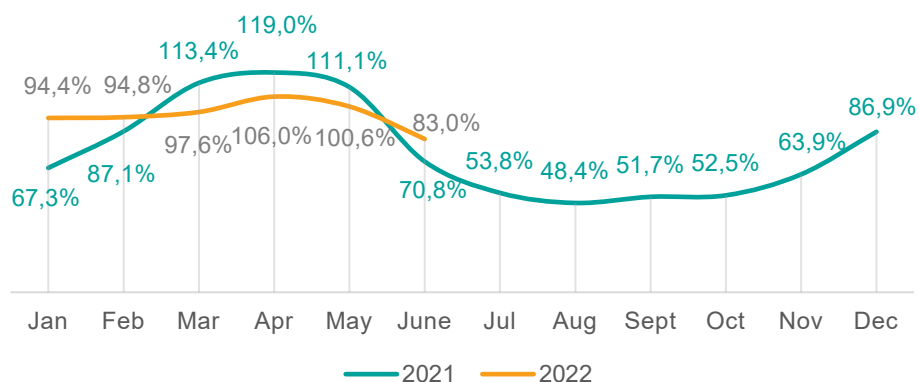
Generation

Light Energia S.A.

Seasonalization of the Guaranteed Capacity and hydrological scenario contributed to the result of Light Energia

Following the trend of the first quarter, in 2Q22, the significant volume of rainfall contributed to increase the level of reservoirs in Brazil in all submarkets, which **decreased the marginal cost of operation** and, as a result, the **GSF pressure** that directly affects generation companies.

| GSF – Generation Scaling Factor |



Due to the new energy seasonalization regulation and in order to maintain the result of Light Energia, **we allocated the Guaranteed Capacity primarily to the second semester of the year**, in accordance with the limits set forth in the new regulation. Current limits are based on the historical generation of MRE for each month of the year.

Upon the effectiveness of the new seasonalization regulation and notwithstanding the change in the allocation of energy to 2H22, Light Energia has **more energy allocated in 2Q22** compared to 2Q21, as set forth in the chart below.

| Guaranteed Capacity [MWm] |



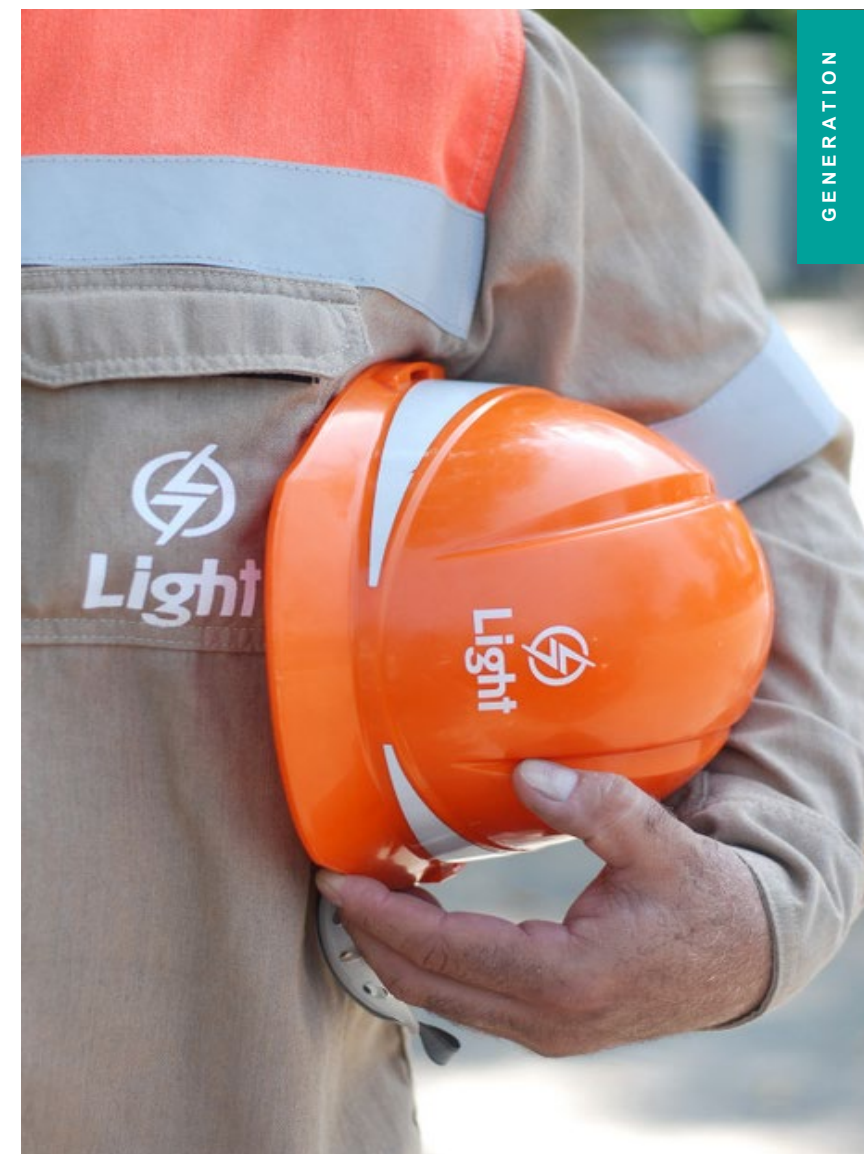
On its turn, **seasonalization is an important element in the management of the energy portfolio of a generation company**, as it allows the allocation of a greater amount of electricity in months that are deemed to present a higher market risk, due to the **uncertainties of the hydrological scenario**.

Considering the hydrological scenario in 1H22, as set forth in the table below, we had a **positive balance in energy sales of the Generation business in 2Q22** compared to 2Q21.

Energy Purchase and Sale (MWm)*	2Q22	2Q21	Change 2Q22/2Q21
Total sales (ACL + Spot)	471.4	424.9	10.9%
ACL	414.1	415.3	-0.3%
Spot (CCEE)	57.3	9.6	497.7%
Purchase (ACL + Spot)	8.5	16.5	-48.7%
ACL	8	15	-43.8%
Spot (CCEE)	-	1.4	-
Difference between Purchase and Sale in the Spot Market (CCEE)	57.3	8.1	604.0%

Decreased energy sales in the ACL were exclusively due to the seasonalization of agreements that, as explained above, resulted in an allocation of less energy in 2Q22 compared to 2Q21.

The **settlement of energy in the spot market** was due to the larger volume of energy allocated in the first semester due to the seasonalization of the Guaranteed Capacity compared to the same period in the previous year.

