



RELEASE DE
RESULTADOS

1T22

Webcast de Resultados

12 de maio de 2022 | 14h00 (BRT)

Zoom ID: [897 2252 6018](https://us02web.zoom.us/j/89722526018)DESTAQUES
OPERACIONAIS

1T22



Redução de perdas pelo **4º trimestre consecutivo**. Perdas totais (12 meses) menor em **90 GWh**. As **Perdas Totais/Carga Fio** encerraram o trimestre **em 26,59%**, ligeira redução em relação ao 4T21.



Incremento na Incorporação de Energia (IEN) no 1T22 (146,7 GWh) de **20 GWh** em relação ao 4T21, decorrente de uma maior eficiência nas ações de combates às perdas.



Continuidade da blindagem de rede: No 1T22 regularizamos 13,0 mil instalações, 28,4% superior à média realizada por trimestre no último ano (10,2 mil).



Potencialização na substituição de medidores obsoletos. No 1T22 **substituímos mais de 57 mil unidades (+103,6% vs 4T21)**.



As ações do **Programa Comunidades** já levaram à normalização de mais de 5 mil clientes no 1T22.



As normalizações do **programa de inspeções** totalizaram **86,9 mil no 1T22** contra 78,8 mil no 4T21, aumento de 10,2%. Comparando o 1T22 vs. o 1T21, realizamos **32,5 mil inspeções a mais**, um aumento de 59,8%.



Qualidade operacional em destaque, sendo a **2ª melhor distribuidora do país em FECi** e a **4ª melhor no DECi**.



Em fev/22, iniciamos a implementação e operação de uma plataforma de **Workforce Management da Oracle**, com o objetivo de trazer **maior eficiência operacional** na gestão de serviços de campo.



DESTAQUES FINANCEIROS

1T22

EBITDA Ajustado consolidado encerrou o 1T22 em **R\$525,5 milhões, vs. R\$419,8 milhões no 1T21 (+25,2%)**, com destaque para a redução dos custos e despesas gerenciáveis da distribuidora.



Melhoria de **R\$40,1 milhões no PMS da distribuidora, -16,9% vs 1T21**.



A **Arrecadação** (12 meses) foi de **97,5%, 1,2 p.p. e 0,1 p.p. acima** das registradas em **março/21** e em **dezembro/21** respectivamente, contribuindo para uma **PECLD/ROB** (12 meses) de **2,9%** no período, **0,4 p.p. menor** em relação ao **4T21**.



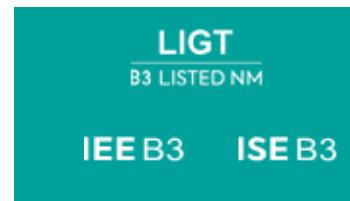
O **lucro líquido da comercializadora** foi de R\$26,7 milhões, aumento de 6,1% vs. 1T21 e margem líquida de 9,8%, (0,8 p.p. acima).



Aumento de 53,6% dos investimentos vs. 1T21 devido, principalmente, a atividades ligadas ao combate às perdas, como normalização de clientes, blindagem de rede e troca de medidores.



O **indicador de covenants** Dívida Líquida/EBITDA encerrou o **1T22** em **3,44x**, inferior ao registrado no 4T21 (3,48x) e dentro do limite estabelecido para os contratos de dívida.



Mensagem do Presidente

Iniciamos 2022 com a certeza de estamos no caminho certo. Como destaque do trimestre, tivemos a conclusão da Revisão Tarifária Periódica (RTP) da Distribuidora, que já capturou benefícios do novo modelo regulatório que considera os desafios de concessões complexas como a da Light.

Com o resultado, a soma da Parcela B, das Receitas Irrecuperáveis e de Perdas trarão um resultado positivo para o EBITDA e para o caixa da Distribuidora de aproximadamente R\$770 milhões por ano, sendo R\$542 milhões só em 2022. O ganho total durante o ciclo de cinco anos até a próxima Revisão Tarifária equivale a um valor presente líquido de R\$2,8 bilhões.

Com esse resultado, garantimos a segurança necessária para avançarmos na implementação de nosso modelo de gestão de forma sustentável. Seguimos com nossa trajetória consistente de evolução, com foco na redução dos custos e no gerenciamento das despesas, na qualidade do serviço e na realização de ações estruturadas para melhoria da arrecadação e redução das perdas.

Mantivemos investimentos robustos na busca pela excelência dos nossos serviços e processos. Nosso investimento totalizou R\$330,3 milhões no período, 53,6% superior ao realizado no 1T21, devido, principalmente, a atividades ligadas ao combate às perdas. Os investimentos na Geração mais que dobraram em função da recuperação do vertedouro da UHE Ilha dos Pombos e da construção do Túnel by-pass no Complexo de Lajes, que totalizaram R\$ 28,0 milhões no período.

Em relação ao desempenho operacional, a Distribuidora manteve os indicadores de DECI e FECI abaixo dos limites estabelecidos pela Aneel no contrato de concessão. Os bons índices alcançados trimestre a trimestre representam nosso melhor desempenho em 20 anos e colocam a Light como a 2^a melhor distribuidora do país em termos de FECI e a 4^a melhor no DECI.

Quanto à arrecadação, alcançamos 97,5% no final do trimestre, um avanço de 1,2 p.p. em relação a março/21. Esse resultado é consequência de diversas ações no âmbito administrativo e tecnológico, como também de iniciativas proativas de negociação com nossos clientes, implementadas ao longo de 2021.

No combate às perdas, destacamos a evolução das alavancas do plano de perdas, guiadas por duas diretrizes: disciplina e conquista de mercado. Como resultado, reduzimos as perdas pelo 4º trimestre consecutivo. O indicador de perdas totais (12 meses) registrou queda de 90 GWh, encerrando o trimestre em 26,59%.

Avançamos na blindagem da rede, com a regularização de mais de 13 mil instalações no 1T22, e ampliamos o número de normalizações, totalizando aproximadamente 87 mil no 1T22.

Destacamos também a substituição de mais de 57 mil medidores obsoletos no trimestre, que contribuem para a modernização do sistema e a garantia da qualidade do serviço.

Outro ponto importante para a conquista de mercado são as ações do Programa Light nas Comunidades que, com o apoio das lideranças comunitárias, busca retomar o relacionamento com os moradores

Mensagem do Presidente

dessas áreas visando à regularização do fornecimento de energia dos clientes e o aumento da arrecadação. Nesse trimestre, regularizamos cinco mil clientes dessas áreas.

No âmbito financeiro, o EBITDA Ajustado consolidado aumentou 25,2% no 1T22, atingindo R\$525,5 milhões, com destaque para a redução dos custos e despesas gerenciáveis da Distribuidora.

Para trazer ainda mais eficiência operacional e redução de custos e despesas para a Companhia, no segundo trimestre, será concluído o trabalho de implantação do Orçamento Base Zero - OBZ, garantindo a geração de resultados positivos para a Light.

Em abril, concluímos a 24^a emissão de debêntures da Light SESA, totalizando R\$1,3 bilhão, que foi praticamente toda colocada em mercado. Com essa captação reforçamos o caixa da Companhia para fazer frente às obrigações futuras.

E, para finalizar, é importante falar do pilar de sustentabilidade.

A Companhia teve uma evolução importante em temas prioritários. Destaco a evolução dos indicadores de segurança do trabalho, com a redução das taxas de frequência e de gravidade de acidentes, e de pessoas, com o aumento da participação das mulheres na força de trabalho, nos cargos de liderança e na alta administração, alinhado ao nosso Programa de Diversidade, Equidade e Inclusão. Adicionalmente, como resultado da melhoria nos processos de atendimento ao cliente e da automatização de tarefas, já observamos redução na taxa de reclamações por número de clientes.

Por fim, gostaria de reforçar que a Light segue investindo em um modelo de gestão sólido e com profissionais comprometidos para construirmos e consolidarmos a Light do Futuro, com ações estruturadas e foco no resultado sustentável.

Nonato Castro
CEO



Consolidado Light S.A.

Desempenho Financeiro

O **EBITDA Ajustado¹ consolidado** encerrou o 1T22 em **R\$525,5 milhões**, 25,2% acima do 1T21 (R\$419,8 milhões).

No 1T22, o **EBITDA Ajustado da Distribuidora**, foi de **R\$332,8 milhões**, um crescimento de 68,4% em relação ao 1T21 (R\$197,6 milhões). **Excluindo o efeito do VNR**, o EBITDA Ajustado da Distribuidora teria sido de **R\$378,3 milhões** no período, versus R\$96,7 milhões no 1T21. Essa melhora foi devida, principalmente, à CVA ajustada no Processo de Revisão Tarifária ocorrido em março/22, maior energia não-faturada e redução do PMS.

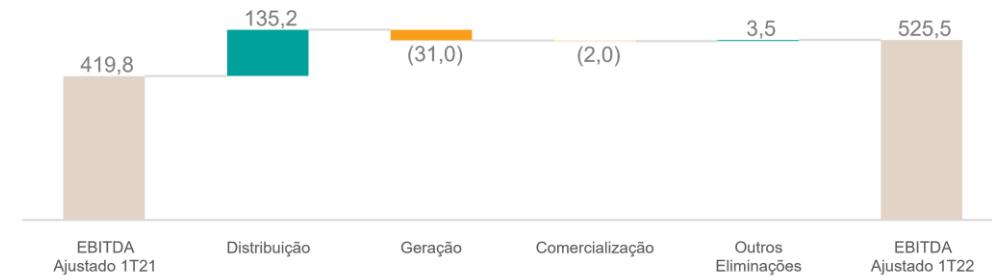
Na **Geradora**, o **EBITDA Ajustado** foi de **R\$158,9 milhões**, uma redução de 16,3% em relação ao 1T21 (R\$189,9 milhões). Essa variação é explicada pela menor quantidade de energia alocada no 1T22, devido à sazonalização da garantia física e ao menor PLD praticado na liquidação da sobra de energia.

O **EBITDA Ajustado da Comercializadora** foi de **R\$35,7 milhões** no 1T22 contra R\$37,5 milhões no 1T21, redução de 5,2%, em função do

menor volume comercializado e da queda do PLD nesse período, parcialmente compensados pelo maior preço médio de venda.

| EBITDA Ajustado - contribuição por segmento |

1T22 / 1T21 - R\$MM



A variação no **resultado financeiro** se deve, principalmente, ao crescimento da dívida bruta (R\$3.001,9 milhões) associada ao aumento do CDI e do IPC-A (R\$100,5 milhões).

O aumento do CDI e da curva futura de juros também contribui negativamente para os contratos de swap de câmbio e suas respectivas marcações a mercado (R\$230,8 milhões).

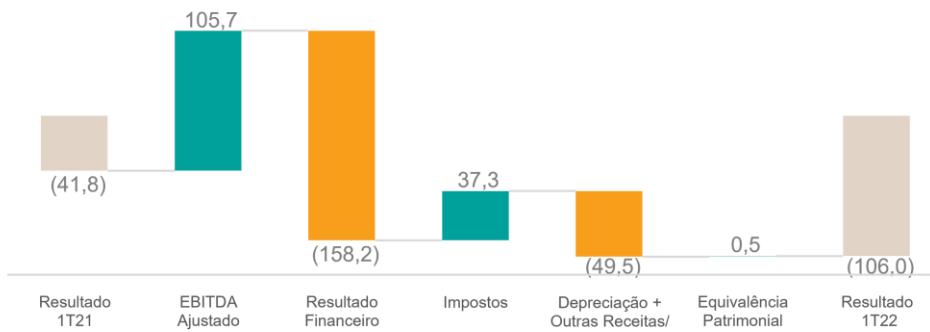
¹ O EBITDA Ajustado é calculado a partir do lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, equivalência patrimonial, outras receitas/despesas operacionais, resultado financeiro, depreciação e amortização.

O MtM desses contratos não tem efeito caixa. Tais impactos negativos foram parcialmente compensados pelo ganho de aplicação financeira devido ao maior volume de caixa e aumento do CDI (R\$ 48,6 milhões), pela atualização dos ativos e passivos regulatórios do setor (R\$ 36,1 milhões), além da ausência da atualização do GSF (R\$89,5 milhões).

A Companhia apresentou **prejuízo líquido de R\$106,0 milhões no 1T22**, em comparação ao prejuízo de R\$41,8 milhões observado no 1T21. 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 1T22, registramos um VNR negativo de R\$45,6 milhões pelo reconhecimento da provisão de R\$186,1 milhões negativos decorrente do Processo Revisão Tarifária de março/22.

| Resultado líquido consolidado |

1T22 / 1T21 - R\$MM



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.

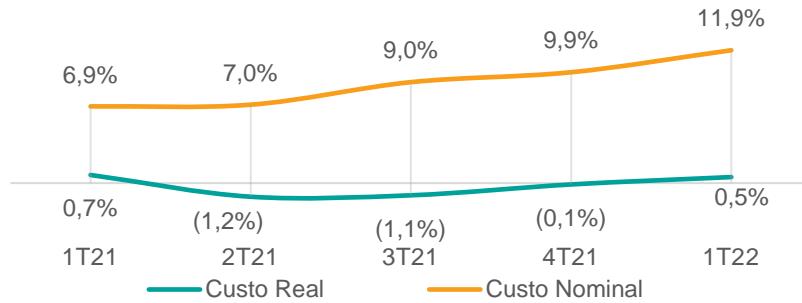
A **dívida líquida consolidada** no final do 1T22 era de **R\$8.100,3 milhões**, 10,2% acima da posição registrada no 4T21, de R\$7.352,9 milhões.

O **custo real** da dívida encerrou o período em **0,5%** com o **prazo médio** da dívida **em 3,4** anos.

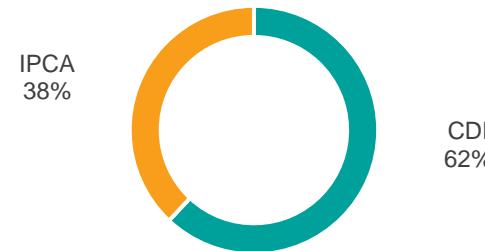
Em abril/22, foi concluída a 24^a emissão de debêntures da Light SESA em série única, totalizando R\$1,3 bilhões com vencimento em dois anos, amortização em parcela única e remuneração de CDI + 1,95% a.a. Os recursos decorrentes das debêntures serão utilizados para reforço de capital de giro e pagamento das dívidas vincendas.

O **indicador de covenants Dívida Líquida/EBITDA²** encerrou o 1T22 em 3,44x, inferior ao registrado no 4T21 (3,48x) e dentro dos limites previstos nos contratos de dívida. Com relação ao indicador EBITDA/Juros, a Companhia encerrou o 1T22 no patamar de 3,26x, acima do limite contratual mínimo de 2,0x estabelecido para a maioria dos contratos de dívida.

| Custo da dívida |

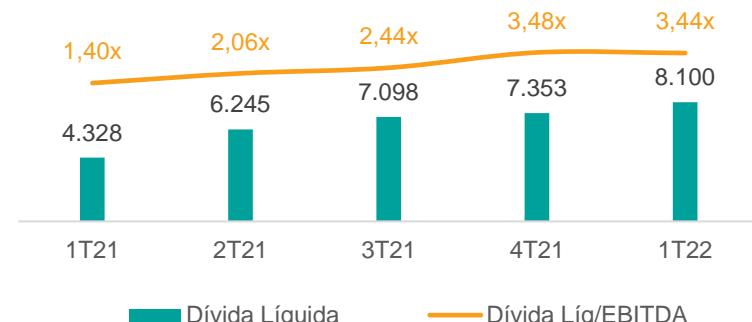


| Indexadores da dívida |



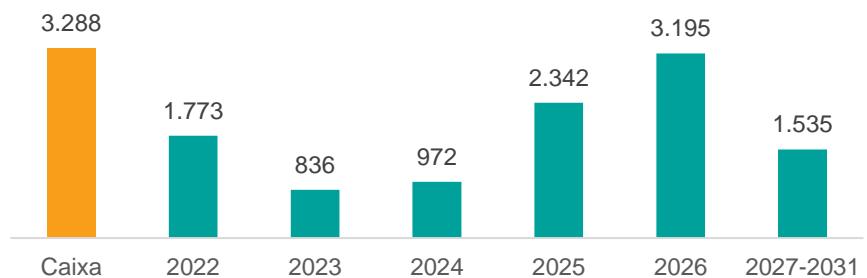
| Dívida líquida consolidada |

(R\$ milhões)



| Amortização dos empréstimos, financiamentos e debêntures |

(R\$ milhões) Prazo médio: 3,4 anos



Investimentos

Investimento Consolidado (R\$MM)	1T22	1T21	Var. 1T22/1T21
Ativos Elétricos (Distribuição)	268,0	177,6	51,0%
Engenharia	113,5	101,4	12,0%
Comercial	154,5	76,2	102,9%
Ativos Não Elétricos	25,8	20,3	27,2%
Geração (Light Energia & Lajes)	36,5	17,2	112,4%
Total	330,3	215,0	53,6%
Aportes	0,0	0,0	0,0%
Total do Investimento (incluindo aportes)	330,3	215,0	53,6%

No 1T22, o **CAPEX total consolidado** foi 53,6% superior ao realizado no 1T21, em linha com o planejamento da Companhia.

Na **Distribuição** destacam-se os investimentos associados ao aumento da capacidade e manutenção corretiva dos ativos de transmissão, que foram os principais responsáveis pelo aumento de 12,0% na rubrica Engenharia.

Na linha **Comercial**, o aumento de 102,9% na comparação entre os trimestres é decorrente da intensificação das atividades de normalização de clientes, blindagem de rede e troca de medidores – exploradas em mais detalhes na seção de Combate às Perdas.

A linha de **Ativos não Elétricos** registrou um aumento de R\$5,5 milhões, concentrados na área de TI, relacionados à continuidade da atualização do parque tecnológico da Companhia.

Na **Geração**, a recuperação do vertedouro da UHE Ilha dos Pombos e a construção do Túnel *by-pass* no Complexo de Lajes representaram R\$28,0 milhões dos investimentos do período. Desde o início desses projetos já foram investidos R\$186,3 milhões. Dentre os demais desembolsos, ressaltamos as reformas e a modernização de equipamentos e sistemas, que totalizaram R\$4,5 milhões.

Distribuição

Light Serviços de Eletricidade S.A.

Desempenho Operacional

Mercado faturado [GWh]

Classe	1T22			1T21			Var. Total (%)
	Cativo	Uso Rede*	Total	Cativo	Uso Rede	Total	
Residencial	2.354	-	2.354	2.501	-	2.501	-5,9%
Comercial	1.153	802	1.955	1.207	704	1.910	2,3%
Industrial	107	1.242	1.349	118	1.258	1.377	-2,0%
Outros	813	168	981	794	114	908	8,0%
Concessionárias	-	241	241	-	374	374	-35,5%
Total	4.427	2.453	6.880	4.621	2.450	7.071	-2,7%

* Inclui clientes livres, geração distribuída e concessionárias

O **mercado total de energia** no 1T22 foi de **6.880 GWh**, 190 GWh inferior ao 1T21 (**-2,7%**). Esse resultado decorre, principalmente, da queda de 5,9% no mercado residencial e decréscimo de 35,5% no consumo das concessionárias.

Dado o aumento da inflação e a lenta retomada dos níveis de emprego, observamos seus reflexos no consumo dos clientes **cativos**, que registraram uma **redução de 194 GWh (-4,2%)** no trimestre.

O consumo de **uso de rede** ficou **em linha (0,1%)** em relação ao mesmo período de 2021. Embora o consumo das Concessionárias tenha diminuído em 133GWh, os clientes livres e geração distribuída

Mercado de Energia



Temperatura Média [°C]

27,6°C X 27,2°C
média no 1T22 média no 1T21

24,5°C (média últimos 4 anos)



compensaram esse efeito com aumento de consumo em 136GWh. Essa variação é consequência do ritmo de migrações dos clientes de grande e médio porte dos segmentos comercial e industrial.