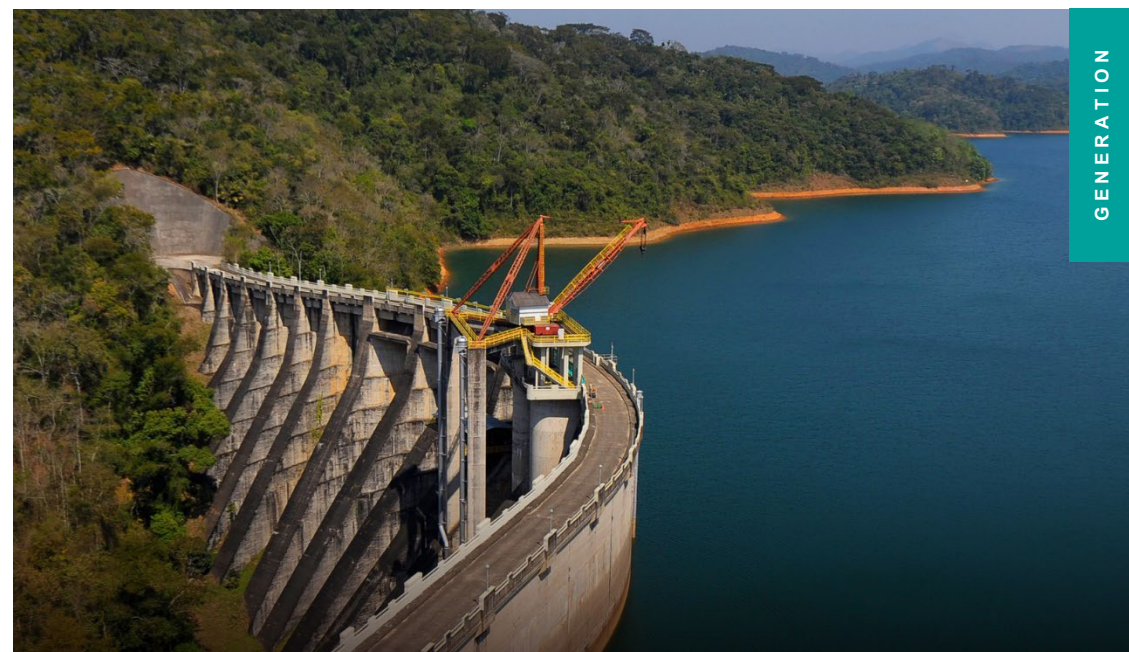


Financial Performance

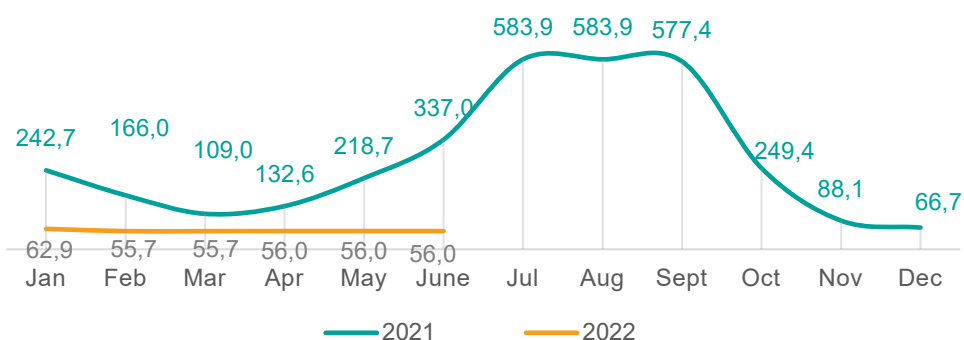
In 2Q22, the net revenue of the Generation business increased by **R\$13.3 million (8.0%)** compared to the same quarter in the previous year, primarily due to **price adjustments of long-term agreements in the ACL** (indexed to the IPC-A).

In the Spot market, the increased amount of energy was due to the **seasonalization of the Guaranteed Capacity**, which reached 581MWh in 2Q22 (vs. 501 MWh in 2Q21).

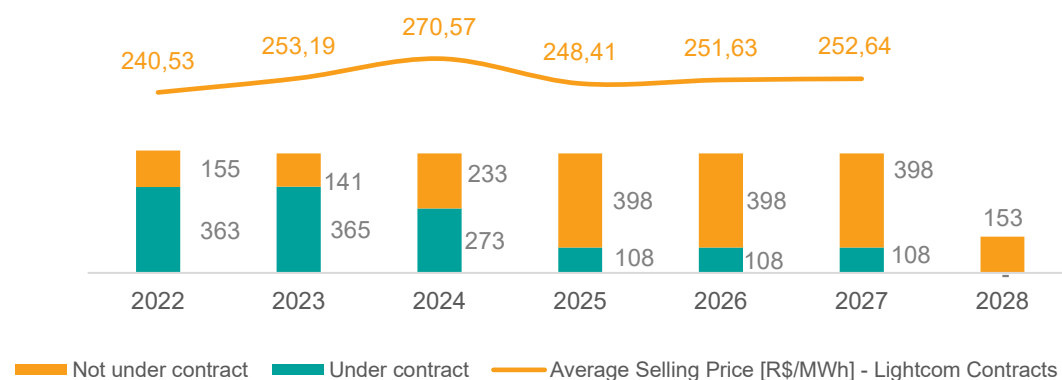
However, **revenue in the period was negatively affected by the 75.6% decrease in PLD compared to 2Q21**, from R\$229.44/MWh to R\$56.00/MWh.



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



| Contract Capacity [MWh] |



Operating costs and expenses (excluding depreciation and amortization and other operating revenue/expense) closed **2Q22 at R\$29.0 million, vs. R\$26.9 million** in 2Q21, representing a **7.8% variation**, due to the increase in PMSO.