A classe **Residencial** apresentou um volume de 2.354 GWh no 1T22, uma **redução de 5,9%** em relação ao mesmo trimestre de 2021 e em linha com o 1T20 (2.353 GWh). O desempenho da classe foi influenciado pela retomada das atividades externas às residências, em virtude da suspensão das medidas restritivas para enfrentamento do recrudescimento da pandemia ocorrida no 1T21.

A classe **Comercial** registrou **expansão de 2,3%** na comparação com o 1T21, com sua recuperação concentrada no mês de março/22 (7,6%). Esse aumento foi impulsionado principalmente pelos setores de condomínios e supermercados.

O **mercado Industrial** no 1T22 sofreu uma **retração de 2,0%** comparado ao 1T21, impactado principalmente pelas empresas do setor siderúrgico.

As **Concessionárias** no 1T22 tiveram uma **retração de 35,5%**. O desvio ocorre principalmente em decorrência da redução de consumo da concessionária Enel RJ, 30,2% em relação a 2021, e da Energisa Nova Friburgo, que teve o fluxo invertido nos meses de janeiro e fevereiro, ambas conectadas e supridas em parte pela rede de distribuição da Light.

O **mercado livre** finalizou o primeiro trimestre de 2022 representando 31,4% do mercado total da distribuidora. A migração de clientes cativos para o mercado livre totalizou 94GWh no 1T22. 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 março/22, tivemos um aumento de 281 clientes livres em comparação a março/21, encerrando o trimestre com um total de 1.580 clientes livres.

Combate às Perdas

O desafio do combate às perdas é enfrentado com **investimentos em infraestrutura**, com o objetivo de reduzir a vulnerabilidade da rede ao furto de energia, e com um **modelo de gestão** que assegure a **boa execução das alavancas do plano de perdas**.

As alavancas demonstradas na figura abaixo são guiadas por duas diretrizes: **disciplina e conquista de mercado**. A primeira está ligada à **recuperação de energia**, atividade em que, por meio de inspeções, identifica-se o furto de energia e aplica-se o termo de ocorrência de inspeção (TOI). Esta alavanca tem foco principalmente em áreas convencionais com menor reincidência (áreas mais nobres). Já a **conquista de mercado** está relacionada ao incremento de energia com



o objetivo de **reter os clientes na base**, seja pela redução de **perdas administrativas** relacionadas ao parque de medição ou através de investimento em **infraestrutura** que dificulte o furto.

A **blindagem de rede** é a principal alavanca na linha de infraestrutura e aplicada principalmente em **áreas convencionais** que possuam **alta reincidência** de furto (acima de 40%), tanto do varejo como de grandes clientes. **No varejo**, os investimentos têm sido principalmente nas **caixas blindadas** na rede aérea e na **blindagem de quadros coletivos** de condomínios habitacionais.



**Caixa de Medição
Blindada (CMB 48)**



Caixa Fixar

Tecnologia	1T22		4T21		Var %	
	Qtd Zonas	Qtd Clientes	Qtd Zonas	Qtd Clientes	Qtd Zonas	Qtd Clientes
CMB 48	706	19.184	310	8.521	127,7%	125,1%
FIXAR	49	5.835	49	4.250	0,0%	37,3%

Já nos **grandes clientes**, que concentram cerca de 60% do faturamento da Companhia, realizamos outro tipo de abordagem. Instalamos **medidores encapsulados** em clientes de média tensão, **externalizamos os medidores** onde a rede é subterrânea e **blindamos a caixa de medição**. No 1T22, foram feitas blindagens e exteriorização de grandes clientes em 539 instalações.

Estudo de Caso 1 - Comércio Varejista: Com a instalação do medidor encapsulado, o consumo do cliente atingiu 29.760 kWh, enquanto antes era de cerca de 1.600 kWh.



Instalação de encapsulado



Dentre os clientes do varejo com a rede blindada estabilizada (cerca de quatro mil), observa-se uma **redução** de perdas de **53%** para **11%**. No **1T22**, regularizamos **13,0 mil instalações**, **28,4% superior** à média do realizado no último ano (10,2 mil por trimestre). Essa atividade trouxe 6 GWh a mais em relação ao 4T21.

Outra oportunidade importante é a **substituição do parque de medidores obsoletos**, principalmente os de ponteiros, que são mais antigos, suscetíveis à fraude e que apresentam maior dificuldade de leitura pelos agentes comerciais. O nosso foco inicial de substituição são os **clientes com maior consumo, trifásicos**. Identificamos um total de 270 mil medidores de ponteiro trifásico, onde 95% deles tem mais de 20 anos. Essas substituições têm por objetivo **modernizar e garantir a qualidade do serviço**.



Medidor de ponteiro



Medidor eletrônico

No 1T22, potencializamos a ação de **substituição de medidores obsoletos** no contexto do combate às perdas, realizando a troca de mais de **39 mil unidades**, 58,5% acima do 4T21, sendo priorizadas aquelas de maior consumo de energia. Essa atividade trouxe uma energia 8 GWh superior comparada ao 4T21. Adicionalmente, em outras atividades da área Comercial, substituímos mais 18 mil medidores

obsoletos, totalizando **57 mil novos equipamentos** instalados no período. No total, desde 2021, a Companhia já substituiu 124 mil medidores.

Destacamos também, na diretriz de disciplina de mercado, as **inspeções**, cujas atividades foram revistas em 2021, levando a visitas mais produtivas e com maior qualidade. Nessas ocasiões, a realização dos TOIs leva em consideração a **capacidade de pagamento** dos clientes regularizados, visando à **arrecadação** e à redução de **contingências judiciais**. A **produtividade e o nível de acerto cresceram**: a taxa de acerto saiu **de 47% no 1T21 para 84% no 1T22**, enquanto a produtividade de normalizações por equipe subiu **de 1,76 para 3,06** por dia. Com isso, passou a ser possível identificar tipos de fraudes antes desconhecidas, como, por exemplo, os **desvios embutidos** (7.360 até março/22, sendo 1.400 apenas no 1T22).



Exemplo de desvio embutido

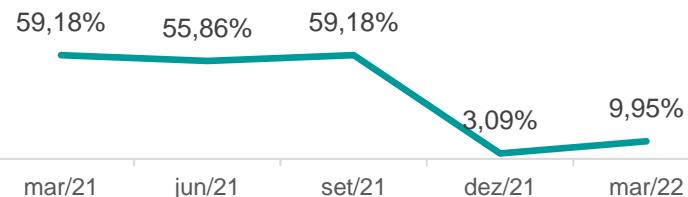
As **normalizações do programa de inspeções** totalizaram **86,9 mil** no 1T22 contra 78,8 mil no 4T21, **aumento de 10,2%**. Comparando o 1T22 vs. o 1T21, realizamos **32,5 mil inspeções a mais**, um aumento de **59,8%**. Essa atividade colaborou com 10 GWh no 1T22.

Já com relação à **Área Especial**, continuamos a avançar no **Programa Comunidades** com a normalização de **cinco mil clientes** no 1T22, contribuindo com 1,5 GWh.

Estudo de caso 2 - Dom Bosco: após o início do relacionamento da Light com a comunidade de Dom Bosco, em Duque de Caxias, as perdas diminuíram de 59,2% para 10,0%.



Evolução de Perdas em Dom Bosco

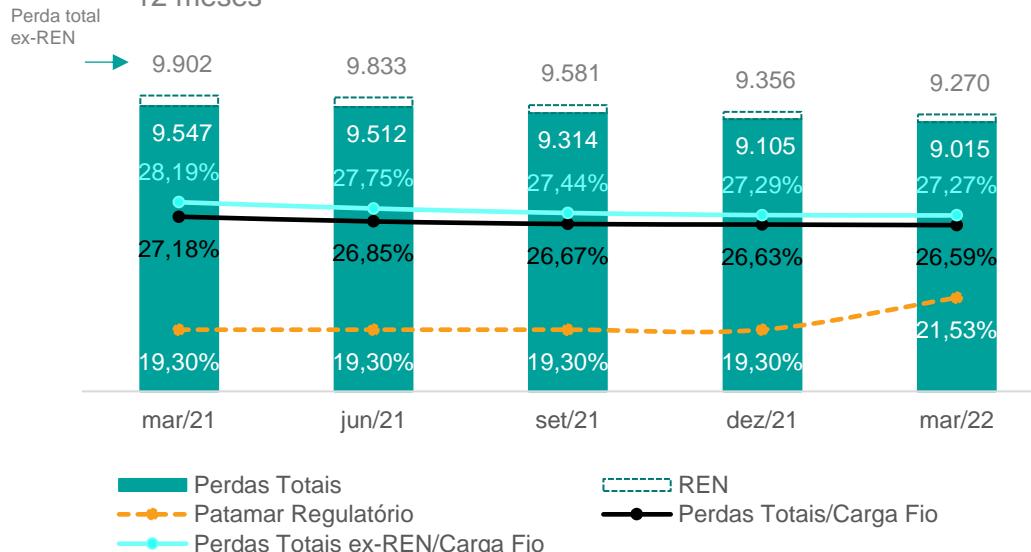


O plano de redução de perdas, considerando todas as suas alavancas, foi responsável pela **redução de 25GWh nas perdas**, em virtude da **maior recuperação e incorporação** de energia.

Seguindo a tendência observada nos quatro trimestres anteriores, no 1T22 registramos **queda de 90 GWh nas perdas totais (12 meses)**. As **perdas totais ex-REN (12 meses)** também acompanharam esse movimento, com **redução de 86 GWh** em relação ao 4T21. O indicador de **perda total sobre a carga fio (12 meses)** encerrou o 1T22 em **26,59%, um decréscimo de 0,04 p.p.** em relação ao 4T21.

| Evolução das Perdas Totais [GWh] |

12 meses



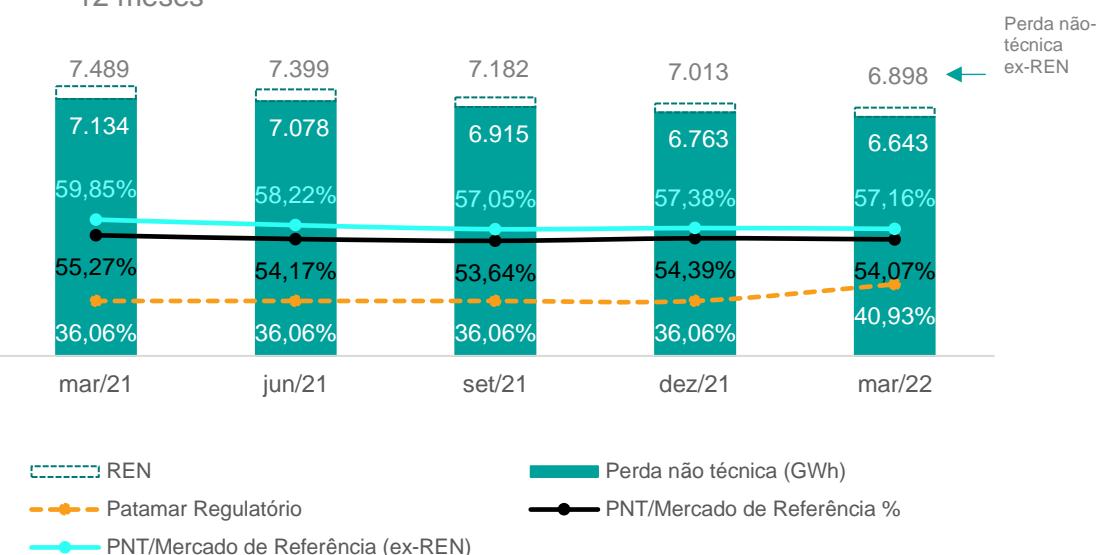
³ A partir da RTP de março/22, o Mercado de Referência passou a contemplar não só o Mercado de Baixa Tensão (BT), como também a Área Subterrânea (AS).

A Companhia encerrou o mês de março/22 com 5,1 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. No período anterior, considerando os parâmetros vigentes da RTP de março/17, a Companhia estava 7,33 p.p. acima do repasse regulatório de perdas.

Quando observamos o indicador **Perda não-técnica/Mercado de Referência³ (12 meses), de 54,07%**, podemos verificar uma **redução de 0,32 p.p.** na comparação com o 4T21, impulsionada por uma redução das perdas não técnicas de 120 GWh.

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

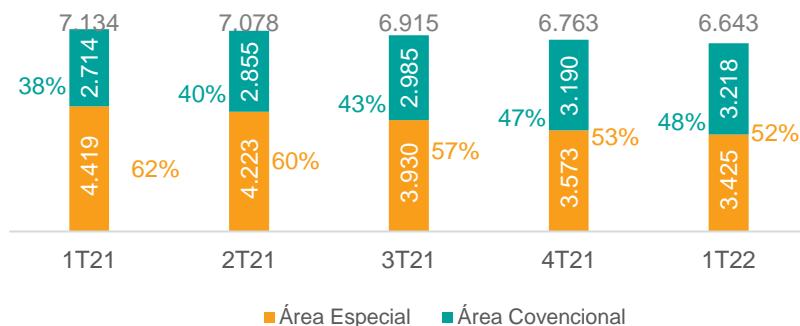
12 meses



O crescimento das perdas na Área Convencional de 28 GWh pode ser atribuído principalmente a influência da Energia não Faturada que no 1T22 em comparação ao 1T21 foi responsável por um impacto de 12 GWh.

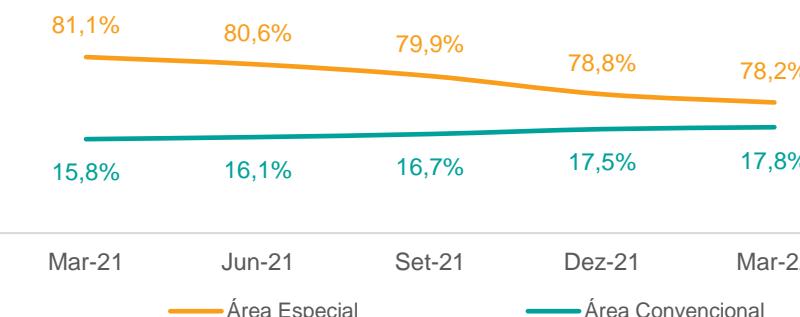
| Perda não-técnica [GWh] |

12 meses



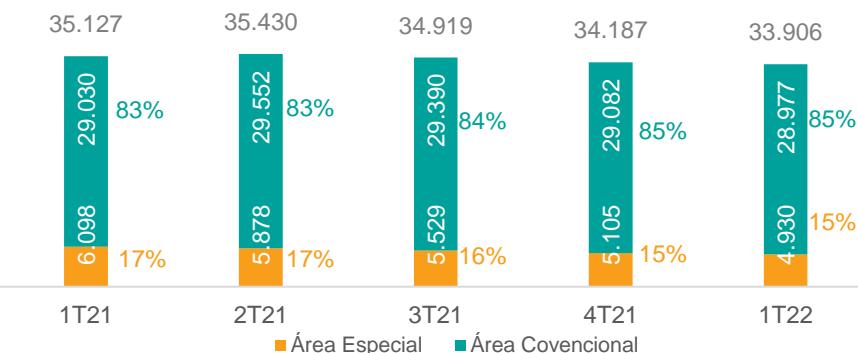
| Perdas Totais / Carga Fio |

12 meses



| Carga Fio [GWh] |

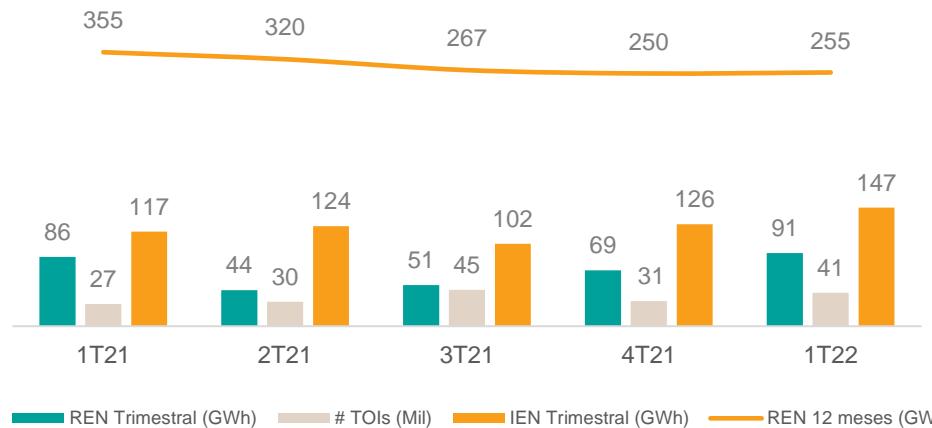
12 meses



A **Incorporação de Energia (IEN)** no 1T22 (146,7 GWh) foi 20 GWh maior em relação ao 4T21, refletindo uma maior eficiência nas ações de combates às perdas. Nesse resultado, podemos destacar as alavancas do Programa de Inspeções, as quais foram responsáveis por 10,3 GWh de resultado superior ao 4T21.

A **Recuperação de Energia (REN, 12 meses)** apresentou aumento de 1,9% no trimestre em relação ao 4T21, atingindo 255 GWh. Esse resultado mostra uma estabilidade no indicador, reforçando a estratégia da empresa de manter o faturamento de REN de forma controlada, permitindo que os clientes permaneçam no mercado formal e **incrementem o mercado faturado da Companhia de forma sustentável**.

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

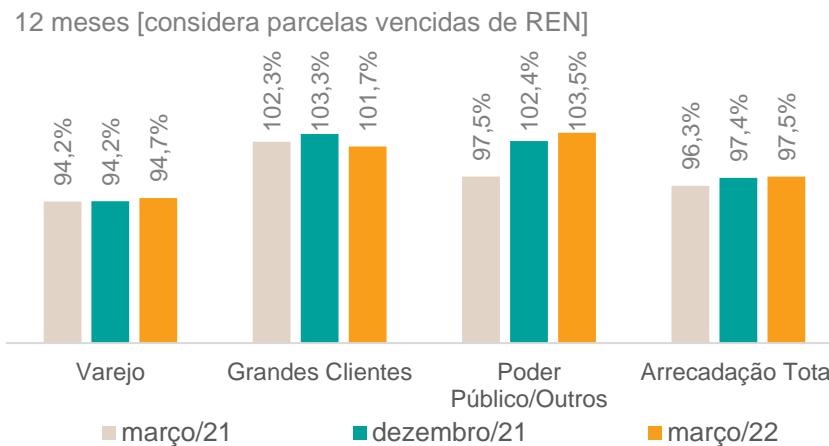


Arrecadação

A **arrecadação total** (12 meses) em março/22 alcançou **97,5%, 0,1 p.p. acima de dezembro/21** (97,4%) e **1,2 p.p. maior em relação a março/21** (96,3%), já considerando a metodologia⁴ de apuração do índice de arrecadação em vigor desde janeiro/22. A melhora observada é consequência de diversas ações implementadas ao longo de 2021, no âmbito **administrativo** e **tecnológico**, como também **iniciativas proativas de negociação** com nossos clientes.

No 1T22, mesmo com a vigência da bandeira tarifária Escassez Hídrica, a Companhia obteve **êxito nas medidas de arrecadação**, mantendo a **tendência de melhora** dos últimos trimestres.

| Taxa de arrecadação por segmento |



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 1T22 decorreu principalmente da **melhoria do indicador** para os segmentos **Varejo** e **Poder Público**.