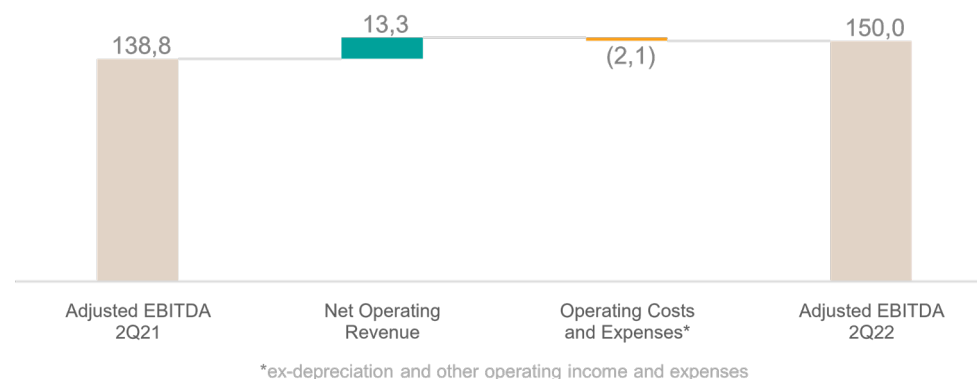
PMSO expense increased by R\$1.7 million (17.4%) in 2Q22 compared to the same quarter in the previous year. The main variations occurred in the Others (R\$1.1 million) and Personnel (R\$1.0 million) line items.

Adjusted EBITDA was **R\$150.0 million** in 2Q22, representing an R\$11.2 million increase compared to 2Q21.

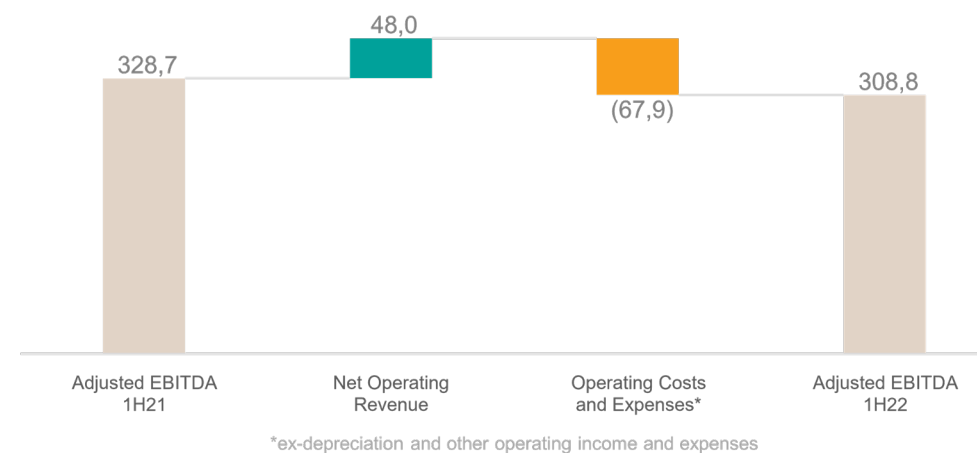
In 1H22, Adjusted EBITDA was R\$308.8 million, compared to R\$328.7 million in 1H21, representing a 6.1% decrease.

Depreciation/amortization increased by R\$14.3 million compared to the previous year, due to the **recognition of the GSF intangible asset in 4Q20**, with effects as of September 2021.

| Adjusted EBITDA |
2Q22 / 2Q21 – R\$MM



| Adjusted EBITDA |
1H22 / 1H21 – R\$MM



In 2Q22, **finance revenue (expense)** was an expense of R\$94.2 million, representing a R\$49.4 million decrease compared to 2Q21. The main variations were:

- Swap transactions and foreign exchange variation (-R\$57.2 million) due to **losses from marked-to-market swap transactions**, as a result of the increased future CDI curve.
- **Increased debt service charges** (-R\$17.7 million) due to increased interest rates and IPC-A (related to the CDI swap agreement).
- Increased interest accrued by financial investments (R\$24.0 million), due to a **larger volume of cash and increased profitability**.

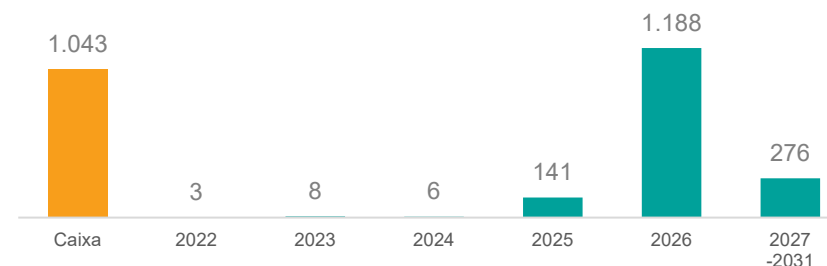
Light Energia had **net income of R\$22.4 million in 2Q22**, compared to a net income of R\$55.1 million in 2Q21. In the period, we recognized **R\$3.5 million as gains from the sale of equity interest** held by Light Energia in subsidiary Guanhões Energia S.A.

Excluding this non-recurring effect, the net income of the Generation business would have been R\$18.9 million.

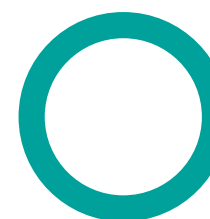
Finance Revenue (Expense) [R\$ MM]	2Q22	2Q21	Change 2Q22/2Q21	1H22	1H21	Change 1H22/1H21
Finance Revenue	43.4	156.8	(72.3%)	92.1	57.6	59.9%
Finance Expense	(137.6)	(201.6)	(31.7%)	(284.2)	(219.0)	29.8%
Total	(94.2)	(44.8)	110.3%	(192.1)	(161.3)	19.1%

| Amortization [R\$MM] |

Average maturity: 4.2 years



| Debt Indexes |



CDI
100%

Trading

Lightcom Comercializadora S.A.

Operating and Financial Performance

Trading volume was 527 MWm in 2Q22, representing a 12.0% decrease compared to 599 MWm in 2Q21.

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, in addition to the **expiration of long-term agreements** with market agents (generation and trading companies).

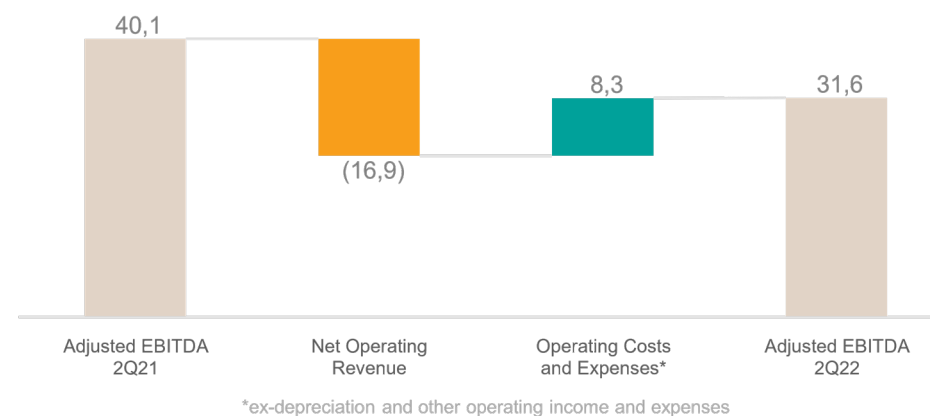
The **average selling price** (net of taxes) in the period was R\$226.8/MWh, representing a 6.7% increase compared to R\$212.6/MWh in 2Q21.