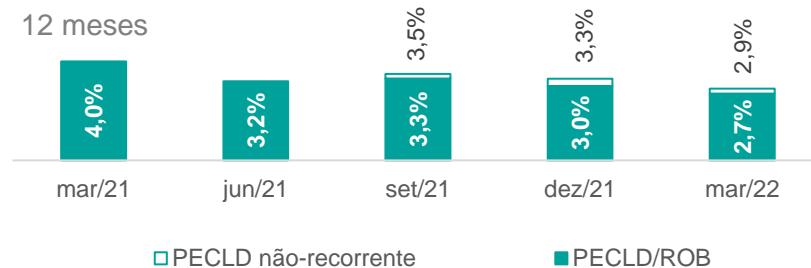
A melhora do **Varejo** é fruto do incremento das **ações administrativas**, tais como negativações, cobranças via SMS, URA cognitiva e WhatsApp, que por sua vez trouxeram bons resultados a baixo custo.

A melhora da arrecadação do **Poder Público** se deve principalmente ao relacionamento mais próximo a estes órgãos, resultando em melhores negociações.

O indicador **PECLD sobre Receita Operacional Bruta (12 meses)** encerrado em março/22 foi de **2,9%, 0,1 p.p. menor** em relação a dezembro/21.

A **PECLD do trimestre foi de R\$116,9 milhões**, 22,3% abaixo daquela registrada no 1T21, no valor de R\$150,4 milhões. A variação se deve aos melhores resultados de arrecadação, mesmo com o aumento de 16% do faturamento.

| PECLD/ROB |



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

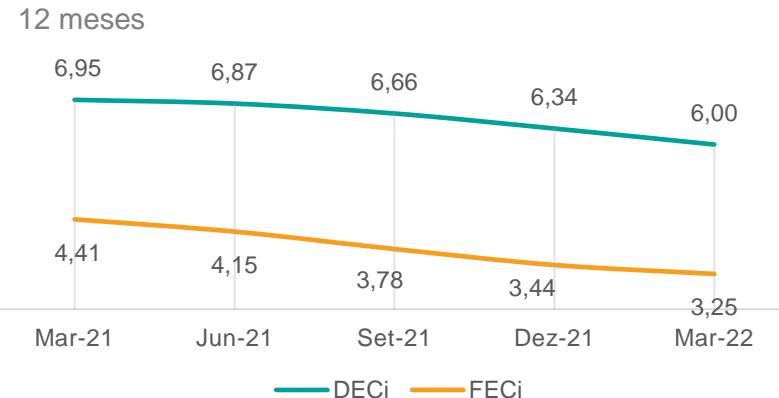
Qualidade Operacional

Mesmo com os desafios em nossa área de concessão, seguimos melhorando os nossos indicadores de qualidade operacional. A execução das ações de manutenção preventiva e do plano de investimentos para modernização das redes e subestações contribuíram para a trajetória de melhoria na frequência e nos tempos de restabelecimento (duração) das interrupções não programadas.

A Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora – DECI (12 meses) no 1T22 foi de 6,00 horas, uma redução de 5,4% (-0,34h) se comparado a dezembro/21 (6,34 horas). A Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora – FECI (12 meses) no 1T22 foi de 3,25x, ou 5,5% menor (-0,19x) se comparado a dezembro/21 (3,44x).

O DECI e o FECI atingiram os melhores resultados nos últimos 20 anos. No 1T22, tanto o DECI quanto o FECI performaram abaixo dos limites estabelecidos pela ANEEL no contrato de concessão. O indicador DECI encerrou o trimestre em -2,70h (31,0%) abaixo do limite de 8,70 horas e o FECI em -2,15x (39,8%) abaixo do limite de 5,40x.

| DECI [horas] e FECI [vezes] |



*A Light continua com excelentes resultados operacionais, sendo a 2^a melhor distribuidora do país em termos de FECI e a 4^a melhor no DECI**

*Fonte: Companhia com base em dados (12 meses) da Aneel.
Distribuidoras com mais de 1 milhão de clientes.

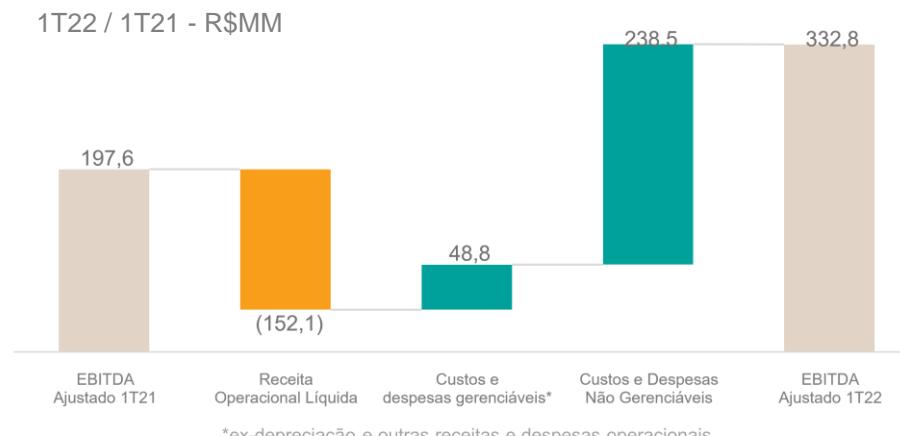
Desempenho Financeiro

O **EBITDA Ajustado da Distribuidora**, no 1T22 foi de R\$332,8 milhões, sendo 68,4% maior do que o registrado no 1T21 (R\$197,6 milhões).

Excluindo o efeito do VNR, o EBITDA Ajustado teria sido de **R\$378,3 milhões** no período, versus R\$96,7 milhões no 1T21.

O crescimento de R\$135,2 milhões foi devido, principalmente, à CVA ajustada no Processo de Revisão Tarifária ocorrido em março/22, maior energia não-faturada e redução do PMS.

| EBITDA Ajustado |



A **receita operacional líquida** no 1T22, excluindo-se a receita de construção, foi de R\$3.001,0 milhões, 4,8% abaixo da registrada no 1T21, com os seguintes destaques:

A receita proveniente de Clientes Cativos e Livres finalizou o trimestre em R\$3.114,6 milhões, um acréscimo de R\$304,3 milhões (10,8%) em

relação ao 1T21. O reajuste tarifário médio em março/21 e a vigência da bandeira tarifária Escassez Hídrica, ainda no 1T22, foram os principais fatores para esse aumento.

A Energia não-faturada encerrou em R\$197,8 milhões, um aumento de R\$99,8 milhões em relação ao 1T21, refletindo a maior temperatura verificada no fim do 1T22 e as novas tarifas em vigor decorrentes da revisão tarifária em março/22.

A CVA encerrou o 1T22 negativa em R\$327,9 milhões, R\$450,8 milhões menor em relação ao 1T21, em razão, principalmente, dos valores recebidos a maior pela bandeira escassez hídrica, e das menores diferenças entre cobertura tarifária e custo de energia. Por outro lado, a maior despesa com CDE compensou esses efeitos. No período, observamos também o reconhecimento de R\$141,6 milhões de ajuste no saldo de CVA devido ao processo de Revisão Tarifária ocorrido em março/22.

Variação de R\$146,5 milhões negativos no Valor Justo do Ativo Indenizável da Concessão (VNR) devido a ajustes no valor dos ativos homologados no Processo de Revisão Tarifária de março/22, que impactaram negativamente o VNR no 1T22 com provisão de R\$186,1 milhões.

No 1T22, os **custos/despesas gerenciáveis** totalizaram R\$517,3 milhões, 5,5% abaixo do registrado no 1T21, redução de R\$30,0 milhões. Essa variação se deve, principalmente, à maior eficiência de PMS e ao menor registro de PECLD no 1T22 em comparação com o 1T21.

A rubrica **PMS** (Pessoal, Material e Serviços) registrou queda de 16,9% (R\$40,1 milhões) em comparação ao 1T21. Essa redução está relacionada à reorientação de atividades de campo para aquelas mais intensivas em CAPEX, além da maior capitalização de PMS possível com o aumento dos investimentos.

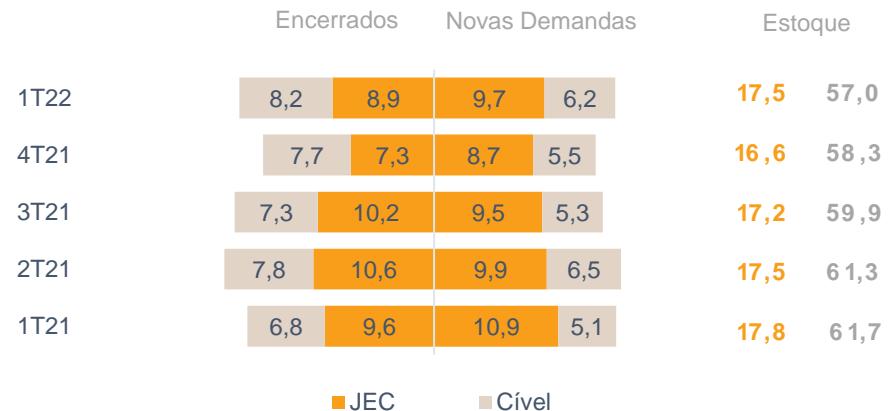
As **provisões para contingências** encerraram o 1T22 em R\$77,2 milhões apresentando um aumento de R\$24,2 milhões em relação ao 1T21. Esse resultado é explicado, principalmente, pelo aumento de provisão Cível Massa, no valor de R\$23,7 milhões devido ao maior número de avanços processuais e o elevado estoque de processos

Judicialização – Estoque JEC e Cíveis [Mil]

Provisão para Contingências [R\$ milhões]	1T22	1T21	Var. 1T22/1T21
JEC	(23,1)	(29,6)	6,5
Cível	(49,9)	(26,1)	(23,7)
Trab./Fiscal/Reg/PDV	(5,1)	2,7	(7,9)
Outros	0,9	(0,0)	0,9
Total	(77,2)	(53,0)	(24,2)

Cível Massa.

Os **custos e despesas não gerenciáveis** no 1T22 foram de R\$2.289,4 milhões, R\$238,5 milhões abaixo (-9,4%) do registrado no mesmo



período do ano anterior, decorrente principalmente da redução das despesas com a CCEE. Dentre as variações destacamos a redução nas despesas de Itaipu, em decorrência da queda do dólar (R\$117,0 milhões), bem como outras abaixo relacionadas devido à melhora do cenário hidrológico (queda do PLD e ao aumento do GSF) e a consequente redução do despacho térmico:

- | Menor despesa na compra de energia no mercado de curto prazo (R\$93,5 milhões).
- | Redução do custo dos Riscos Hidrológicos (R\$58,0 milhões).
- | Menor despesa de Contratos por Disponibilidade (R\$57,4 milhões).
- | Menor pagamento do ESS em função da redução do despacho das térmicas fora de mérito (R\$22,5 milhões).
- | Ajustes diversos na contabilização da CCEE (R\$54 milhões).

Estas reduções de custos foram parcialmente compensadas pelo aumento nas despesas com Encargo de Energia de Reserva (R\$49,2 milhões) e pelos reajustes da tarifa da UTE Norte Fluminense (R\$145,5 milhões), Proinfa e Angra (R\$ 61,8 milhões).

Revisão Tarifária Periódica

É importante ressaltar a relevância deste processo de Revisão Tarifária para a Light, uma vez que já capturou os benefícios de um novo modelo regulatório que endereça os desafios de concessões complexas como a da Light.

Com o resultado dessa revisão, a soma da Parcela B, das Receitas Irrecuperáveis e de Perdas trarão um resultado positivo para o EBITDA e para o caixa da Distribuidora de aproximadamente R\$770 milhões,

R\$ MM	Tarifa Anterior (Reajuste Tarifário 2021)	Tarifa Atual (Revisão Tarifária 2022)	Var.
Parcela B	2.789	3.368	579
Receitas Irrecuperáveis	315	262	(52)
Perdas	1.775	2.018	243
Parcela B + RI + Perdas	4.878	5.649	770
VPL RTP [WACC 7,15%]	2.793		

(R\$542 MM em 2022 – mar/22 a dez/22)

Valores apresentados na tabela consideram moeda constante e mercado constante

sendo R\$542 milhões só em 2022. O ganho advindo da Revisão Tarifária durante o ciclo de cinco anos é equivalente a um valor presente líquido de R\$2,8 bilhões.

O bom resultado da Revisão Tarifária garante a segurança necessária à Light para darmos continuidade ao nosso trabalho, avançando na implementação do nosso modelo de gestão com foco na busca por um resultado sustentável no segmento de distribuição que nos permita o equilíbrio na consolidação do negócio.

Aqui apresentamos um comparativo entre os parâmetros do ciclo de revisão tarifária periódica anterior (março/17 a fevereiro/22) e o novo ciclo que se inicia em março/22.

O **resultado financeiro no 1T22** foi negativo em R\$411,6 milhões, comparado com R\$229,5 milhões negativos no 1T21, uma redução de R\$182,1 milhões.

Essa variação se deve, principalmente, à maior dívida bruta (aumento de R\$325,9 milhões) e ao aumento do CDI e IPC-A, com consequente efeito nas rubricas de juros e variação monetária, respectivamente.

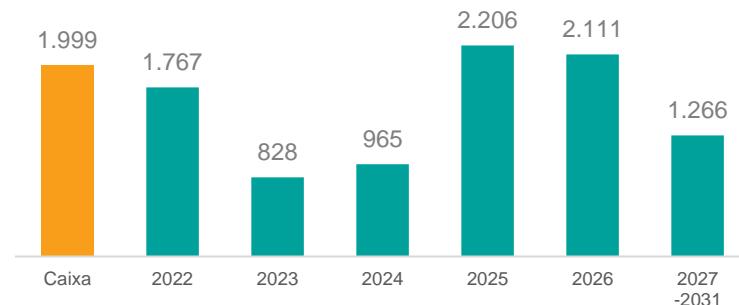
Os contratos de *swap* foram impactados negativamente em virtude do aumento do CDI e da curva futura dos juros, embora os efeitos da variação cambial sejam integralmente compensados nas rubricas de *swap*.

A Distribuidora obteve **prejuízo líquido de R\$137,2 milhões** no 1T22, contra R\$100,7 milhões negativos reportados no 1T21.

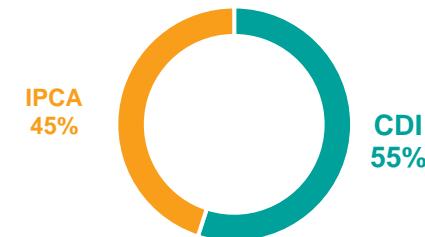
Resultado Financeiro [R\$ MM]	1T22	1T21	Var. 1T22/1T21
Receitas Financeiras	91,5	167,8	-45,5%
Despesas Financeiras	(503,0)	(397,3)	26,6%
Total	(411,6)	(229,5)	79,3%

Amortização [R\$MM]

Prazo médio: 3,2 anos



Indexadores de dívida



Geração

Light Energia S.A.

O novo desafio da sazonalização da Garantia Física

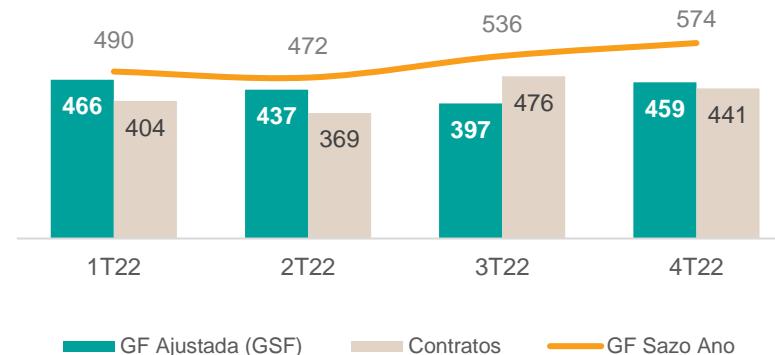
A nova regra de sazonalização da Garantia Física, em vigor desde o início do ano, traz para os geradores hidrelétricos um desafio adicional a ser enfrentado na gestão dos riscos de mercado no ano de 2022.

A Garantia Física constitui a quantidade de energia que a usina pode comercializar em contratos. Por sua vez, a sazonalização da Garantia Física consiste na alocação dessa energia ao longo do ano. A sazonalização é um importante elemento de gestão dos riscos de mercado, permitindo ao gerador alocar uma maior quantidade de energia nos meses em que considera haver maior risco.

A nova regra de sazonalização reduziu a liberdade na alocação da energia ao estabelecer limites em relação à média dos últimos anos. Até 2021, o limite máximo era a potência instalada das usinas hidrelétricas.

Nesse novo cenário, o ano de 2022 começou com perspectiva de exposição relevante ao Mercado de Curto Prazo no 2º semestre (ver gráfico da Garantia Física⁵).

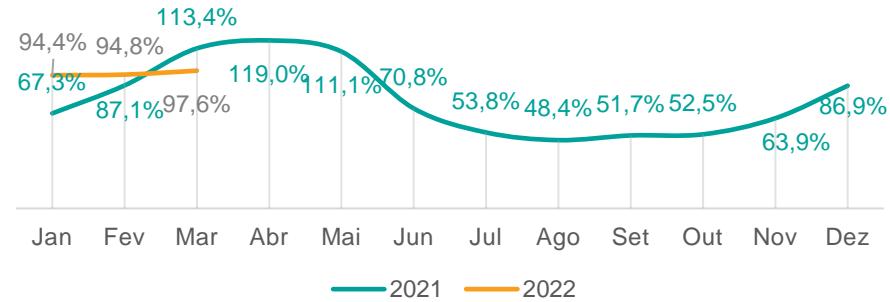
Para minimizar a exposição ao mercado de curto prazo nesse período, no 1T22, a Light Energia adquiriu energia para o 3º trimestre para reduzir a exposição às incertezas do GSF e PLD. A aquisição dessa energia se deu a preços atrativos, considerando as atuais perspectivas hidrológicas.



No 1T22, observamos uma mudança drástica no cenário hidrológico, com reflexos importantes para as perspectivas de preços e GSF para o restante do ano, muito diferente do que foi verificado em 2021.

⁵ Considera o GSF realizado de janeiro a março/22 e previsto pela CCEE de abril a dezembro/22.

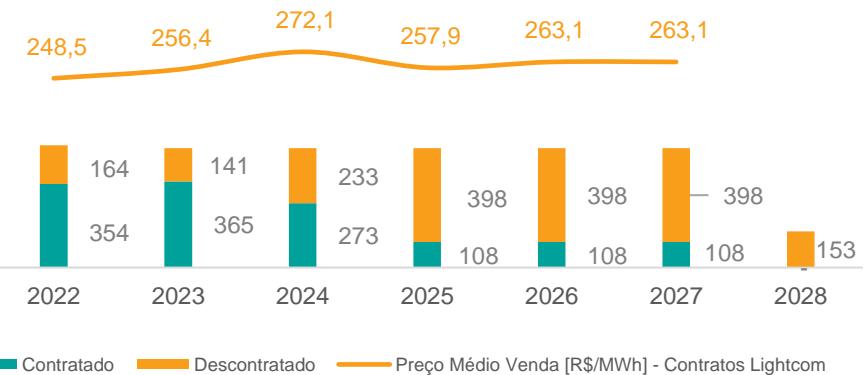
| GSF - Generation Scaling Factor |



| PLD Médio Mensal SE/CO [R\$/MWh] |



| Volume Contratado de Energia [MWh] |



Desempenho Financeiro

No 1T22, houve uma redução de 29,5% (R\$81,2 milhões) na **receita operacional líquida** em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior devido, principalmente, à sazonalização dos contratos com menor alocação de energia no período, reduzindo a venda de energia.