The Trading business recorded **Adjusted EBITDA of R\$31.6 million** in 2Q22, compared to Adjusted EBITDA of R\$40.1 million in 2Q21. In 1H22, Adjusted EBITDA was R\$67.3 million vs. R\$77.6 million in 1H21, a 13.4% decrease.

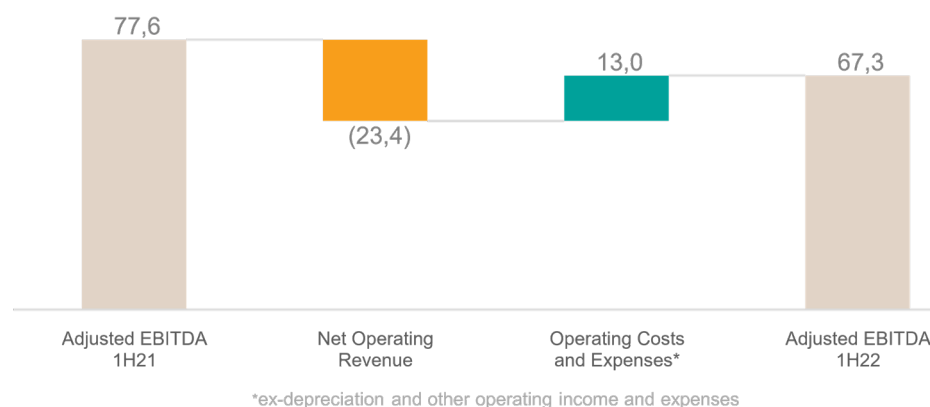
The decreased result was due to the **lower traded volume** and the **decreased PLD in the period**, partially offset by lower costs in connection with energy purchases.

Lightcom's **finance revenue increased by** R\$6.7 million compared to 2Q21, due to a larger cash volume and higher return on financial investments in the period.

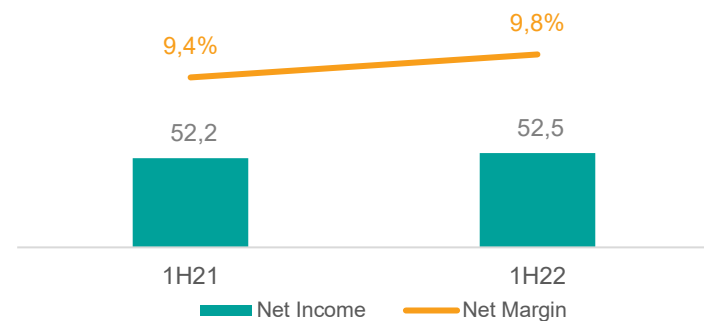
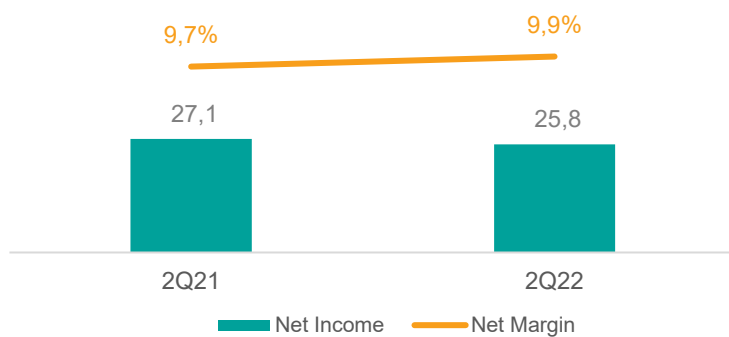
| Adjusted EBITDA | 2Q21 / 2Q22 – R\$MM



| Adjusted EBITDA | 1H22 / 1H21 – R\$MM



Net income was R\$25.8 million, a R\$1.3 million decrease compared to 2Q21. In 1H22, net income slightly increased by R\$0.3 million compared to 1H21.



Performance on Environmental, Social and Governance [ESG] Issues

Performance in the Quarter

In 2Q22, we released our 2021 Sustainability Integrated Annual Report in Light's IR website and social media.

The report was prepared in accordance with best ESG practices: Global Reporting Initiative (GRI) Guidelines, under the GRI Standards version and Comprehensive option; International Integrated Reporting Framework; and the Sustainability Accounting Standards Board (SASB) guidelines for power distribution and generation companies.

Moreover, MSCI Analytics released a new assessment of Light, increasing its score from 6.1 to 6.8, maintaining Light's A rating and placing Light closer to an AA rating. The new assessment indicated Light's improvement in modules related to Governance and water Stress.

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 the Company.



Quality of service and Operational efficiency

In 2Q22, Light obtained excellent operational results, as detailed in "Operational Quality." The Company was considered the best distributor in the country in terms of EOFi and the 3rd best in EODi



Community relations

Community investments in 2Q22 totaled R\$2.4 million, exceeding in 237% those made in the same period in the previous year, due to the commencement of new projects to reduce losses, including the "Creative Energy" project, which brings awareness to communities about the responsible consumption of energy.

Moreover, as part of the Plan to Reduce Losses, we increased the number of energy efficiency projects focused on Communities.



Health and safety

In 2Q22, the injury frequency rate decreased by 39.2%, due to an increased number of safety inspections, implementation of awareness actions and inspections, and intensification of preventive actions.

Notwithstanding a decrease in the number of accidents, the number of accidents resulting in leaves above 15 days was higher, increasing our severity rate in 2Q22 compared to 2Q21.

Therefore, we have intensified internal communication aimed at raising awareness and preventing accidents, which resulted in an 89% drop in the severity rate when considering the year of 2022.

People management

We closed the quarter with an increase of 0,7 p.p. in women's participation in our workforce, in line with our Diversity, Equity and Inclusion Program (“*Empodera*”).

Financial health and the capital market

We maintained our commitment to shareholders and strengthened our access to the capital market, as detailed in “Financial Performance.” In the quarter, we completed the 24th issuance of debentures of Light SESA, in a single series, totaling R\$1.3 billion.

Improving customer experience

In 2Q22, the total number of complaints increased by 18% compared to 2Q21, increasing the complaint rate by 2.29 p.p. per number of customers.