Contribuiu com o resultado verificado a redução de 66,3% do PLD na comparação com o 1T21, variando de R\$ 172,57/MWh para R\$ 58,10/MWh, reduzindo o valor de venda na liquidação do Mercado de Curto Prazo da sobra de energia do período.

Os **custos e despesas operacionais** encerraram o 1T22 em R\$35,1 milhões vs. R\$85,2 milhões registrados no 1T21, apresentando queda de 58,9%, decorrente do menor GSF verificado no 1T21.

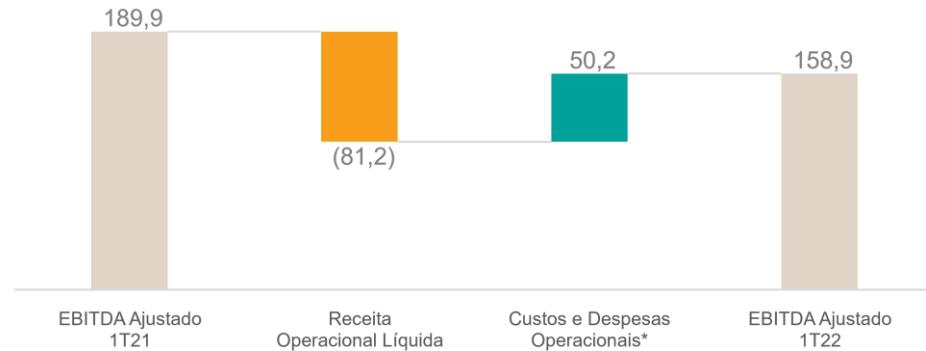
As **despesas com PMS** reduziram R\$0,6 milhão (-5,4%) em comparação com o mesmo trimestre do ano anterior, sendo a maior variação observada na linha de serviços de terceiros.

O **EBITDA Ajustado** foi de R\$158,9 milhões no 1T22, representando uma redução de R\$31,0 milhões em relação ao 1T21. A menor quantidade de energia alocada no 1T22 e o menor PLD praticado na liquidação da sobra de energia explicam essa redução do EBITDA da geradora.

A **depreciação/amortização** aumentou R\$14,0 milhões em comparação com o ano anterior em consequência do reconhecimento do ativo intangível do GSF no 4T20.

| EBITDA ajustado |

1T22 / 1T21 - R\$MM



*ex-depreciação e outras receitas e despesas operacionais

No 1T22, o **resultado financeiro** foi negativo em R\$97,9 milhões, representando uma melhora de R\$18,7 milhões quando comparado ao 1T21. As principais variações foram:

Efeito positivo pela ausência da atualização do GSF, cujo saldo passivo foi liquidado em abril/21, desonerando R\$89,4 milhões em relação ao 1T21.

Operações de *swap* e Variação cambial (-R\$80,0 milhões) em razão da perda de marcação a mercado das operações de *swap*, por conta do aumento da curva futura do CDI.

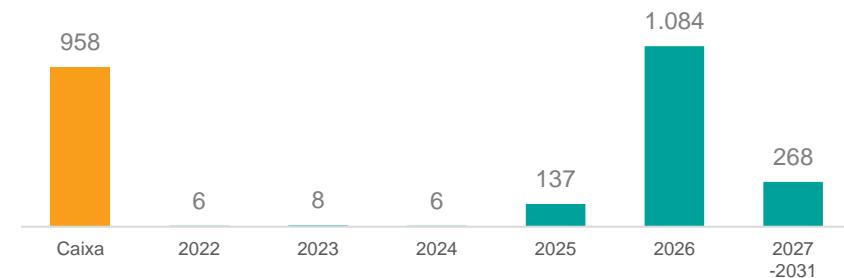
Maior remuneração de aplicações financeiras devido ao maior saldo de caixa e incremento da rentabilidade no período (R\$16,3 milhões).

A Light Energia obteve um **lucro líquido** de R\$23,1 milhões no 1T22 frente a um lucro de R\$40,8 milhões no 1T21.

Resultado Financeiro [R\$ MM]	1T22	1T21	Var. 1T22/1T21
Receitas Financeiras	191,3	98,2	94,7%
Despesas Financeiras	(289,1)	(214,8)	34,6%
Total	(97,9)	(116,5)	(16,0%)

| Amortização [R\$MM] |

prazo médio: 4,3 anos



| Indexadores de dívida |



Comercialização

Lightcom Comercializadora S.A.

Desempenho Operacional e Financeiro

O **volume comercializado** no 1T22 foi de 558 MWm, representando uma redução de 9,5% em relação ao 1T21 (617 MWm). Essa variação é resultado da diminuição das operações negociadas no curto prazo e do fim da vigência de contratos de longo prazo com consumidores finais e com agentes do mercado (geradores e comercializadores).

O **preço médio de venda** neste período foi de R\$227,1/MWh, representando um incremento de 12,8% em relação ao praticado no 1T21 (R\$210,4/MWh).

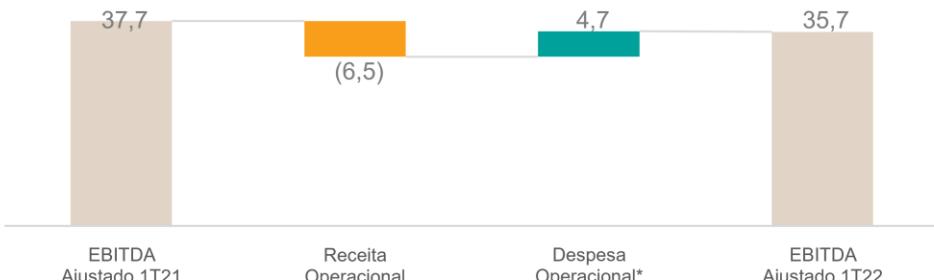
A Comercializadora registrou um **EBITDA Ajustado** de R\$35,7 milhões no 1T22 contra um EBITDA Ajustado de R\$37,5 milhões no 1T21. A redução do resultado se deve ao menor volume comercializado e à queda do PLD nesse período, porém parcialmente compensados pelo maior preço médio de venda.

O **resultado financeiro** da Lightcom apresentou uma variação positiva de R\$3,9 milhões na comparação com o 1T21, explicada pelo maior volume de caixa e maior retorno das aplicações financeiras no período.

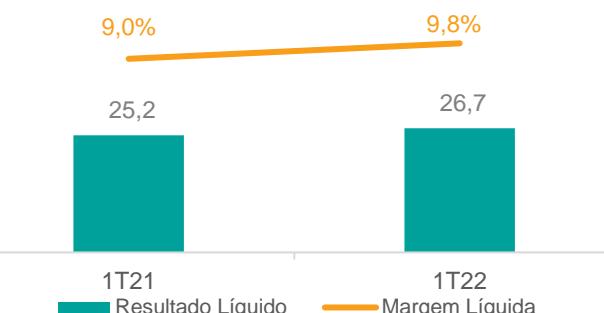
O **lucro líquido** foi de R\$26,7 milhões, R\$1,5 milhão superior ao 1T21. Dessa forma, a Lightcom encerrou o trimestre com uma margem líquida de 9,8%, 0,8 p.p. acima do mesmo período do ano anterior.

| EBITDA Ajustado |

1T21 / 1T22 - R\$MM



*ex-depreciação e outras receitas e despesas operacionais



Questões ambientais, sociais e de governança [ESG]

Desempenho no Trimestre

No 1T22, nos dedicamos à elaboração e asseguração de nosso Relatório Anual Integrado de Sustentabilidade 2021 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.

A seguir, apresentamos os destaques do trimestre relacionados aos 10 temas prioritários elencados em nossa **Matriz de Materialidade**.

1. Qualidade do serviço e Eficiência operacional

No 1T22, a Light manteve os excelentes resultados operacionais que vem reportando nos últimos trimestres, detalhados na seção “Qualidade Operacional”.

2. Relacionamento com as comunidades

Os investimentos realizados nas comunidades no 1T22 foram superiores aos realizados no mesmo período do ano anterior em função da conclusão do projeto “Energia de Resposta”, realizado no verão, com o objetivo de conscientizar e educar os clientes que moram em comunidades sobre o consumo responsável de energia.

3. Saúde e segurança

No 1T22 houve uma redução de 45,1% na taxa de frequência de acidentes em decorrência da redução no número de acidentes com afastamento em relação ao 1T21, quando a companhia registrou 28 acidentes e, dentre eles, um fatal. Esse resultado é fruto do aumento das inspeções de segurança, realização de ações de sensibilização e fiscalização. Com relação a taxa de gravidade, registramos uma redução de 97,6% no indicador no 1T22 em relação ao 1T21 como consequência do não registro de acidentes fatais no período e menor incidência de acidentes com gravidade alta.

4. Gestão de pessoas

Fechamos o trimestre com o aumento da participação das mulheres na força de trabalho e nos cargos de liderança, além do aumento de 13,97 p.p. de mulheres na Alta Administração em comparação ao 1T21, alinhado ao nosso Programa de Diversidade, Equidade e Inclusão (Empodera).

No que se refere à capacitação e treinamento, observamos um aumento na quantidade de homem-hora treinado no 1T22 em relação ao 1T21, em decorrência da realização de treinamentos de Atendimento de Emergência e Poda, que possuem carga horária extensa, nos primeiros meses do ano.

5. Solidez financeira e mercado de capitais

Mantivemos o compromisso com nossos acionistas e fortalecemos nosso acesso ao mercado de capitais, conforme detalhado na seção “Desempenho Financeiro”.

6. Melhora da experiência com o cliente

Em comparação com o 1T21, as reclamações totais apresentaram redução de 13% no 1T22, o que levou a uma queda de 2,29 p.p. na taxa de reclamações por número de clientes. Esse resultado expressivo é fruto da evolução contínua de nossos canais digitais, 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.

7. Novos modelos de negócios

No 1T22, estamos em fase de desenvolvimento do projeto de construção de usina fotovoltaica flutuante, na modalidade de geração distribuída, em um dos reservatórios do Complexo de Lajes da Light Energia. O início da construção está previsto para o segundo semestre de 2022. O projeto foi concebido no âmbito do Programa de Eficiência Energética (PEE) da ANEEL com objetivo de atender a milhares de famílias que vivem em comunidades localizadas na área de concessão da Light.

8. Perdas e inadimplência

Em uma trajetória positiva, fechamos o 1T22 com redução nas perdas totais e um aumento da arrecadação, conforme detalhado nas seções “Combate às Perdas” e “Arrecadação”.

⁶ No Escopo 1 são consideradas as emissões diretas por fontes pertencentes ou controladas pela Companhia. No Escopo 2, são contabilizadas as emissões indiretas decorrentes do consumo de eletricidade e da perda de energia no processo de transmissão e distribuição da Light. Nesse

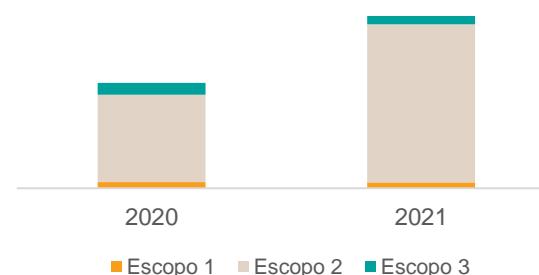
9. Inovação e tecnologia

No 1T22 houve uma redução nos investimentos destinados a P&D quando comparados ao 1T21, em função do volume de projetos concluídos no período ter sido maior do que o volume de novos projetos.

10. Mudanças climáticas

No trimestre, concluímos o inventário de emissões de gases de efeito estufa referente ao ano de 2021. As emissões da Light tiveram um incremento de 63,4%, impactadas pelo aumento de 80,6% das emissões de Escopo 2⁶, que representam 91,8% das emissões totais. Esse aumento está relacionado ao fator de emissão do Sistema Interligado Nacional - SIN, que apresentou um aumento de 105% atrelado à grande utilização de termelétricas ao longo do ano de 2021, em função de um período de maior estresse hídrico.

| Emissões de Gases de Efeito Estufa 2021 |



cálculo, aplica-se o fator de emissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), que considera todas as usinas geradoras de energia (inclusive térmicas). O Escopo 3, (outras emissões indiretas) considera fontes que não pertencem ou não são controladas pela companhia.

Indicadores ESG

Principais Indicadores	1T22	1T21	Var. 1T22/1T21
Gestão de Pessoas			
Colaboradores próprios	5.157	5.550	-7,1%
Colaboradores terceirizados	8.277	6.987	18,5%
% de mulheres na Light	19,4%	18,7%	0,7 p.p.
% de mulheres em cargos de liderança	27,9%	27,7%	0,2 p.p.
% de mulheres na Alta Administração	37,50%	23,50%	13,97 p.p.
Média de horas de treinamento por empregado	5,3	4,5	17,8%
Taxa de Rotatividade	2,0%	2,1%	-0,1 p.p.
Saúde e Segurança			
Taxa de frequência de acidentes	2,17	3,95	-45,1%
Taxa de gravidade de acidentes	22	899	-97,6%
Aprimoramento da Experiência com o Cliente			
Reclamações por total de clientes	12,87%	15,16%	-2,29 p.p.
Relacionamento com Comunidades			
Investimentos em Comunidades (recursos PEE) (R\$ MM)	2,40	1,63	46,6%
Mudanças Climáticas			
Consumo de energia elétrica por empregado (MWh)	5,59	5,63	-0,8%
Inovação e Tecnologia			
Investimento em P&D (R\$ MM)	4,86	5,96	-18,5%

ANEXO I – Conciliação EBITDA e EBITDA Ajustado

EBITDA CVM (R\$ MM)	Light Consolidado			Light SESA			Light Energia			Light Com		
	1T22	1T21	Var 1T22/1T21	1T22	1T21	Var 1T22/1T21	1T22	1T21	Var 1T22/1T21	1T22	1T21	Var 1T22/1T21
Lucro/Prejuízo Líquido (A)	(106,0)	(41,8)	153,8%	(137,2)	(100,7)	36,3%	23,1	40,8	-43,4%	26,7	25,2	6,1%
IR/CS (B)	(235,5)	(9,4)	2407,8%	(123,3)	-	-	(102,4)	(0,3)	34495,9%	(9,8)	(9,1)	7,4%
IR/CS DIFERIDO (C)	292,9	29,6	891,2%	203,3	51,0	298,9%	93,6	(17,6)	-	(4,0)	(3,9)	3,4%
EBT (A - (B + C))	(163,5)	(61,9)	163,9%	(217,3)	(151,6)	43,3%	31,9	58,7	-45,6%	40,5	38,1	6,2%
Depreciação e Amortização (D)	(180,8)	(148,3)	21,9%	(152,5)	(134,0)	13,8%	(28,2)	(14,2)	98,7%	-	(0,1)	-
Despesa Financeira Líquida (E)	(503,0)	(344,8)	45,9%	(411,6)	(229,5)	79,3%	(97,9)	(116,5)	-16,0%	4,6	0,6	615,1%
EBITDA CVM ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	520,3	431,1	20,7%	346,8	211,9	63,7%	158,0	189,4	-16,6%	35,9	37,5	-4,4%
Equivalência Patrimonial (F)	(2,7)	(3,2)	-14,6%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Receitas/Despesas Operacionais (G)	(2,5)	14,5	-	14,0	14,3	-1,7%	(0,9)	(0,5)	80,2%	0,2	(0,1)	-
EBITDA Ajustado = EBITDA CVM - (F) - (G)	525,5	419,8	25,2%	332,8	197,6	68,4%	158,9	189,9	-16,3%	35,7	37,7	-5,3%

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 substituta 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)	1T22	1T21	Var. 1T22/1T21
Receita Operacional Bruta	6.159,6	5.889,7	4,6%
Deduções	-2.616,9	-2.194,9	19,2%
Receita Operacional Líquida	3.542,7	3.694,9	-4,1%
Despesa Operacional	-3.198,0	-3.423,4	-6,6%
Custo de construção	-290,6	-184,8	-6,6%
PMSO	-200,6	-243,7	-17,7%
Pessoal	-105,6	-118,2	-10,6%
Material	-5,7	-10,9	-47,9%
Serviço de Terceiros	-98,1	-124,1	-21,0%
Outros	8,8	9,5	-7,8%
Energia Comprada	-2.331,9	-2.642,9	-11,8%
Depreciação	-180,8	-148,3	21,9%
Provisões	-77,3	-53,3	45,1%
PECLD	-116,9	-150,5	-22,3%
Resultado Financeiro	-503,0	-344,8	45,9%
Receita Financeira	121,3	267,6	-54,7%
Despesa Financeira	-624,2	-612,3	1,9%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	-2,5	14,5	-
Resultado Antes dos Impostos e Equivalência Patrimonial	-160,8	-58,8	173,5%
IR/CS	-235,5	-9,4	2407,8%
IR/CS Diferido	292,9	29,6	891,2%
Equivalência Patrimonial	-2,7	-3,2	-14,6%
Lucro Líquido	-106,0	-41,8	153,8%
EBITDA Ajustado	525,5	419,8	25,2%

ANEXO III – Demonstração do Resultado – Distribuição

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	1T22	1T21	Var. 1T22/1T21
Receita Operacional Bruta	5.869,7	5.487,9	7,0%
Fornecimento de Energia	5.155,4	4.367,1	18,1%
CVA	-362,5	136,0	-
Receita de Construção	290,6	184,8	57,2%
Outras Receitas - crédito PIS/COFINS	0,0	0,0	-
Outras Receitas	786,3	800,1	-1,7%
Deduções da Receita Operacional	-2.578,1	-2.150,0	19,9%
Receita Operacional Líquida	3.291,6	3.337,9	-1,4%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	-2.580,0	-2.712,7	-4,9%
Energia elétrica comprada para revenda e despesas da CCEE	-2.006,3	-2.183,5	-8,1%
Encargos de conexão e uso da rede	-283,1	-344,5	-17,8%
Custo de construção	-290,6	-184,8	57,2%
Custo/Despesa Operacional	-378,8	-427,6	-11,4%
Pessoal	-97,8	-107,9	-9,4%
Material	-5,5	-10,5	-47,1%
Serviços de terceiros	-93,5	-118,6	-21,2%
Provisões	-194,1	-203,5	-4,6%
Outros	12,1	12,8	-5,1%
Depreciação e amortização	-152,5	-134,0	13,8%
Outras receitas/despesas operacionais	14,0	14,3	-1,7%
Resultado do Serviço	194,3	77,9	149,5%
Resultado Financeiro	-411,6	-229,5	79,3%
Receita Financeira	91,6	167,8	-45,4%
Despesa Financeira	-503,2	-397,3	26,6%
Resultado antes dos impostos	-217,3	-151,6	43,3%
IR/CS	-123,3	0,0	-
IR/CS Diferido	203,3	51,0	298,9%
Lucro/Prejuízo Líquido	-137,2	-100,7	36,3%
EBITDA Ajustado	332,8	197,6	68,4%

ANEXO IV – Demonstração do Resultado - Geração

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	1T22	1T21	Var. 1T22/1T21
Receita Operacional Bruta	224,9	309,6	-27,3%
Suprimento - Venda de energia própria	213,4	209,7	1,8%
Suprimento - Energia de Curto Prazo	9,2	97,8	-90,6%
Outras - TUSD	2,2	2,1	7,1%
Outras	0,1	0,0	245,5%
Deduções da Receita Operacional	-31,0	-34,4	-9,9%
Receita Operacional Líquida	193,9	275,1	-29,5%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	-23,2	-71,9	-67,8%
Custo/Despesa Operacional	-11,9	-13,3	-10,5%
Pessoal	-5,8	-5,9	-2,3%
Material	-0,1	-0,3	-55,8%
Serviços de terceiros	-4,1	-4,4	-5,9%
Provisões	0,4	-0,3	-
Outros	-2,2	-2,4	-8,6%
Depreciação e amortização	-28,2	-14,2	98,7%
Outras receitas/despesas operacionais	-0,9	-0,5	80,2%
Resultado do Serviço	129,8	175,2	-25,9%
Equivalência Patrimonial	0,0	0,0	-
Resultado Financeiro	-97,9	-116,5	-16,0%
Receita Financeira	22,7	98,3	-76,9%
Despesa Financeira	-120,6	-214,8	-43,9%
Resultado antes dos Impostos	31,9	58,7	-45,6%
IR/CS	-102,4	-0,3	34495,9%
IR/CS Diferido	93,6	-17,6	-
Lucro/Prejuízo Líquido	23,1	40,8	-43,4%
EBITDA Ajustado	158,9	189,9	-16,3%

ANEXO V – Balanço Patrimonial Consolidado

ATIVO (R\$ MM)	31.03.2022	31.12.2021	PASSIVO (R\$MM)	31.03.2022	31.12.2021
Circulante	8.392	9.324	Circulante	6.317	6.689
Caixa e equivalentes de caixa	13	397	Fornecedores	1.830	2.154
Títulos e valores mobiliários	3.275	3.208	Tributos e contribuições a pagar	474	384
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	2.940	2.425	Imposto de renda e contribuição social a pagar	0	0
Estoques	71	66	Empréstimos e financiamentos	441	403
Tributos e contribuições a recuperar	1.263	1.263	Debêntures	1.754	1.530
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	0	0	Passivos financeiros do setor	704	276
Ativos financeiros do setor	22	1.172	Dividendos a pagar	95	95
Despesas pagas antecipadamente	33	29	Obrigações trabalhistas	117	104
Dividendos a receber	0	0	Encargos regulatórios	315	314
Serviços prestados a receber	35	17	Valores a serem restituídos a consumidores	0	831
Instrumentos financeiros derivativos swap	0	0	Obrigações por arrendamento	23	25
Outros créditos	606	613	Outros débitos	564	572
Ativos classificados como mantidos para venda	135	135	Não circulante	12.813	12.856
Não Circulante	19.367	18.954	Empréstimos e financiamentos	3.390	4.006
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	1.294	1.221	Debêntures	5.176	5.205
Tributos e contribuições a recuperar	3.434	3.675	Instrumentos financeiros derivativos swap	635	4
Tributos diferidos	1.095	896	Tributos e contribuições a pagar	203	200
Despesas pagas antecipadamente	0	0	Tributos diferidos	182	275
Instrumentos financeiros derivativos swap	7	190	Participações societárias a descoberto	22	22
Depósitos vinculados a litígios	222	222	Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	530	502
Ativos financeiros do setor	501	308	Benefícios pós-emprego	0	0
Ativo financeiro da concessão	6.780	6.822	Obrigações por arrendamento	245	38
Outros créditos	2	1	Valores a serem restituídos a consumidores	2.401	2.565
Ativo de contrato	802	558	Outros débitos	29	40
Investimentos	355	358	Patrimônio líquido	8.629	8.733
Imobilizado	1.844	1.810	Capital Social	5.392	5.392
Intangível	2.765	2.834	Reserva de capital	20	18
Ativo de direito de uso	267	60	Reservas de lucros	3.135	3.135
Ativo Total	27.759	28.278	Ajustes de avaliação patrimonial	285	289
			Outros resultados abrangentes	-101	-101
			Lucros acumulados	-102	0
			Passivo Total	27.759	28.278

ANEXO VI – Balanço Energético

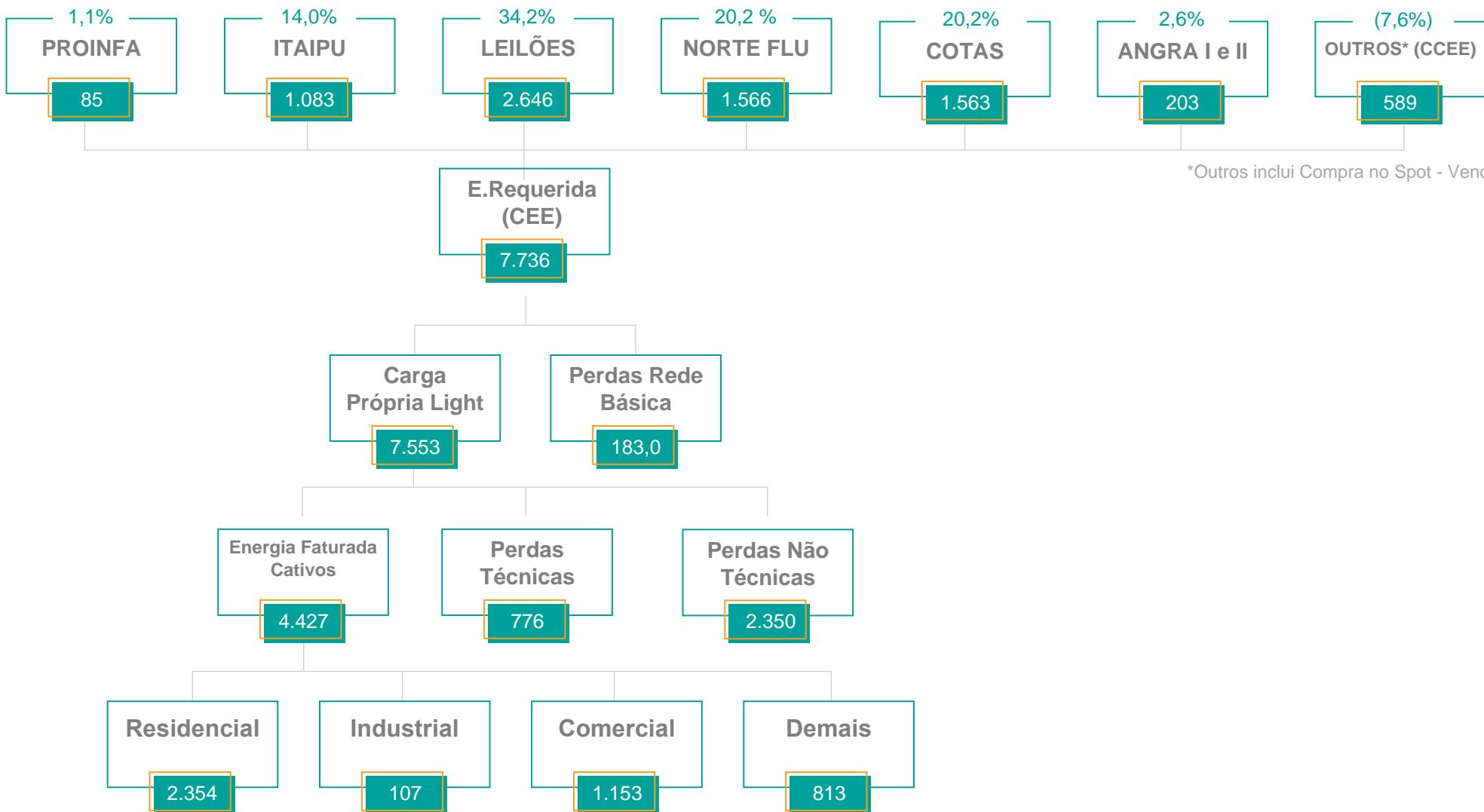
Balanço Energético (GWh)	1T22	1T21	Var. 1T22/1T21
= Carga Fio	10.007	10.287	-2,72%
- Uso de Rede	2.453	2.441	0,50%
= Carga Própria	7.553	7.837	-3,62%
- Energia Faturada (Cativo)	4.427	4.621	-4,19%
Mercado Baixa Tensão	3.542	3.685	-3,89%
Mercado Média e Alta Tensão	885	936	-5,39%
= Perda Total	3.126	3.217	-2,80%

ANEXO VII – Fluxo de Caixa Direto

Fluxo de Caixa (R\$ Milhões)	Light SESA					Light Energia					Lightcom				
	1T21	2T21	3T21	4T21	1T22	1T21	2T21	3T21	4T21	1T22	1T21	2T21	3T21	4T21	1T22
Saldo Inicial	1.784	2.315	4.340	2.329	2.403	1.087	1.573	1.543	934	965	77	46	80	111	145
Arrecadação Bruta	4.798	4.547	4.229	4.873	5.162	272	204	220	249	228	307	302	393	400	398
Impostos / Deduções	(1.509)	(1.476)	(1.184)	(1.371)	(1.771)	(38)	(28)	(22)	(16)	(33)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
Arrecadação Líquida	3.289	3.071	3.045	3.503	3.390	233	175	199	233	195	304	299	391	398	395
Custos / Desp. Operacionais	(3.411)	(3.147)	(3.019)	(3.179)	(3.296)	(52)	(34)	(105)	(117)	(153)	(336)	(266)	(361)	(365)	(287)
CX OPERACIONAL	(122)	(77)	26	324	95	182	141	94	116	42	(32)	33	30	33	109
CAPEX	(238)	(263)	(326)	(288)	(407)	(40)	(26)	(47)	(48)	(58)	-	-	-	-	-
Despesa de Juros	(42)	(16)	(68)	(235)	(24)	3	27	10	(36)	(0)	0	1	1	2	4
Dividendos / JCP	-	-	(65)	-	-	-	-	(105)	0	-	-	-	-	-	-
Outros	-	2	2	-	-	342	(1.339)	-	0	-	-	-	-	-	-
FLUXO DE CAIXA LIVRE	(403)	(354)	(432)	(200)	(336)	487	(1.197)	(49)	33	(16)	(31)	34	31	35	112
Amortização de Principal	(763)	(868)	(1.795)	(259)	(84)	(1)	(1)	(1.056)	(1)	(1)	-	-	-	-	-
Novos Recursos / Rolagem	360	3.246	217	532	-	-	1.169	495	-	-	-	-	-	-	-
Aumento de Capital	1.340	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GER. TOTAL DE CAIXA	531	2.025	(2.011)	74	(421)	486	(30)	(609)	31	(17)	(31)	34	31	35	112
SALDO DE CAIXA FINAL	2.315	4.340	2.329	2.403	1.982	1.573	1.543	934	965	948	46	80	111	145	258

Balanço energético da Distribuição (GWh)

1º trimestre 2022 - Dados realizados até março |



Observação

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

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



EARNINGS
RELEASE

1Q22

OPERATIONAL HIGHLIGHTS

1Q22



Loss reduction by the **4th consecutive quarter**. Total losses (12 months) down by **90 GWh**. **Total Losses/Grid Load** closed the quarter at **26.59%**, a slight reduction compared to 4Q21.



Incorporated Power (IEN) in 1Q22 (146.7 GWh) was **20 GWh higher** compared to 4Q21, due to an increased efficiency in our loss reduction efforts.



Continuation of Light's loss-proofing strategy: in 1Q22, we regularized 13,000 installations, 28.4% above the average per quarter in the last year (10,200).



Increased power in the replacement of obsolete meters. In 1Q22, **we replaced more than 57,000 meters (+103.6% vs. 4Q21)**.



The actions of the **Communities Program** already resulted in the normalization of more than 5,000 customers in 1Q22.



The normalizations of the **inspection program** totaled **86,900 in 1Q22**, a 10.2% increase compared to 78,800 in 4Q21. In 1Q22, we conducted **32,500 additional inspections**, a 59.8% increase compared to 1Q21.



Operational quality was a strong point in the quarter, with Light ranking as the **2nd and 4th best distribution company in Brazil for EOFi and EODi**, respectively.



In February 2022, we started the implementation and operation of the **Oracle's Workforce Management** platform to **increase operational efficiency** in the management of field services.

FINANCIAL HIGHLIGHTS

1Q22



Consolidated adjusted EBITDA ended 1Q22 at **R\$525.5 million, vs. R\$419.8 million in 1Q21 (+25.2%)**, highlighting the reduction in manageable costs and expenses of the distribution business.



The PMS of the distribution business improved by R\$40.1 million, down by 16.9% vs. 1Q21.



Collection (12 months) was **97.5%, 1.2 p.p. and 0.1 p.p. above** those recorded in **March 2021 and December 2021** respectively, contributing to an **ADA/Gross Revenue** (12 months) of **2.9%** in the period, **0.4 p.p. lower** compared to **4Q21.**



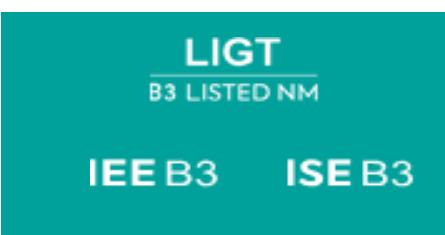
Net income of the trading business was **R\$26.7 million, 6.1% higher vs. 1Q21, and net margin was 9.8% (up 0.8 p.p.).**



53.6% increase in investments vs. 1Q21, primarily due to activities related to loss reduction, including customer normalization, loss-proofing and replacement of meters.



Net Debt to EBITDA, a covenant ratio, closed 1Q22 at 3.44x, a decrease compared to 1Q22 (3.48x) within the established limit of the debt contracts.



Message from the CEO

We started 2022 certain to be on the right path. As a highlight of the quarter, we concluded the Periodic Tariff Review process, which already considers the benefits of the new regulatory model which considers the challenges of complex concessions areas such as Light's.,

As a result, the sum of Component B, which represents the sum of impaired revenues and the Losses that will affect positively the Company's EBITDA and the Distribution business cash in approximately R\$ 770 million, R\$ 542 million in 2022 alone. The total gains for the five-year cycle until the next Tariff Review is equivalent to R\$ 2.8 billion per year in net present value.

With this result, we can guarantee the needed security to advance in the implementation of our management model sustainably. We continue consistently in an evolving path, focusing on cost reductions and expenses management, service quality and on carrying out actions to improve collection and reduce losses.

In the pursuit of excellence in our services and processes, we maintained robust investments, which totaled R\$ 330.3 million in the period, 53.6% higher than in 1Q21, mainly due to activities related to reduce losses. Investments in generation more than doubled because of the recovery of the spillway at Ilha dos Pombos plant and the construction of a bypass tunnel at the Lajes Complex, which totaled R\$ 28 million in the period.

Regarding our operational performance, the Distribution business kept the EOFI and EODI indicators below the limits established by Aneel in

our concession contract. The good result in, quarter by quarter, represent the best Light has had in 20 years, placing the Company as the 2nd best distributor in the country in terms of EOFI and the 4th best in EODI.

As for collection, we reached 97.5% at end of the quarter, which represents an increase of 1.2 p.p. compared to March/21. This is due to several administrative and technological actions, as well as proactive negotiation initiatives with our customers, implemented throughout 2021.

In loss reductions, we can highlight the evolution of levers of the loss plan, which are conducted in agreement with two guidelines: discipline and market conquest. As a result, we had a reduction in losses for the 4th consecutive quarter. The indicator for total losses (12 months) fell by 90 GWh, ending the quarter at 26.59.

We also made progress in the network shielding, regularizing over 13,000 installations in 1Q22 while also increasing the number of normalizations, a total of approximately 87 thousand in 1Q22.

We can also highlight the replacement of over 57,000 obsolete meters in this quarter, which contribute to the modernization of the system, ensuring better quality of the service.

An important point for our market conquest plan are the actions of the Program "Light nas Comunidades" project, which, with the support of Community leaders, seeks to resume the relationship of Light with the residents of these areas, aiming the regularization of power supply to the customers and increasing revenue for the Company. In this quarter, we regularized over 5,000 clients from these areas.

Message from the CEO

Financially, the consolidated adjusted EBITDA increased 25.2% in 1Q22, reaching R\$ 525.5 million, with significant reduction of the distribution business manageable costs and expenses.

To make our costs and expenses more operationally efficient, in the second quarter we will conclude the implementation of a base-zero budget work, which will ensure future positive results for the Company.

In April, we concluded the 24th issuing of Light SESA debentures, totaling R\$ 1.3 billion, which was practically all out on the market. With this new funding, we reinforce the Company's cash to meet with future obligations.

Ultimately, we must talk about sustainability.

The Company took great steps in its priority topics. I highlight the evolution of our occupational safety indicators, with a reduction in the frequency and severity rates of accidents, and of people, with an increase in the participation of women in our workforce, in leadership positions and in the senior management, in line with our Diversity, Equity and Inclusion Program. Additionally, as a result of the improvements in customer service processes and automation of tasks, we have already seen a reduction in the rate of complaints per numbers of customers.

Finally, I would like to reinforce that Light continues investing in a solid management model with committed professionals in order to continue

building and consolidating Light for the Future, with structured action and focus on sustainable results

Nonato Castro
CEO



Consolidated Light S.A.

Financial Performance

Consolidated Adjusted EBITDA¹ closed 1Q22 at **R\$525.5 million**, a 25.2% increase compared to R\$419.8 million in 1Q21.

Adjusted EBITDA in the Distribution business was **R\$332.8 million** in 1Q22, a 68.4% increase compared to R\$197.6 million in 1Q21.

Excluding the effect of Indemnifiable Concession Assets, Adjusted EBITDA in the Distribution business would have been **R\$378.3 million** in the period, compared to R\$96.7 million in 1Q21. This improvement was primarily due to the adjusted CVA under the Tariff Review Process that occurred in March 2022, increased unbilled electricity and decreased PMS.

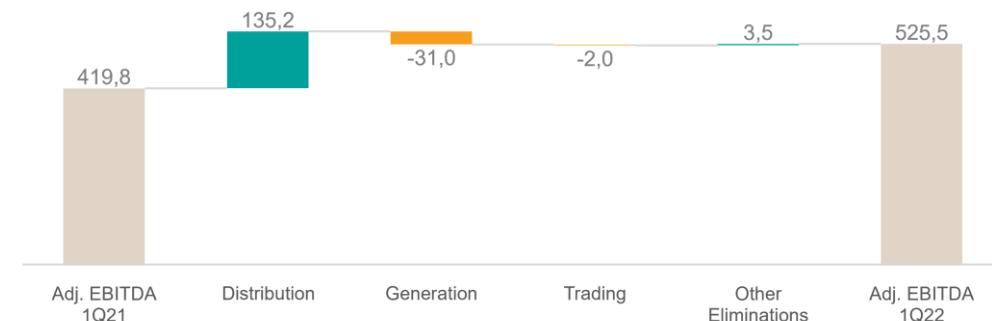
Adjusted EBITDA in the Generation business was **R\$158.9 million**, a 16.3% reduction compared to R\$189.9 million in 1Q21. This variation is due to the lower amount of energy allocated in 1Q22, because of the seasonalization of the guaranteed capacity, and the lower PLD practiced in the settlement of surplus energy.

Adjusted EBITDA in the Trading business was **R\$35.7 million** in 1Q22, compared to R\$37.5 million in 1Q21, a 5.2% reduction, due to a

lower traded volume and a decreased PLD in the period, partially offset by a higher average sales price.

Adjusted EBITDA by segment

1Q22 / 1Q21 - R\$MM



The variation in the **financial result** is primarily due to the increase in gross debt (R\$3,001.9 million) associated with higher CDI and IPC-A rates (R\$100.5 million).

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 (R\$230.8 million).