This variation is primarily due to the increase in complaints regarding invoice variations, mostly resulting from the tariff review that occurred in March 2022.

Light continues to work towards the continuous evolution of its digital channels, through the improvement in customer service procedures and processes, and the automation of tasks, reports and indicators that provide a more assertive monitoring of the execution of services.

As a result, customer inquiries through our Virtual Branch increased by 19% in 2Q22 compared to 2Q21, with the number of calls through the virtual Whatsapp channel increasing by 318%.

New business models

In 2Q22, we completed the notice for the bidding process of suppliers for the project of construction of the floating photovoltaic power plant, in Light Energia's reservoir, in the Distributed Generation (DG) category.

The notice will be released in August 2022 and the construction is expected to begin in the second semester of 2022. The project, conceived under ANEEL's Energy Efficiency Program (PEE) has an estimated annual generation of 8GWh, with an installed capacity of 5MWp, and can serve around 7,000 low-income families.

Losses and delinquency

For the 5th consecutive quarter, the total loss indicator improved, closing 2Q22 with a reduction of 17 GWh, as detailed in “Loss Reduction.” On the other hand, total collection (12 months) decreased by 0.7 p.p., as detailed in “Collection”.

Innovation and technology

In 2Q22, investments in R&D increased 0.7% compared to 2Q21, due to the amount of disbursements for projects under development.

Climate change

One important indicator assessed by Light regarding climate change is the in-house consumption of energy, which, in the quarter, decreased 1,052 GWh (3.6%) compared to the same quarter in the previous year.

Despite this reduction, the decrease in the number of Light's own employees by 501 (-9.2%) between the quarters impacted the energy consumption per employee indicator, which increased by 6%.

This decrease was due to the re-recording of retroactive consumption in 2Q21, which resulted in a one-off increase in this indicator in the period, as well as to actions focused on the efficient use of energy at Light's facilities, including replacement of lamps, reduction in the time air conditioning is used at our headquarters, and replacement of refrigeration devices at substations.



ESG Indicators

Main Metrics	2Q22	2Q21	Change 2Q22/2Q21	1H22	1H21	Change 1H22/1H21
People Management						
Company employees	5,001	5,502	-9.1%	5,001	5,502	-9.1%
Outsourced workers	8,587	7,536	13.9%	8,587	7,536	13.9%
% of female employees	19.2%	18.5%	0.7 p.p.	19.2%	18.5%	0.7 p.p.
% of women in leadership positions	27.0%	27.1%	-0.1 p.p.	27.0%	27.1%	-0.1 p.p.
% of women in Senior Management positions	37.5%	33.3%	4.2 p.p.	37.5%	33.3%	4.2 p.p.
Average hours of training per employee	4.5	4.6	-2.2%	9.8	9.1	7.7%
Turnover Rate	2.4%	2.2%	0.2 p.p.	2.4%	2.2%	0.2 p.p.
Health & Safety						
Injury frequency rate	1.41	2.32	-39.2%	1.80	3.12	-42.3%
Injury severity rate	87	75	16.0%	53	480	-89.0%
Improving Customer Experience						
Total customer complaints	12.03%	10.72%	1.31 p.p.	24.54%	25.87%	-1.33 p.p.
Community Engagement						
Community investments (PEE funding) (R\$ MM)	2.41	0.71	236.8%	4.80	2.35	104.4%
Climate Change						
Electricity consumption per employee (MWh)	5.61	5.29	6.0%	11.37	10.97	3.7%
Innovation & Technology						
R&D investment (R\$ MM)	7.23	6.74	7.2%	12.09	12.70	-4.8%

ANNEX I – EBITDA and Adjusted EBITDA Reconciliation

CVM EBITDA (R\$ MM)	Light Consolidated			Light SESA			Light Energia			Lightcom		
	2Q22	2Q21	Change 2Q22/2Q21	2Q22	2Q21	Change 2Q22/2Q21	2Q22	2Q21	Change 2Q22/2Q21	2Q22	2Q21	Change 2Q22/2Q21
Net Income/Loss (A)	(80.0)	3.2	-	(168.5)	(76.5)	120.3%	22.4	55.1	-59.3%	25.8	27.1	-4.8%
Income Tax/Social Contribution (B)	2.2	(306.1)	-	-	(137.6)	-	24.8	(156.6)	-	(9.1)	(9.5)	-3.8%
Deferred Income Tax/Social Contribution (C)	33.0	305.7	-89.2	70.6	178.4	-60.4%	-33.5	131.6	-	(4.1)	(4.3)	-4.8%
EBT (A - (B + C))	(115.2)	3.6	-	(239.0)	(117.3)	103.8%	31.1	80.1	-61.2%	39.0	40.9	-4.6%
Depreciation and Amortization (D)	(181.3)	(151.1)	20.0%	(153.0)	(137.1)	11.6%	(28.2)	(13.9)	102.9%	(0.1)	(0.1)	-3.7%
Finance Expense, Net (E)	(607.8)	(219.7)	176.7%	(515.1)	(176.5)	191.9%	(94.2)	(44.8)	110.3%	7.5	0.8	801.9%
CVM EBITDA ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	673.9	374.4	80.0%	429.1	196.3	118.6%	153.5	138.8	10.6%	31.6	40.1	-21.3%
Equity Income (F)	(8.7)	(8.2)	6.0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Other Operating Income/Expense (G)	69.4	(3.3)	-	(3.3)	(18.9)	-82.8%	3.5	-	-	-	-	-
Adjusted EBITDA = CVM EBITDA - (F) - (G)	613.2	385.9	58.9%	432.4	215.2	100.9%	150.0	138.8	8.0%	31.6	40.1	-21.3%