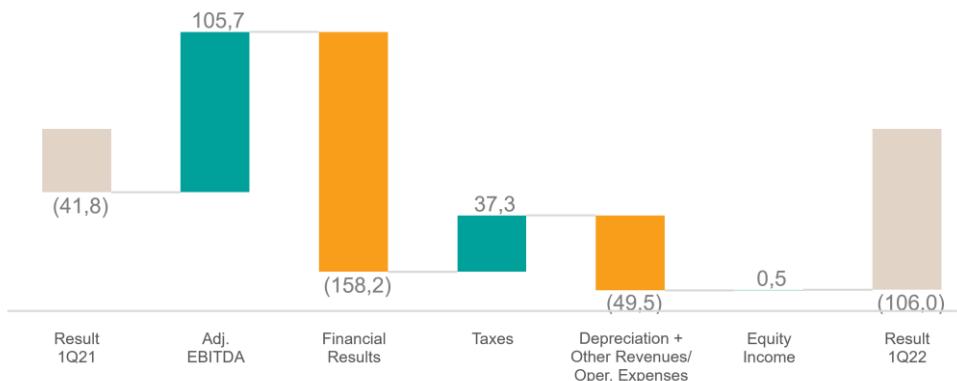
¹ Adjusted EBITDA is calculated as net income before income tax and social contribution, equity income, other operating revenue/expense, finance revenue (expense), depreciation and amortization.

These marked-to-market agreements do not have a cash effect. These negative impacts were partially offset by gains from financial investments, due to higher cash and a higher CDI rate (R\$48.6 million), adjustments of regulatory assets and liabilities of the sector (R\$36.1 million), and non-adjustment of GSF (R\$89.5 million).

Net loss totaled R\$106.0 million in 1Q22, compared to a net loss of R\$41.8 million in 1Q21. Despite the operational improvement in the Distribution business, the result for the period was affected by an increased financial expense related to inflation and the future CDI curve. In 1Q22 we also registered a negative Fair Value of the Indemnifiable Concession Assets of R\$45.6, explained by the recognition of a negative R\$186.1 million provision due to the Tariff Review Process occurred in march/22.

Consolidated Net Income |

1Q22 / 1Q21 - R\$MM



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.

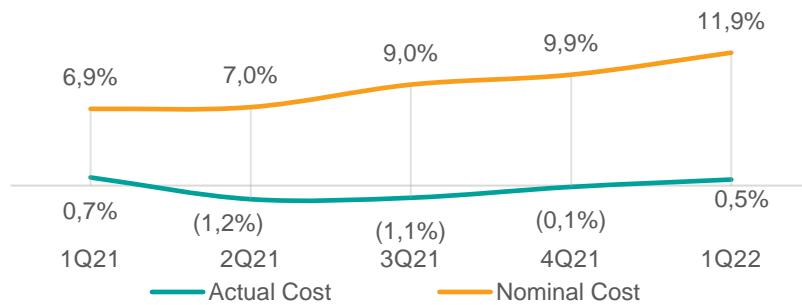
At the end of 1Q22, **consolidated net debt** was **R\$8,100.3 million**, a 10.2% increase compared to R\$7,352.9 million in 4Q21.

Actual debt service cost closed the period at **0.5%**, with an **average term of 3.4 years**.

In April 2022, Light SESA completed the 24th issuance of debentures, in a single series, totaling R\$1.3 billion, maturing within two years, payable in a single installment, and carrying interest at the CDI rate + 1.95% p.a. The proceeds from the issuance of these debentures will be used to reinforce working capital and pay outstanding debt.

Net Debt to EBITDA², a covenant ratio, closed 1Q22 at 3.44x, a decrease compared to 3.48x in 4Q21, within the established limit of the debt contracts most debt contracts. **EBITDA/Interest ratio** closed 1Q22 at 3.26x, above the covenant limit of 2.0x under most debt contracts.

| Debt service cost |

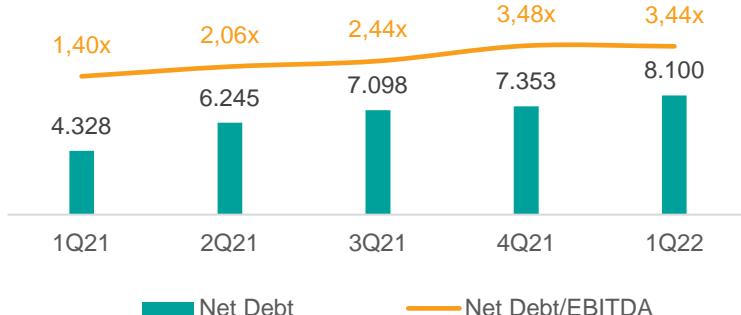


| Debt indexes |



| Consolidated net debt |

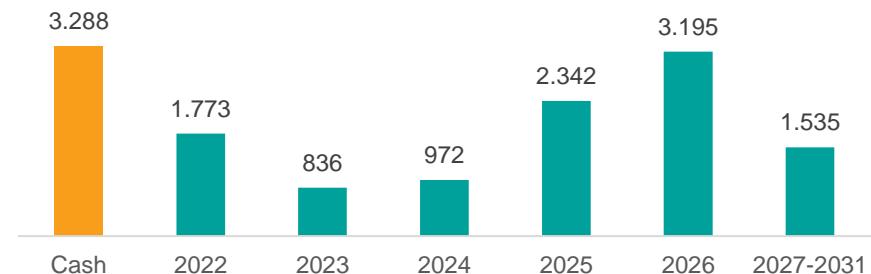
(R\$ million)



| Amortization of loans, financing and debentures |

(R\$ million)

Average maturity: 3.4 years



Capital Expenditures

Consolidated Capital Expenditure (R\$ MM)	1Q22	1Q21	Change 1Q22/1Q21
Electric Assets (Distribution)	268.0	177.6	51.0%
Engineering	113.5	101.4	12.0%
Commercial	154.5	76.2	102.9%
Non-Electric Assets	25.8	20.3	27.2%
Generation (Light Energia & Lajes)	36.5	17.2	112.4%
Total	330.3	215.0	53.6%
Contributions	0.0	0.0	0.0%
Total Capital Expenditure (including contributions)	330.3	215.0	53.6%

In 1Q22, **consolidated total CAPEX** was 53.6% higher than in 1Q21, as planned.

In the **Distribution** business, the main investments focused on increasing capacity and conducting corrective maintenance of transmission assets, which primarily accounted for the 12.0% increase in the Engineering line item.

In the **Commercial** business, the 102.9% increase between quarters is due to intensified activities related to customer normalization, loss-proofing and replacement of meters – as further detailed in Loss Reduction.

Investments in the **Non-Electric Assets** line item increased by R\$5.5 million, largely in IT, in connection with the continuation of 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\$28.0 million in the period. A total of R\$186.3 million has been invested since these projects commenced. Other capital expenditures include the renovation and upgrade of equipment and systems, which totaled R\$4.5 million.

Distribution

Light Serviços de Eletricidade S.A.

Operating Performance

Billed Sales [GWh]

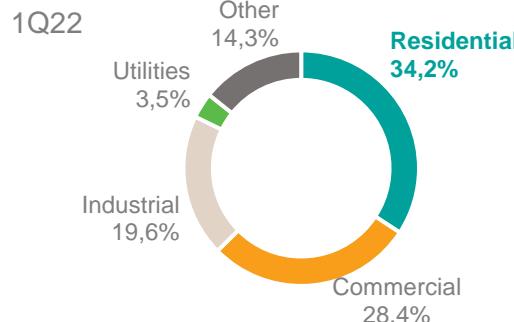
Segment	1Q22			1Q21			Total Change (%)
	Captive	Grid Usage*	Total	Captive	Grid Usage	Total	
Residential	2,354	-	2,354	2,501	-	2,501	-5.9%
Commercial	1,153	802	1,955	1,207	704	1,910	2.3%
Industrial	107	1,242	1,349	118	1,258	1,377	-2.0%
Other	813	168	981	794	114	908	8.0%
Utilities	-	241	241	-	374	374	-35.5%
Total	4,427	2,453	6,880	4,621	2,450	7,071	-2.7%

* Includes free customers, and distributor generation and utility companies

Total electricity sales in 1Q22 amounted to **6,880 GWh**, a decrease of 190 GWh (**-2.7%**) compared to 1Q21, mostly due to the 5.9% decrease in the residential segment and the 35.5% decrease in consumption of utility companies.

Increased inflation and the slow recovery of employment levels affected the consumption of **captive** customers, which **decreased by 194 GWh (-4.2%)** in the quarter. **Grid usage** consumption was **in line (0.1%)** with the same period in 2021.

Electricity Sales |



Average Temperature [°C] |

27.6°C X 27.2°C
average in 1Q22 average in 1Q21

24.5°C (average in the last 4 years)



Utility consumption decreased by 133GWh, offset by the consumption of free-market customers and distributor generation companies, which increased by 136GWh. This variation is due to the pace of migration of large and medium-sized customers of the commercial and industrial segments.

The **Residential** segment totaled 2,354 GWh in 1Q22, a **5.9% decrease** compared to the same quarter in 2021 and in line with 1Q20 (2,353 GWh). The performance of the residential segment was influenced by the resumption of out-of-home activities, as a result of the suspension of restrictions to face the worsened pandemic scenario in 1Q21.

The **Commercial segment increased by 2.3%** compared to 1Q21, with a recovery concentrated in March 2022 (7.6%). This increase was primarily driven by the condominium and supermarket sectors.

In 1Q22, the **Industrial segment decreased by 2.0%** compared to 1Q21, primarily due to companies of the steel sector.

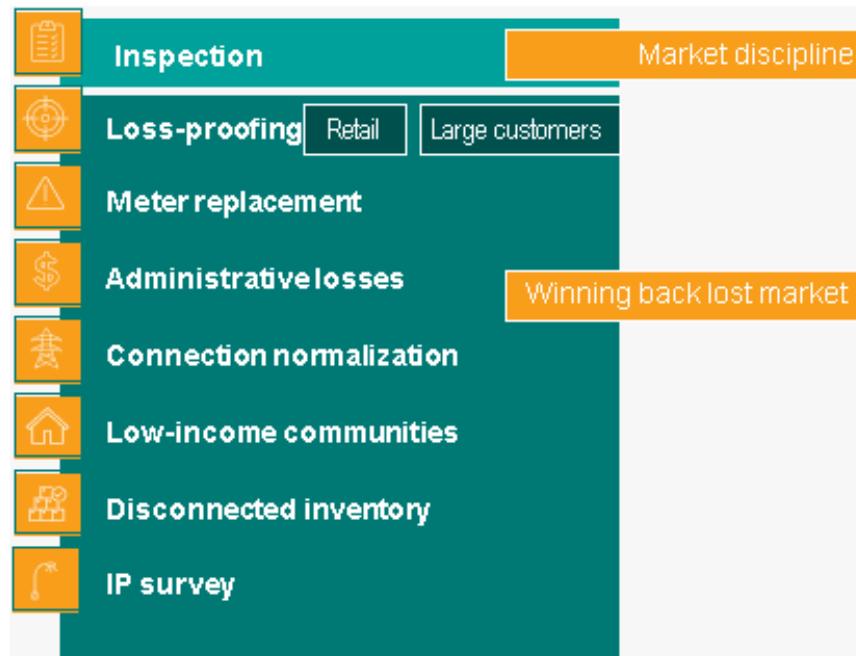
In 1Q22, **Utilities decreased by 35.5%**, primarily due to the decrease in consumption of the utility company Enel RJ, 30.2% compared to 2021, and Energisa Nova Friburgo, whose flow was inverted in January and February. Both utility companies are connected to and partially supplied by Light's distribution grid.

The **free market** closed the first quarter of 2022 accounting for 31.4% of total distribution sales. The migration of captive customers to the free market totaled 94GWh in 1Q22. However, this migration has no effect on our margins, as we continue to transport electricity and receive TUSD charges for it. At the end of March 2022, the number of free-market customers increased by 281 compared to March 2021, closing the quarter with a total of 1,580 free customers.

Loss Reduction

The challenge of reducing losses is faced with **investments in infrastructure** to reduce the vulnerability to electricity theft, based on a **management model** that ensures a **good execution of the levers of the loss reduction plan**.

The levers set forth in the chart below follow two guidelines: **discipline** and **gaining market share**. The first guideline is related to **recovered power**, conducted through inspections that identify electricity theft and apply inspection occurrence reports (TOIs). This lever is primarily focused on conventional-approach areas with a lower recurrence level (prime areas). **Gaining market share** is related to increasing power to **retain customers in the base**, by reducing **administrative losses**



related to the meters or through investment in **infrastructure** to hinder theft.

Loss-proofing is the main lever in terms of infrastructure and is primarily applied in **conventional-approach areas** with a **high recurrence** of theft (above 40%), both in the retail and the large customer segments. **In the retail segment**, investments have been made primarily in **shielded boxes** in the aerial network and **shielding of collective switchboards** of residential condominiums.



Shielded metering box (CMB 48)

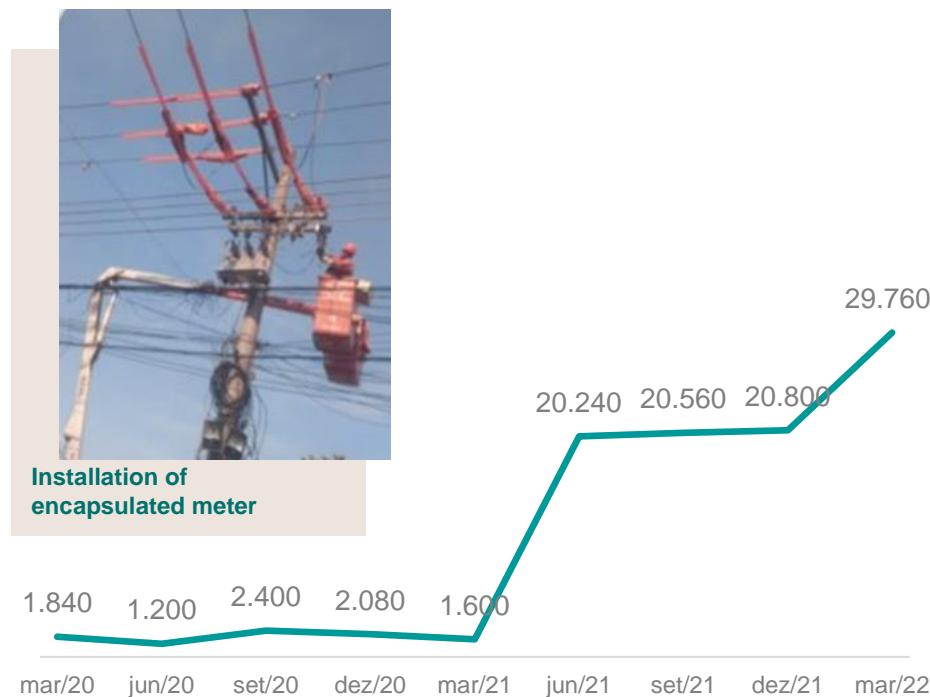


Fixar switchboard

Technology	1Q22		4Q21		Change %	
	No. of Zones	No. of Customers	No. of Zones	No. of Customers	No. of Zones	No. of Customers
CMB 48	706	19,184	310	8,521	127.7%	125.1%
FIXAR	49	5,835	49	4,250	0.0%	37.3%

In the **large customers segment**, which concentrates approximately 60% of Light's revenue, we used another type of approach. We installed **encapsulated meters** for medium-voltage customers, **moved meters of underground networks to an external area**, and **shielded metering boxes**. In 1Q22, we shielded and moved meters to external areas in 539 installations of large customers.

Case Study 1 – Retail Segment: With the installation of an encapsulated meter, customer's consumption reached 29,760 kWh, compared to a previous consumption of approximately 1,600 kWh.



Among the retail customers with the established shield boxes, we observe losses **reducing** from **53%** to **11%**. In **1Q22**, we regularized **13,000 installations, a 28.4% increase** compared to the average number of regularizations in the last year (10,200 per quarter). This activity resulted in a 6 GWh increase compared to 4Q21.

Another important opportunity is the **replacement of obsolete meters**, primarily pointer meters, which are older, vulnerable to fraud and difficult to be read by commercial agents. We are initially focused on replacing **three phase pointer meters** of **customers with higher consumption**. We identified a total of 270,000 three phase pointer meters, 95% of which are over 20 years old. Accordingly, with these replacements we intend to **modernize and ensure service quality**.



In 1Q22, we drove our actions of **replacing obsolete meters** to reduce losses, replacing more than **39,000 units**, a 58.5% increase compared to 4Q21, giving priority to replacements with higher energy consumption. This activity resulted in an 8 GWh increase in power compared to 4Q21. Additionally, in other activities in the Commercial area, we replaced more

than 18,000 obsolete meters, totaling **57,000 new equipment** installed in the period. In total, since 2021, the Company already replaced 124,000 meters.

We also highlight, aligned with the market discipline guideline, **inspections**, which were reviewed in 2021, resulting in more productive visits with higher quality. On these occasions, TOIs take into account the **payment capacity** of regularized customers, aiming at **collection** and reduced **Judicial contingencies**. **Productivity and hit level increased:** hit level increased **from 47% to 84%** in 1Q22, while the productivity of normalizations per team increased **from 1.76 to 3.06** per day. As a result, we were able to identify types of frauds that were previously unknown, such as **built-in diversions** (7,360 until March 2022, including 1,400 in 1Q22 alone).



Example of built-in diversion

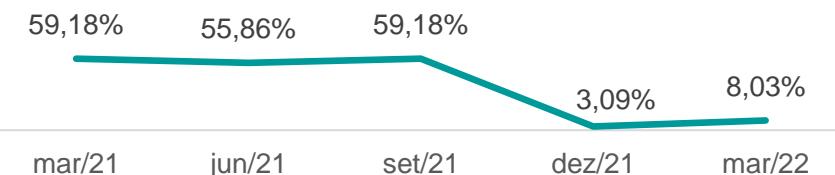
Normalizations under the inspection program totaled **86,900** in 1Q22, compared to 78,800 in 4Q21, a **10.2% increase**. We conducted **32,500 additional inspections** in 1Q22, a **59.8% increase** compared to 1Q21. This activity contributed with 10 GWh in 1Q22.

Regarding the **Special-Approach Area**, we continued making progress with the **Communities Program**, with the normalization of **5,000 customers** in 1Q22, contributing with 1.5 GWh.

Case Study 2 – Dom Bosco: after the beginning of Light's relationship with the Dom Bosco community, in the city of Duque de Caxias, losses decreased from 59.2% to 10.0%.



Evolution of Losses at the Dom Bosco community



The plan to reduce losses, taking into account all its levers, accounted for a **reduction of 25GWh in losses**, due to **higher recovered power and incorporated power**.

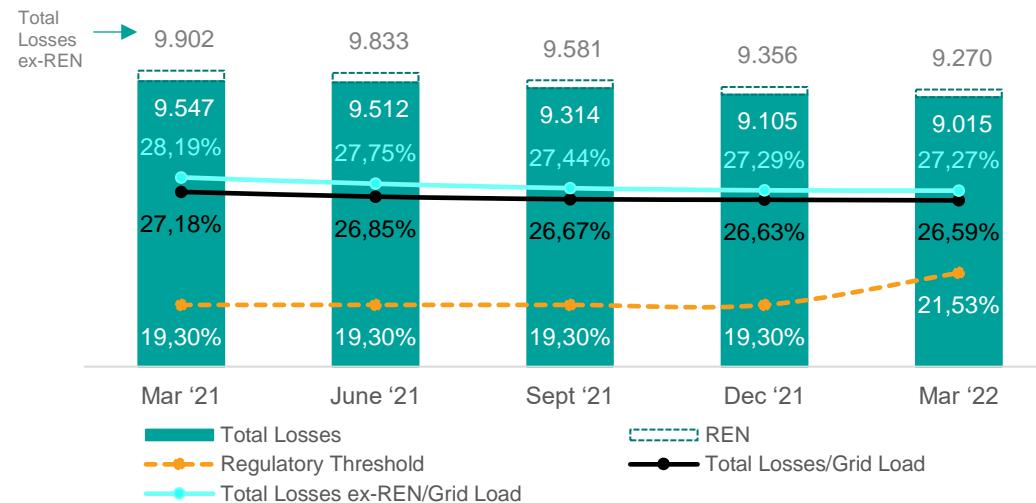
Consistent with the trend of the four previous quarters, in 1Q22, **total losses (12 months) decreased by 90 GWh**. Excluding REN, total losses (12 months) also followed this trend, with an **86 GWh reduction** compared to 4Q21. The **total loss on grid load (12 months)** indicator closed 1Q22 at **26.59%, a 0.04 p.p. decrease** compared to 4Q21.