EBITDA and Adjusted EBITDA are both a non-accounting measure 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)	2Q22	2Q21	Change 2Q22/2Q21	1H22	1H21	Change 1H22/1H21
Gross Operating Revenue	5,440.9	5,012.3	8.6%	11,309.9	10,717.3	5.5%
Deductions	-2,351.1	-2,003.4	17.4%	-4,968.0	-4,198.2	18.3%
Net Operating Revenue	3,089.8	3,009.0	2.7%	6,341.9	6,519.0	-2.7%
Operating Expense	-2,657.9	-2,774.1	-4.2%	-5,565.3	-6,012.7	-7.4%
PMSO	-168.2	-189.8	-11.4%	-368.8	-433.5	-14.9%
Personnel	-91.7	-87.9	4.3%	-197.3	-206.1	-4.3%
Material	-5.2	-6.8	-23.6%	-10.9	-17.7	-38.6%
Outsourced Services	-96.7	-116.6	-17.0%	-194.8	-240.7	-19.1%
Others	25.5	21.5	18.6%	34.3	31.0	10.5%
Purchased Electricity	-2,128.5	-2,259.2	-5.8%	-4,460.4	-4,902.1	-9.0%
Depreciation	-181.3	-151.1	20.0%	-362.1	-299.4	20.9%
Provisions	-112.6	-52.2	115.7%	-189.9	-105.5	80.0%
PECLD	-67.3	-121.9	-44.8%	-184.2	-272.4	-32.4%
Finance Revenue (Expense)	-607.8	-219.7	176.7%	-1,110.7	-564.4	96.8%
Finance Revenue	222.1	454.8	-51.2%	343.4	77.5	343.1%
Finance Expense	-829.9	-674.5	23.0%	-1,454.1	-641.9	126.5%
Other Operating Income/Expense	69.4	-3.3	-	66.9	11.2	495.1%
Income before Taxes and Equity Income	-106.4	11.9	-	-267.2	-46.9	469.8%
Income Tax/Social Contribution	2.2	-306.1	-	-233.3	-315.5	-26.1%
Deferred Income Tax/Social Contribution	33.0	305.7	-89.2%	325.9	335.2	-2.8%
Equity Income	-8.7	-8.2	6.0%	-11.4	-11.4	0.3%
Net Income	-80.0	3.2	-	-186.1	-38.6	382.5%
Adjusted EBITDA	613.2	385.9	58.9%	1,138.7	805.7	41.3%

ANNEX III – Statement of Income – Distribution

Statement of Income (R\$ MM)	2Q22	2Q21	Change 2Q22/2Q21	1H22	1H21	Change 1H22/1H21
Gross Operating Revenue	5,468.1	4,905.3	11.5%	11,337.7	10,393.2	9.1%
Power Supply	4,007.8	3,546.1	13.0%	9,163.2	7,913.1	15.8%
CVA	129.3	290.1	-55.4%	-233.2	426.1	-
Construction Revenue	321.4	209.0	53.8%	612.0	393.8	55.4%
Other Revenue – PIS/COFINS Credit	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
Other Revenue	1,009.5	860.2	17.4%	1,795.8	1,660.2	8.2%
Deductions from Operating Revenue	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
Net Operating Revenue	3,157.0	2,941.6	7.3%	6,448.5	6,279.5	2.7%
Cost of Power Supply Service	-2,391.0	-2,382.1	0.4%	-4,970.9	-5,094.8	-2.4%
Electricity purchased for resale and CCEE expense	-1,775.3	-1,824.8	-2.7%	-3,781.6	-4,008.3	-5.7%
Grid connection and usage charges	-294.3	-348.3	-15.5%	-577.3	-692.8	-16.7%
Construction cost	-321.4	-209.0	53.8%	-612.0	-393.8	55.4%
Operating Costs/Expenses	-333.7	-344.2	-3.1%	-712.5	-771.9	-7.7%
Personnel	-85.8	-76.7	11.9%	-183.6	-184.6	-0.5%
Material	-5.0	-6.7	-25.3%	-10.6	-17.2	-38.5%
Outsourced Services	-91.5	-110.1	-16.9%	-185.0	-228.7	-19.1%
Provisions	-179.7	-173.7	3.5%	-373.8	-377.2	-0.9%
Others	28.4	23.0	23.6%	40.5	35.8	13.3%
Depreciation and amortization	-153.0	-137.1	11.6%	-305.5	-271.1	12.7%
Other operating revenue/expense	-3.3	-18.9	-82.8%	10.8	-4.6	-
Service Revenue	276.1	59.2	366.7%	470.4	137.0	243.3%
Finance Revenue (Expense)	-515.1	-176.5	191.9%	-926.7	-406.0	128.3%
Finance Revenue	165.4	44.7	269.9%	257.0	212.5	20.9%
Finance Expense	-680.5	-221.2	207.7%	-1,183.7	-618.5	91.4%
Net income before taxes	-239.0	-117.3	103.8%	-456.3	-268.9	69.7%
Income Tax/Social Contribution	0.0	-137.6	-	-123.3	-137.6	-10.4%
Deferred Income Tax/Social Contribution	70.6	178.4	-60.4%	273.9	229.4	19.4%
Net Income/Loss	-168.5	-76.5	120.3%	-305.7	-177.1	72.6%
Adjusted EBITDA	432.4	215.2	100.9%	765.1	412.8	85.4%

ANNEX IV – Statement of Income – Generation

Statement of Income (R\$ MM)	2Q22	2Q21	Change 2Q22/2Q21	1H22	1H21	Change 1H22/1H21
Gross Operating Revenue	207.8	191.8	8.3%	432.7	501.3	-13.7%
Supply – Sale of own electricity	198.3	182.4	8.7%	411.8	392.1	5.0%
Supply – Short-Term Electricity Supply	7.1	7.4	-3.5%	16.3	105.2	-84.5%
Other – TUSD	2.3	2.0	15.7%	4.5	4.1	11.3%
Other	0.0	0.0	-	0.1	0.0	266.7%
Deductions from Operating Revenue	-28.8	-26.1	10.4%	-59.8	-60.5	-1.2%
Net Operating Revenue	179.0	165.7	8.0%	372.9	440.9	-15.4%
Cost of Power Supply Service	-17.2	-16.8	2.3%	-40.4	-88.8	-54.5%
Operating Costs/Expenses	-11.8	-10.0	17.4%	-23.7	-23.4	1.5%
Personnel	-5.4	-4.3	23.4%	-11.2	-10.3	8.5%
Material	-0.2	-0.1	145.1%	-0.3	-0.4	-20.2%
Outsourced services	-4.0	-4.6	-11.3%	-8.2	-8.9	-8.6%
Provisions	-0.1	-0.4	-64.6%	0.2	-0.6	-
Others	-2.1	-0.7	197.2%	-4.3	-3.1	38.2%
Depreciation and amortization	-28.2	-13.9	102.9%	-56.4	-28.1	100.8%
Other operating revenue/expense	3.5	0.0	-	2.7	-0.5	-
Service Revenue	125.3	124.9	0.3%	255.1	300.2	-15.0%
Equity Income	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
Finance Revenue (Expense)	-94.2	-44.8	110.3%	-192.1	-161.3	19.1%
Finance Revenue	43.4	156.8	-72.3%	134.6	57.6	133.6%
Finance Expense	-137.6	-201.6	-31.7%	-326.7	-219.0	49.2%
Income before taxes	31.1	80.1	-61.2%	63.0	138.8	-54.6%
Income Tax/Social Contribution	24.8	-156.6	-	-77.6	-156.9	-50.5%
Deferred Income Tax/Social Contribution	-33.5	131.6	-	60.2	114.0	-47.2%
Net Income/Loss	22.4	55.1	-59.3%	45.6	96.0	-52.5%
Adjusted EBITDA	150.0	138.8	8.0%	308.8	328.7	-6.0%