As of March 2022, Light was 5.1 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 previous period, considering the parameters in effect under the RTP of March 2017, Light was 7.33 p.p. above the regulatory loss pass-through cap.

Non-technical losses/Reference Market³ (12 months) was 54.07%, a **0.32 p.p. decrease** compared to 4Q21, driven by a 120GWh reduction in non-technical losses.

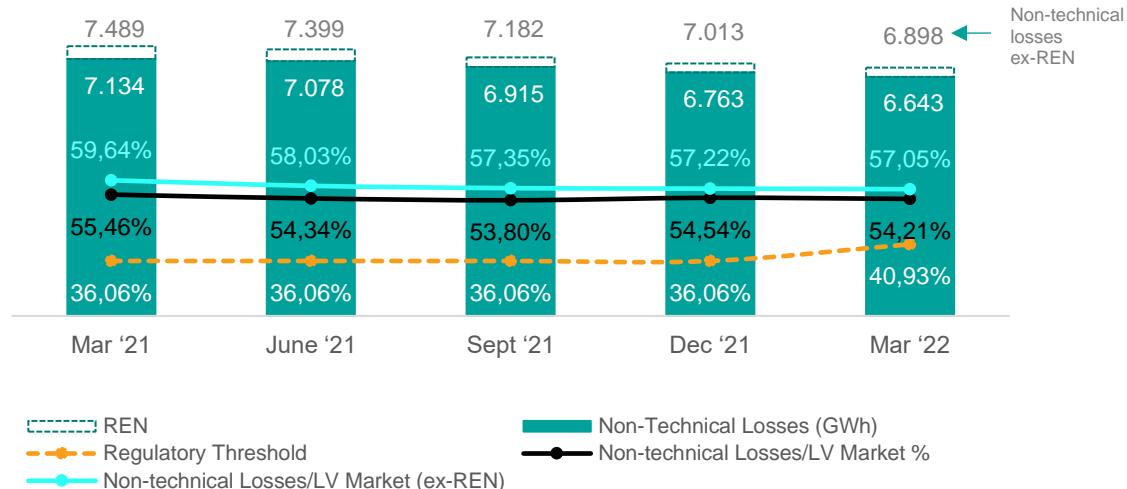
Changes in Total Losses [GWh] |

12 months



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

12 months

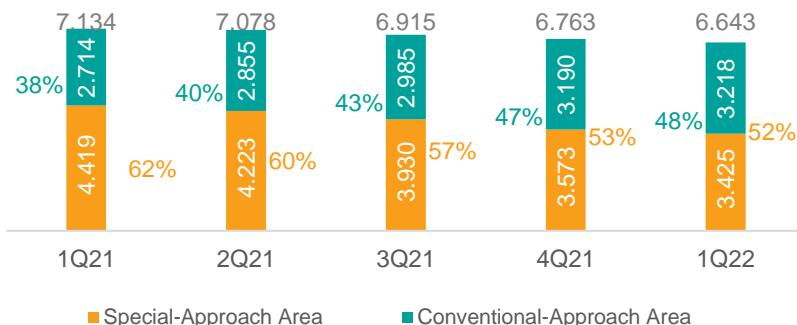


³ As of the Periodic Tariff Review of March 2022, the Reference Market started to contemplate not only the Low Voltage Market, but also the Underground Area.

The 28GWh increase in losses in the Conventional-Approach Area is primarily due to Unbilled Electricity, which accounted for an impact of 12 GWh in 1Q22 compared to 1Q21.

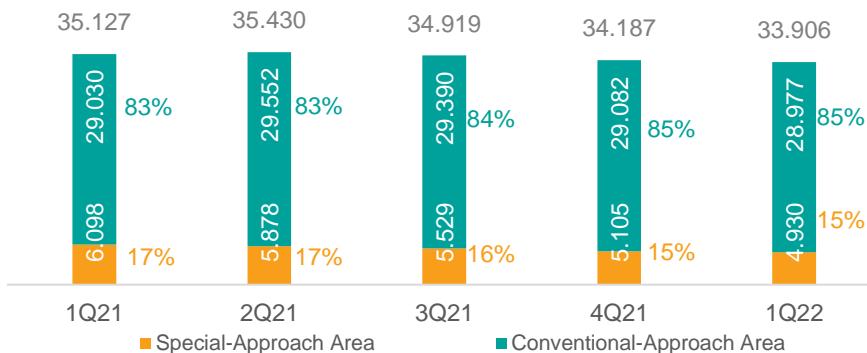
| Non-technical Losses [GWh] |

12 months



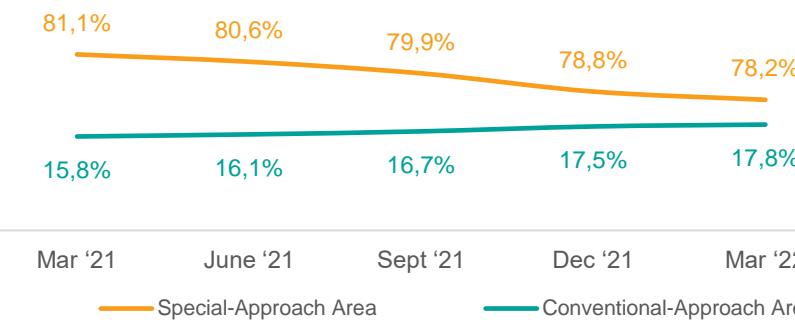
| Grid Load [GWh] |

12 months



| Total Losses / Grid Load |

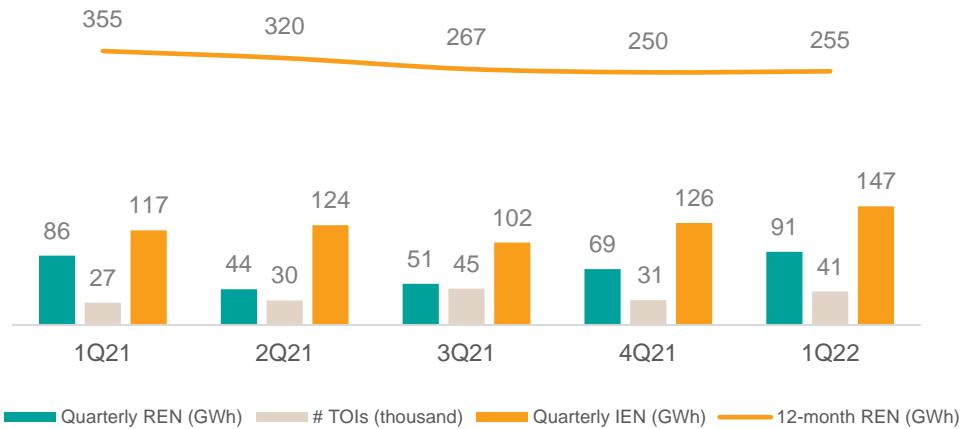
12 months



In 1Q22, **Incorporated Power (IEN)** was 146.7 GWh, 20 GWh higher than in 4Q21, reflecting an increased efficiency in actions to reduce losses. This result highlights the effects of the levers of the Inspection Program, which accounted for a 10.3 GWh increase compared to 4Q21.

Recovered Power (REN) (12 months) increased by 1.9% in 1Q22 compared to 4Q21, reaching 255 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.**

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

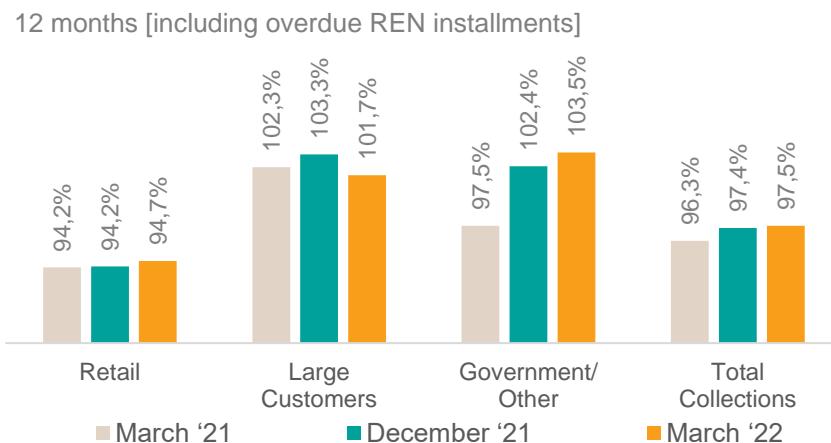


Collection

Our **total collection** (12 months)⁴ was **97.5%** as of March 2022, **an increase of 0.1 p.p. compared to 97.4% in December 2021 and an increase of 1.2 p.p. compared to 96.3% in March 2021**, already considering the collection assessment method in effect as of January 2022. This improvement is due to several actions implemented in 2021, in the **administrative** and **technological** areas, as well as **proactive negotiation initiatives** with our customers.

In 1Q22, despite the Water Shortage surcharge, Light **succeeded in its collection measures**, maintaining the **improvement trend** of the last quarters.

Collection rate by segment



⁴ As of January 22, the collection rate started to include revenue from the previous month (M-1) and collection from the current month (M), as a significant portion of Light's collection occurs at the following month after billing. We restated 2021 figures to allow comparability between indexes.

The result obtained in 1Q22 primarily reflects **improved collection rates** in the **Retail** and **Government** segments.

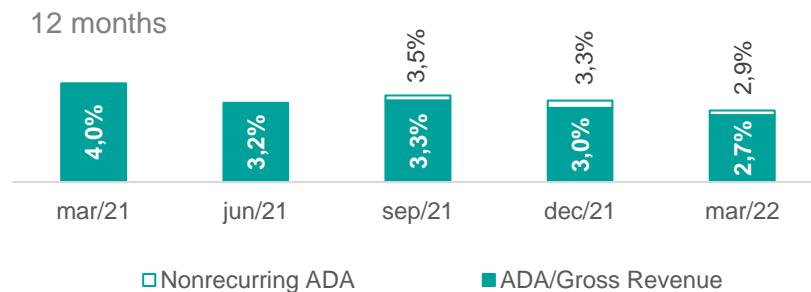
The improvement in the **Retail** segment is due to increased **administrative actions**, such as blacklisting and collections via our machine learning-enabled ARU, and SMS and WhatsApp messaging, which, in turn, provided good results at a low cost.

The improvement in our collection rate in the **Government segment** was primarily due to a closer relationship with government agencies, resulting in better negotiations.

The ratio of **ADA to Gross Operating Revenue (12 months)** at the end of March 2022 was **2.9%, 0.1 p.p. lower** than in December 2021.

In 1Q22, **ADA totaled R\$116.9 million**, a 22.3% decrease compared to R\$150.4 million in 1Q21. This variation is due to better collection results, notwithstanding the 16% increase in sales.

ADA/Gross Revenue



Operational Quality⁵

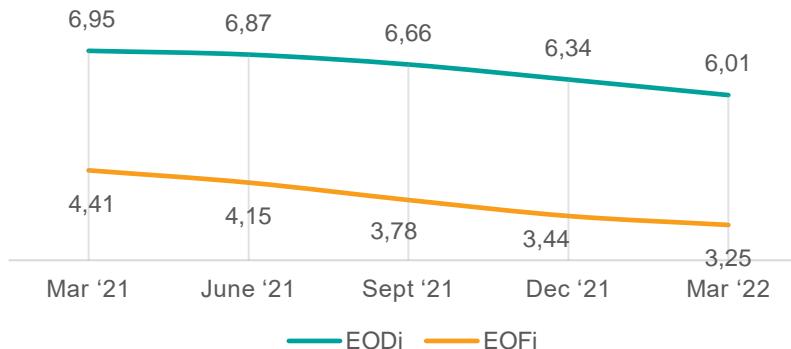
Despite the significant challenges in our service area, we continued to achieve improvements in operational quality performance. The implementation of preventive maintenance actions and the investment plan for the modernization of networks and substations contributed to improve the frequency and duration of non-programmed interruptions.

Equivalent Internally Caused Outage Duration per Consumer Unit – EODi (12 months) was 6.00 hours in 1Q22, a 5.4% (-0.34h) decrease compared to 6.34 hours in December 2021. Equivalent Internally Caused Outage Frequency per Consumer Unit – EOFi (12 months) was 3.25x in 1Q22, a 5.5% (-0.19x) decrease compared to 3.44x in December 2021.

EODi and EOFi reached their best results in the last 20 years. In 1Q22, both EODi and EOFi were below the limits established by ANEEL in the concession agreement. At the end of the quarter, EODi was 31.0% (-2.70h) below the limit of 8.70 hours and EOFi was 39.8% (-2.15x) below the limit of 5.40x.

| EODi [hours] and EOFi [times] |

12 months



*Light continues to deliver strong operational results, ranking as the 2nd and 4th best distribution company in Brazil for EOFi and EODi, respectively**

*Source: Company, based on ANEEL data (12 months). Distribution companies with more than 1 million customers.

⁵ EOD and EOF rates have been recalculated in accordance with ANEEL resolution.

Financial Performance

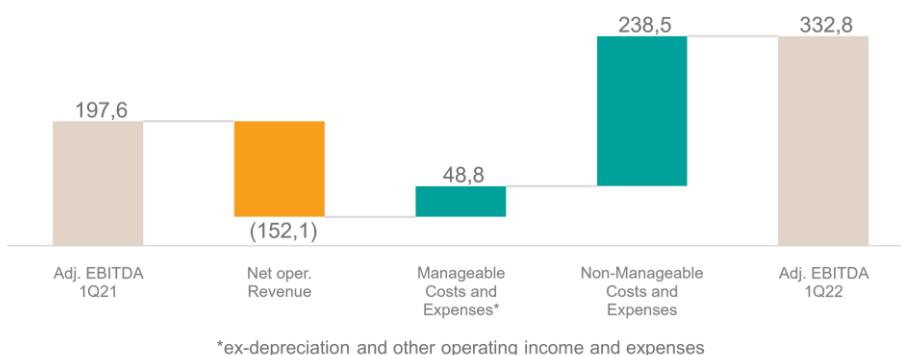
Adjusted EBITDA in the Distribution business was R\$332.8 million in 1Q22, a 68.4% increase compared to R\$197.6 million in 1Q21.

Excluding the effect of Indemnifiable Concession Assets, Adjusted EBITDA would have been **R\$378.3 million** in the period, compared to R\$96.7 million in 1Q21.

The increase of R\$135.2 million was primarily due to the CVA adjusted in the Tariff Review Process that occurred in March 2022, increased unbilled electricity and decreased PMS.

Adjusted EBITDA

1Q22 / 1Q21 - R\$MM



Net operating revenue, excluding construction revenue, was R\$3,001.0 million in 1Q22, a 4.8% decrease compared to 1Q21, including the following highlights:

Revenue from Captive and Free Customers closed the quarter at R\$3,114.6 million, a 10.8% (R\$304.3 million) increase compared to 1Q21. The average tariff adjustment in March 2021 and the Water Shortage surcharge in 1Q22 were the main factors that contributed to this increase.

Unbilled electricity was R\$197.8 million in 1Q22, an increase of R\$99.8 million compared to 1Q21, due to higher temperatures at the end of 1Q22 and the new tariffs in effect, because of the tariff review that occurred in March 2022.

CVA closed 1Q22 at a negative amount of R\$327.9 million, a decrease of R\$450.8 million compared to 1Q21, primarily due to the overpaid amounts received because of the water shortage surcharge, and lower differences between tariff coverage and electricity costs. On the other hand, increased CDE expenses offset these effects. In the period, R\$141.6 million was recognized as CVA adjustment, due to the Tariff Review process that occurred in March 2022.

The Fair Value of the Indemnifiable Concession Assets varied by a negative amount of R\$146.5 million due to adjustments in the assets ratified in the Tariff Review Process occurred in March 2022, which led to a R\$ 186.1 million provision with a negative effect in 1Q22.

In 1Q22, **manageable costs and expenses** totaled R\$517.3 million, a 5.5% (R\$30.0 million) decrease compared to 1Q21, primarily due to an increased efficiency in PMS and decreased ADA in 1Q22 compared to 1Q21.

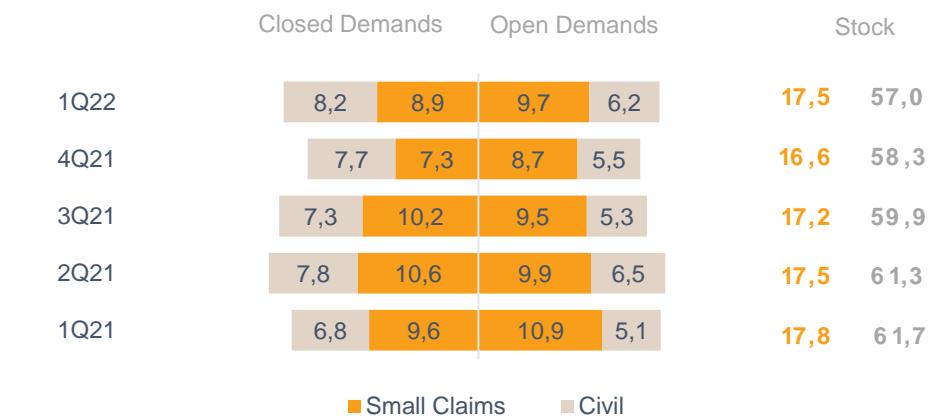
PMS (Personnel, Material and Outsourced Services) decreased by 16.9% (R\$40.1 million) compared to 1Q21, due to the reorientation of field activities towards those that are more CAPEX-intensive, in addition to the potential increased capitalization of PMS in view of increased investments.

Provisions for contingencies closed 1Q22 at R\$77.2 million, an increase of R\$24.2 million compared to 1Q21. This result is primarily due to the increase in the provision for mass civil proceedings, in the amount of R\$23.7 million, because of the increased number of proceedings and the increased number of Mass Civil cases.

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

Provision for Contingencies [R\$ million]	1Q22	1Q21	Change 1Q22/1Q21
Small Claims	(23.1)	(29.6)	6.5
Civil	(49.9)	(26.1)	(23.7)
Labor/Tax/Regulatory/Voluntary Severance Program	(5.1)	2.7	(7.9)
Other	0.9	(0.0)	0.9
Total	(77.2)	(53.0)	(24.2)

Non-manageable costs and expenses totaled R\$2,289.4 million in 1Q22, a 9.4% decrease (R\$238.5 million) compared to the same period



in the previous year, primarily due to the reduction in CCEE expenses. Variations include the reduction in Itaipu expenses, as a result of the depreciation of the U.S. dollar (R\$117.0 million), as well as other factors listed below, due to the improvement in the hydrologic scenario (decreased PLD and increased GSF), and the resulting reduction in thermal dispatch:

- Decreased expenses in power purchases in the spot market (R\$93.5 million).
- Reduced Hydrological Risk costs (R\$58.0 million).
- Decreased expenses related to Availability Contracts (R\$57.4 million).
- Decreased payment of ESS due to the reduction in the dispatch of thermal power plants under the out of merit order (R\$22.5 million).

Other adjustments in the accounting of CCEE (R\$54 million).

These cost reductions were partially offset by increased expenses with Spare Capacity Charge (REE) (R\$49.2 million) and tariff adjustments at UTE Norte Fluminense (R\$145.5 million), Proinfa and Angra (R\$61.8 million).