ANNEX V – Consolidated Statement of Financial Position

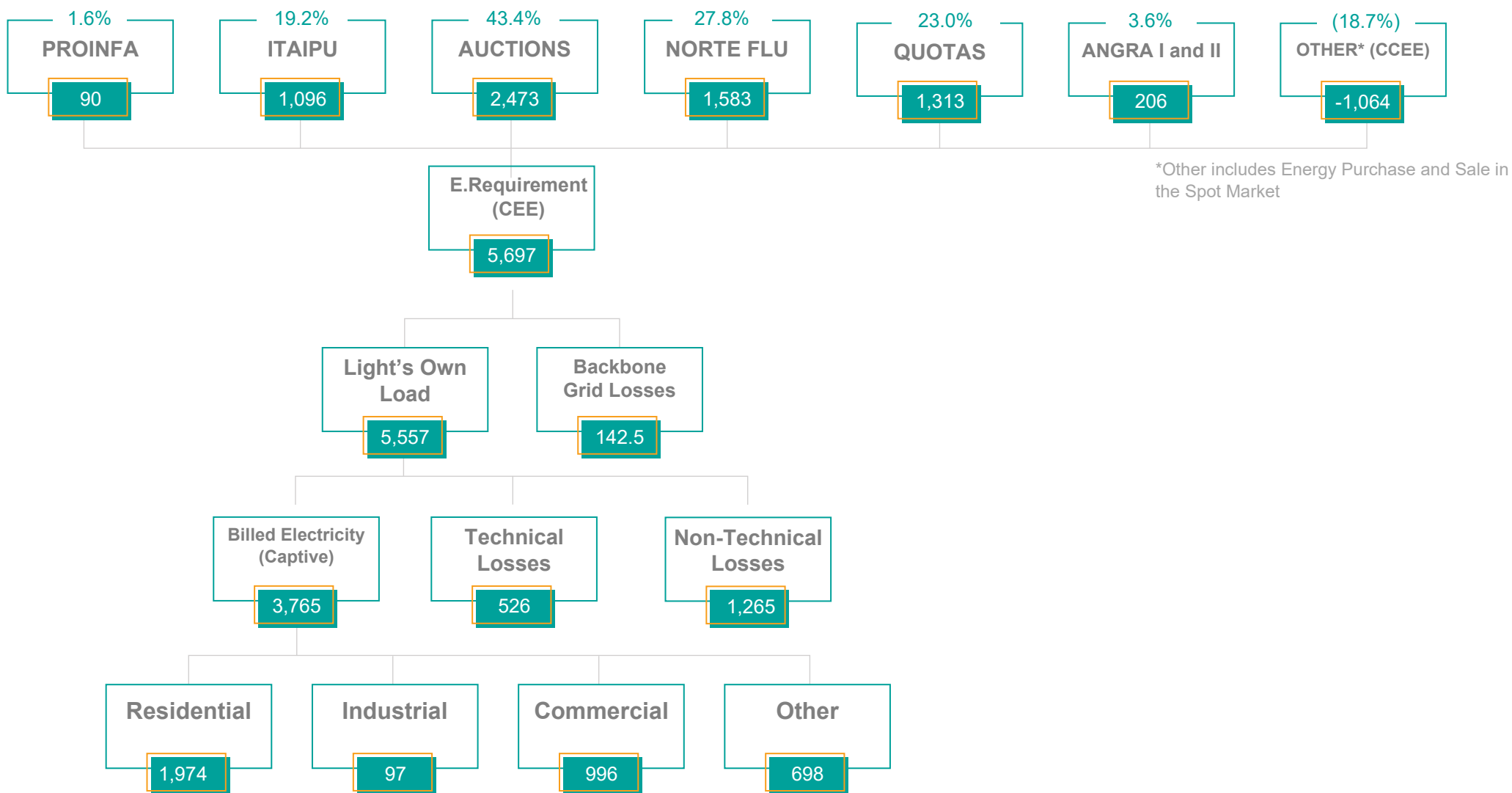
ASSETS (R\$ MM)	06.30.2022	12.31.2021
Current	8,422	9,324
Cash and cash equivalents	17	397
Marketable securities	3,960	3,208
Consumers, utilities, permissionaires and customers	2,291	2,425
Inventory	72	66
Taxes and contributions recoverable	1,485	1,263
Industry financial assets	109	1,172
Prepaid expenses	33	29
Dividends receivable	0	0
Receivables for services provided	36	17
Derivative financial instruments – swaps	0	0
Other receivables	419	613
Assets classified as held for sale	0	135
Non-current	19,464	18,954
Consumers, utilities, permissionaires and customers	1,368	1,221
Taxes and contributions recoverable	3,284	3,675
Deferred taxes	1,161	896
Derivative financial instruments – swaps	17	190
Deposits related to litigation	225	222
Industry financial assets	265	308
Concession financial assets	6,927	6,822
Other receivables	0	1
Contract assets	1,100	558
Capital expenditure	345	358
Property, plant and equipment	1,923	1,810
Intangible assets	2,573	2,834
Right-of-use assets	276	60
Total Assets	27,886	28,278

LIABILITIES (R\$MM)	06.30.2022	12.31.2021
Current	5,386	6,689
Trade accounts payable	1,351	2,154
Taxes and contributions payable	222	384
Loans and financing	413	403
Debentures	1,865	1,530
Derivative financial instruments – swaps	35	0
Industry financial liabilities	469	276
Dividends payable	95	95
Labor liabilities	85	104
Amounts refundable to consumers	67	831
Lease obligations	25	25
Regulatory charges	297	314
Other debits	463	572
Non-current	13,952	12,856
Loans and financing	3,638	4,006
Debentures	6,216	5,205
Derivative financial instruments – swaps	364	4
Taxes and contributions payable	199	200
Deferred taxes	215	275
Unsecured equity interests	20	22
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	593	502
Post-employment benefits	0	0
Lease obligations	255	38
Amounts refundable to consumers	2,403	2,565
Other debits	49	40
Equity	8,548	8,733
Share capital	5,392	5,392
Capital reserve	19	18
Profit reserves	3,135	3,135
Asset valuation adjustments	282	289
Other comprehensive income	-101	-101
Retained earnings	-179	0
Total Liabilities	27,886	28,278

ANNEX VI – Power Balance

Power Balance (GWh)	2Q22	2Q21	Change 2Q22/2Q21	1H22	1H21	Change 1H22/1H21
= Grid Load	8,144	7,984	2.0%	18,150	18,271	-0.7%
- Grid Usage	2,587	2,321	36.9%	5,041	4,762	3.1%
= Own Load	5,557	5,663	-1.9%	13,109	13,500	-2.9%
- Billed Electricity (Captive)	3,765	3,854	-2.3%	8,192	8,474	-3.3%
Low Voltage	3,007	3,059	-1.7%	6,548	6,744	-2.9%
Medium and High Voltage	759	795	-4.5%	1,644	1,730	-5.0%
= Total Loss	1,790	1,809	-1.0%	4,917	5,025	-2.2%

Power Distribution Balance (GWh)
2nd quarter 2022 – Actual data from April to June |



ANNEX VII – Capital Expenditure

Consolidated Capital Expenditure (R\$ MM)	2Q22	2Q21	Change 2Q22/2Q21	1H22	1H21	Change 1H22/1H21
Electrical Assets (Distribution)	319.2	232.6	37.2%	587.3	410.2	43.2%
Engineering	78.1	97.6	-20.0%	160.3	168.6	-4.9%
Commercial	241.1	135.0	78.6%	427.0	241.5	76.8%
Non-electrical Assets	42.6	33.8	26.0%	68.4	57.1	19.8%
Generation (Light Energia & Lajes)	51.2	29.0	76.6%	87.7	46.2	89.8%
Contributions	-	1.5	-100.0%	-	1.5	-100.0%
Total Capital Expenditure (including contributions)	413.1	296.9	39.1%	743.4	515.0	44.3%

ANNEX VIII – EBITDA and Cash From Operations Reconciliation

EBITDA and Cash From Operations Reconciliation	Light S.A						Light SESA						Light Energia					
	1Q21	2Q21	1H21	1Q22	2Q22	1H22	1Q21	2Q21	1H21	1Q22	2Q22	1H22	1Q21	2Q21	1H21	1Q22	2Q22	1H22
CVM EBITDA	431.1	374.4	805.5	520.3	673.9	1,194.1	183.3	234.1	417.4	318.7	435.6	754.3	190.4	138.8	329.2	159.7	146.5	306.2
(+/-) Equity Income	3.2	8.2	11.4	2.7	8.7	11.4	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)	-14.5	3.3	-11.2	2.5	-69.4	-66.9	14.3	-18.9	-4.6	14.0	-3.3	10.8	-0.5	0.0	-0.5	-0.9	3.5	2.7
Adjusted EBITDA	419.8	385.9	805.7	525.5	613.2	1,138.7	197.6	215.2	412.8	332.8	432.4	765.1	189.9	138.8	328.7	158.9	150.0	308.8
(-) Income Tax and Social Contribution	0.0	0.0	0.0	-109.8	-18.4	-128.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-100.2	-9.2	-109.4
(+/-) Accounts Receivable	-122.4	741.0	618.5	-705.2	494.1	-211.1	-378.7	168.7	-210.1	-730.8	483.3	-247.5	317.3	588.8	906.1	2.6	8.0	10.6
(+/-) Financial Assets and Liabilities of the sector	-126.5	-306.8	-433.3	336.0	-87.9	248.1	-126.5	-306.8	-433.3	336.0	-87.9	248.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
(+/-) Suppliers	-48.7	-2,013.6	-2,062.3	-337.1	-482.3	-819.4	-89.8	-167.2	-256.9	-283.5	-483.1	-766.6	92.3	-1,911.1	-1,818.9	-35.7	1.3	-34.4
(+/-) Other	128.4	-158.2	-29.8	385.0	-147.7	237.3	222.7	-106.1	116.6	308.8	-131.3	177.4	-96.7	-53.6	-150.4	-4.9	-10.2	-15.1
Cash From Operations (Adjusted)	250.5	-1,351.8	-1,101.2	94.4	371.1	465.5	-174.7	-196.2	-370.9	-36.8	213.3	176.5	502.7	-1,237.2	-734.5	20.7	139.9	160.6
(+/-) Financial Instruments	-2.2	826.7	824.6	-12.1	-173.1	-185.1	-1.1	554.4	553.3	-5.5	-116.6	-122.1	-1.1	272.3	271.3	-6.6	-56.5	-63.1
(-) Interest	-40.5	-162.7	-203.1	-63.5	-250.8	-314.3	-39.0	-135.6	-174.6	-52.2	-227.3	-279.5	-1.4	-27.1	-28.5	-11.3	-23.5	-34.8
Cash From Operations (Accounting)	207.9	-687.7	-479.8	18.8	-52.8	-34.0	-214.8	222.6	7.8	-94.5	-130.6	-225.1	500.2	-991.9	-491.7	2.8	60.0	62.7
(-) Capex	-190.3	-280.6	-470.9	-292.6	-433.8	-726.4	-219.1	-205.7	-424.8	-257.0	-346.6	-603.6	-17.3	-28.9	-46.2	-35.5	-87.2	-122.7
(-) Minority Investments	0.0	-2.2	-2.2	0.0	191.7	191.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	97.0	97.0
Free Cash Flow to Firm (FCFF)	17.6	-970.6	-953.0	-273.8	-294.9	-568.7	-433.9	16.9	-417.0	-351.4	-477.2	-828.7	482.9	-1,020.9	-538.0	-32.8	69.8	37.0
(+) Capital Increase	1,348.2	-7.3	1,340.9	0.0	0.0	0.0	1,340.0	0.0	1,340.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
(-) Funding and Debt Amortization	-1,701.7	734.5	-967.2	-110.3	298.8	188.5	-1,045.7	-261.8	-1,307.6	-32.6	476.8	444.2	-646.9	1,021.7	374.7	32.3	-66.0	-33.8
Free Cash Flow to Equity (FCFE)	-335.9	-243.4	-579.3	-384.1	3.9	-380.2	-139.6	-245.0	-384.6	-384.0	-0.4	-384.5	-164.1	0.8	-163.2	-0.5	3.7	3.2
(-) Dividends	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

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