Periodic Tariff Review

It is important to highlight the importance of this Tariff Review process for Light, as Light has already captured the benefits of a new regulatory model that addresses the challenges of complex concessions, such as Light's concessions.

As a result of this review, the sum of Component B, Impaired Revenues and Losses will have a positive effect on the EBITDA and cash of the

R\$ MM	Previous Tariff (2021 Tariff Review)	Current Tariff (2022 Tariff Review)	Change
Component B	2,789	3,368	579
Impaired Revenues	315	262	(52)
Losses	1,775	2,018	243
Component B + IR + Losses	4,878	5,649	770
NPV [WACC 7.15%]	2,793		

**(R\$542 MM in 2022 – March
2022 to December 2022)**

The figures in the table assume a constant currency and a constant market

Distribution business, in the approximate amount of R\$770 million, including an impact of R\$542 million in 2022 alone. The gain from the Tariff Review over its five-year cycle is equivalent to a net present value of R\$2.8 billion.

The positive outcome of the Tariff Review ensures the continuity of Light's work, advancing in the implementation of our management model, focused on achieving sustainable results in the distribution segment, and providing the balance required for the consolidation of our business.

We set forth below a comparison of the parameters of the previous periodic tariff review cycle (March 2017 to February 2022) and the new cycle, beginning in March 2022.

Finance revenue (expense) in 1Q22 was an expense of R\$411.6 million, compared to an expense of R\$229.5 million in 1Q21, a decrease of R\$182.1 million.

This variation is primarily due to an increase in gross debt of R\$325.9 million, and increased CDI and IPC-A rates, affecting the interest and adjustment for inflation line items, respectively.

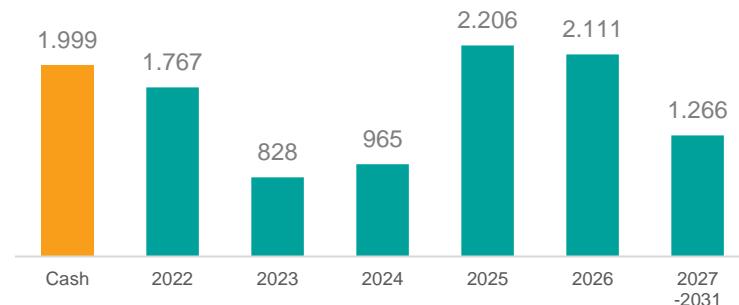
Swap agreements were negatively affected by an increased CDI rate and future interest curve, although the effects of the exchange rate variation were fully offset in the swap line items.

The Distribution business had a **net loss** of **R\$137.2 million** in 1Q22, compared to a net loss of R\$100.7 million in 1Q21.

Finance Revenue/Expense [R\$ MM]	1Q22	1Q21	Change 1Q22/1Q21
Finance Revenue	91.5	167.8	-45.5%
Finance Expense	(503.0)	(397.3)	26.6%
Total	(411.6)	(229.5)	79.3%

Amortization [R\$MM]

Average maturity: 3.2 years



Debt indexes



Generation

Light Energia S.A.

The new challenge of the seasonalization of the Guaranteed Capacity

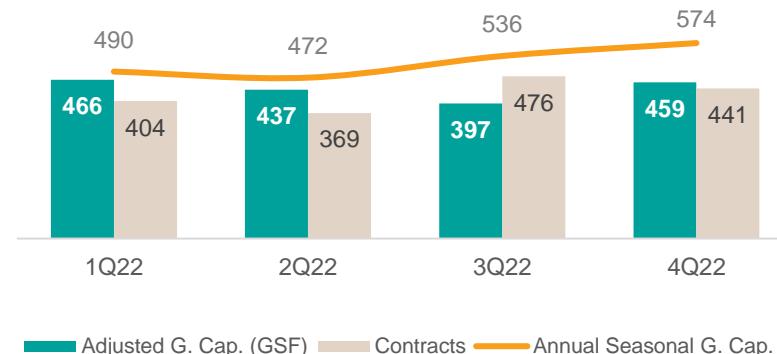
The new regulation on seasonalization of the Guaranteed Capacity, in effect as of the beginning of the year, presents an additional challenge for hydroelectric generation companies, which must be faced in the management of market risks in 2022.

The Guaranteed Capacity represents the amount of electricity that the power plant can sell under agreements. On its turn, the seasonalization of the Guaranteed Capacity consists of the allocation of this electricity over the year. Seasonalization is an important element in the management of market risks, allowing generation companies to allocate a greater amount of electricity in months that are deemed to present greater risk.

The new seasonalization regulation reduced the freedom to allocate electricity by establishing limits based on the average of the last years. Until 2021, the maximum limit was the installed capacity of the hydroelectric power plants.

In this new scenario, 2022 started with the prospect of a significant exposure in the Spot Market in the 2nd semester (see Guaranteed Capacity chart⁶).

In order to minimize the exposure in the spot market in this period, in 1Q22, Light Energia purchased power for the 3rd quarter to reduce the exposure to GSF and PLD uncertainties. This power was purchased at attractive prices, considering current hydrologic prospects.



In 1Q22, the hydrologic scenario suffered a drastic change, significantly affecting the price and GSF prospects for the remainder of the year, unlike in 2021.

⁶ Considers the realized GSF from January to March 2022 and GSF expected by CCEE from April to December 2022.

| GSF - Generation Scaling Factor |



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



| Contract Capacity [MWh] |



Financial Performance

Net revenue decreased by 29.5% (R\$81.2 million) in 1Q22 compared to the same quarter in the previous year, primarily due to the seasonalization of contracts with lower allocation of electricity in the period, reducing power sales.

This result is also due to the 66.3% decrease in PLD in 1Q22 compared to 1Q21, from R\$172.57/MWh to R\$58.10/MWh, reducing the selling price of the surplus electricity in the period in settlements in the Spot Market.

Operating costs and expenses closed 1Q22 at R\$35.1 million vs. R\$85.2 million in 1Q21, a 58.9% decrease, due to a lower GSF in 1Q21.

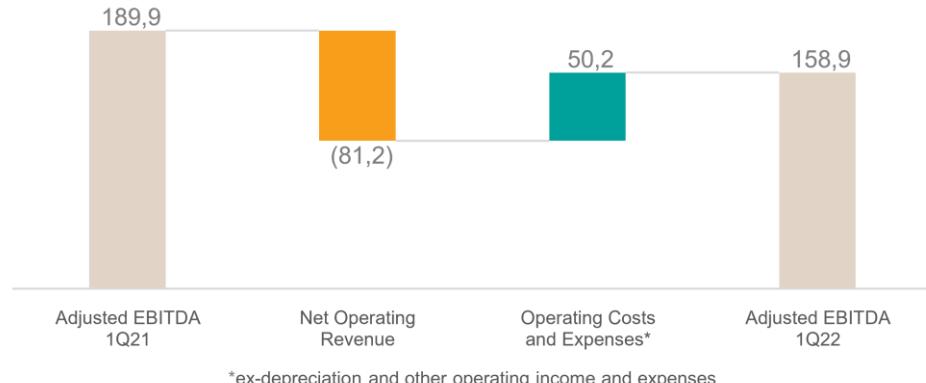
PMS expense decreased by 5.4% (R\$0.6 million) compared to the same quarter in the previous year, with the highest reduction in the outsourced services line item.

Adjusted EBITDA was R\$158.9 million in 1Q22, a decrease of R\$31.0 million compared to 1Q21, due to the lower amount of electricity allocated in 1Q22 and the lower PLD practiced in the settlement of the surplus electricity.

Depreciation/amortization increased by R\$14.0 million compared to the previous year, due to the recognition of the GSF intangible asset in 4Q20.

Adjusted EBITDA

1Q22 / 1Q21 - R\$MM



In 1Q22, **finance revenue (expense)** was an expense of R\$97.9 million, representing an improvement of R\$18.7 million compared to 1Q21. The main variations were:

The positive effect from the non-adjustment of GSF, the outstanding balance of which was settled in April 2021, resulting in a reduction of R\$89.4 million compared to 1Q21.

Swap transactions and foreign-exchange variation (-R\$80.0 million) due to losses from marked-to-market swap transactions, as a result of the increased future CDI rate curve.

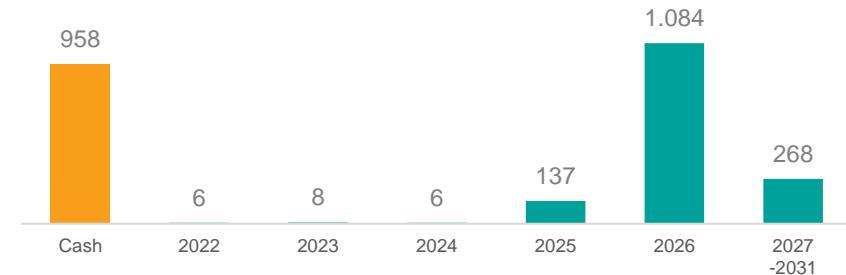
Increased revenue from financial investments, due to higher cash balance and increased interest rates in the period (R\$16.3 million).

Light Energia had **net income** of R\$23.1 million in 1Q22, compared to a net income of R\$40.8 million in 1Q21.

Finance Revenue (Expense) [R\$ MM]	1Q22	1Q21	Change 1Q22/1Q21
Finance Revenue	191.3	98.2	94.7%
Finance Expense	(289.1)	(214.8)	34.6%
Total	(97.9)	(116.5)	(16.0%)

| Amortization [R\$MM] |

Average maturity: 4.3 years



| Debt Indexes |



Trading

Lightcom Comercializadora S.A.

Operating and Financial Performance

Trading volume was 558 MWm in 1Q22, a 9.5% decrease compared to 617 MWm in 1Q21, due to fewer short-term transactions and the expiration of long-term agreements with final consumers and market agents (generation and trading companies).

The **average selling price** in the period was R\$227.1/MWh, representing a 12.8% increase compared to R\$210.4/MWh in 1Q21.

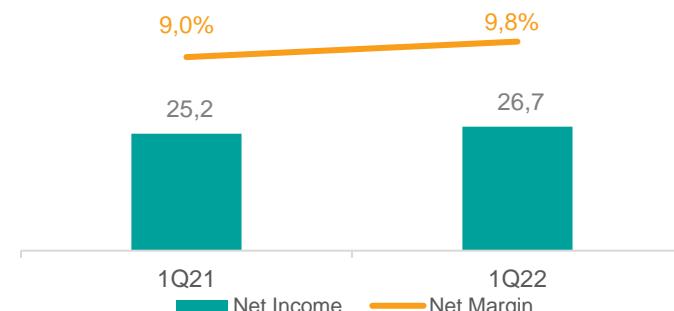
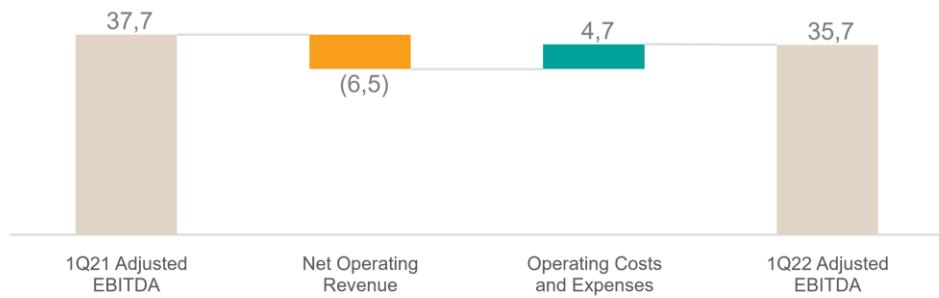
The Trading business recorded **Adjusted EBITDA** of R\$35.7 million in 1Q22, compared to Adjusted EBITDA of R\$37.5 million in 1Q21, due to a decreased traded volume and a decreased PLD in the period, which were partially offset by the increased average selling price.

Lightcom's **finance revenue** increased by R\$3.9 million compared to 1Q21, due to increased cash and higher return from financial investments in the period.

Net income was R\$26.7 million, an increase of R\$1.5 million compared to 1Q21. Accordingly, Lightcom closed the quarter with a net margin of 9.8%, a 0.8 p.p. increase compared to the same period in the previous year.

Adjusted EBITDA |

1Q21 / 1Q22 - R\$MM



Performance on Environmental, Social and Governance [ESG] Issues

Performance in the Quarter

In 1Q22, we focused on the preparation and assurance of our 2021 Sustainability Integrated Annual Report, in accordance with best ESG practices: Global Reporting Initiative (GRI) Guidelines, under the GRI Standards version and Comprehensive option; International Integrated Reporting Framework; and Sustainability Accounting Standards Board (SASB) guidelines for power distribution and generation companies.

We set forth below the highlights of the quarter regarding the 10 priority subjects listed in our **Materiality Matrix**.

1. Quality of service and Operational efficiency

In 1Q22, Light maintained the excellent operational results that it has been reporting in the last quarters, as detailed in “Operational Quality.”

2. Community relations

Community investments in 1Q22 exceeded those made in the same period in the previous year, due to the completion of the “*Energia de Responsa*” project, conducted during summer, to bring awareness and educate customers who live in communities about responsible consumption of electricity.

3. Health and safety

In 1Q22, the injury frequency rate decreased by 45.1%, in view of a decrease in the number of injuries resulting in leaves, compared to 1Q21, when we recorded 28 injuries, one of which was fatal. This result is due to increased safety inspections and awareness and inspection actions. Our injury severity rate decreased by 97.6% in 1Q22 compared to 1Q21, with no fatal accidents in the period and fewer severe accidents.

4. People management

We closed the quarter with an increased number of women in our workforce and in leadership positions. In addition, the share held by women in our Senior Management increased by 13.97 p.p. when compared to 1Q21, in line with our Diversity, Equity and Inclusion Program (*Empodera*).

In training and capacity building, training man-hours increased in 1Q22 compared to 1Q21, due to training provided in Emergency and Pruning Services, including extensive hours, in the first months of the year.

5. 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”.

6. Improving customer experience

In 1Q22, the total number of complaints decreased by 13% compared to 1Q21, decreasing the complaint rate by 2.29 p.p. per number of customers. This significant result is due to the continuous evolution of our digital channels, the improvement in procedures and processes related to customer service and the automation of tasks, reports and indicators that provide a more assertive monitoring of the execution of services.

7. New business models

In 1Q22, we have been developing the project for the construction of a floating photovoltaic power plant, in the distributed generation segment, in one of Light Energia's reservoirs of the Lajes Complex. Construction is expected to begin in the second semester of 2022. The project was conceived under ANEEL's Energy Efficiency Program to service thousands of families that live in communities located in Light's concession area.

8. Losses and delinquency

In a positive trajectory, we closed 1Q22 with reduced total losses and increased collection, as detailed in "Loss Reduction" and "Collection."

⁷ In Scope 1, we include direct emissions from sources that belong to or are controlled by Light. In Scope 2, we include indirect emissions resulting from electricity consumption and energy loss in Light's transmission and distribution process. For this calculation, we apply the National

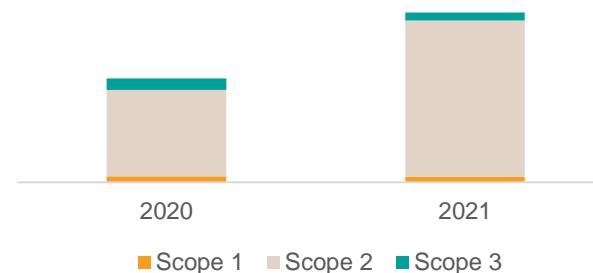
9. Innovation and technology

In 1Q22, investments in R&D decreased compared to 1Q21, as the number of projects completed in the period was higher than the number of new projects.

10. Climate change

In the quarter, we completed the inventory of greenhouse gas emissions for 2021. Light's emissions increased by 63.4%, due to the 80.6% increase in Scope 2⁷ emissions, which account for 91.8% of total emissions. This increase is related to the emission factor of the National Interconnected System – SIN, which increased by 105% due to the significant use of thermal power plants in 2021, which was due to the period of intense hydric stress

Emissions of Greenhouse Gases in 2021 |



Interconnected System (SIN) emission factor, which considers all generation power plants, including thermal power plants. In Scope 3, we include other indirect emissions from sources that do not belong to or are not controlled by Light.

ESG Indicators

Main Metrics	1Q22	1Q21	Change 1Q22/1Q21
People Management			
Company employees	5,157	5,550	-7.1%
Outsourced workers	8,277	6,987	18.5%
% female employees	19.4%	18.7%	0.7 p.p.
% women in leadership positions	27.9%	27.7%	0.2 p.p.
% women in Senior Management positions	37.50%	23.50%	13.97 p.p.
Average hours of training per employee	5.3	4.5	17.8%
Turnover Rate	2.0%	2.1%	-0.1 p.p.
Health & Safety			
Injury frequency rate	2.17	3.95	-45.1%
Injury severity rate	22	899	-97.6%
Improving Customer Experience			
Total customer complaints	12.87%	15.16%	-2.29 p.p.
Community Engagement			
Community investments (PEE funding) (R\$ MM)	2.40	1.63	46.6%
Climate Change			
Electricity consumption per employee (MWh)	5.59	5.63	-0.8%
Innovation & Technology			
R&D investment (R\$ MM)	4.86	5.96	-18.5%

APPENDIX I – EBITDA and Adjusted EBITDA Reconciliation

CVM EBITDA (R\$ MM)	Light Consolidated			Light SESA			Light Energia			Light Com		
	1Q22	1Q21	Change 1Q22/1Q21	1Q22	1Q21	Change 1Q22/1Q21	1Q22	1Q21	Change 1Q22/1Q21	1Q22	1Q21	Change 1Q22/1Q21
Net Income/Loss (A)	(106.0)	(41.8)	153.8%	(137.2)	(100.7)	36.3%	23.1	40.8	-43.4%	26.7	25.2	6.1%
Income Tax/Social Contribution (B)	(235.5)	(9.4)	2407.8%	(123.3)	-	-	(102.4)	(0.3)	34495.9%	(9.8)	(9.1)	7.4%
Deferred Income Tax/Social Contribution (C)	292.9	29.6	891.2%	203.3	51.0	298.9%	93.6	(17.6)	-	(4.0)	(3.9)	3.4%
EBT (A - (B + C))	(163.5)	(61.9)	163.9%	(217.3)	(151.6)	43.3%	31.9	58.7	-45.6%	40.5	38.1	6.2%
Depreciation and Amortization (D)	(180.8)	(148.3)	21.9%	(152.5)	(134.0)	13.8%	(28.2)	(14.2)	98.7%	-	(0.1)	-
Finance Expense, Net (E)	(503.0)	(344.8)	45.9%	(411.6)	(229.5)	79.3%	(97.9)	(116.5)	-16.0%	4.6	0.6	615.1%
CVM EBITDA ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	520.3	431.1	20.7%	346.8	211.9	63.7%	158.0	189.4	-16.6%	35.9	37.5	-4.4%
Equity Income (F)	(2.7)	(3.2)	-14.6%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Other Operating Income/Expense (G)	(2.5)	14.5	-	14.0	14.3	-1.7%	(0.9)	(0.5)	80.2%	0.2	(0.1)	-
Adjusted EBITDA = CVM EBITDA - (F) - (G)	525.5	419.8	25.2%	332.8	197.6	68.4%	158.9	189.9	-16.3%	35.7	37.7	-5.3%

EBITDA and Adjusted EBITDA are both a non-accounting measurement prepared by the Company, reconciled with its intermediaries financial information, observing the provisions of Circular Letter/CVM/SNC/SEP No. 01/2007 and CVM Instruction No. 527, of 04 October 2012. EBITDA and Adjusted EBITDA are not a recognized measure by Accounting Practices adopted in Brazil or IFRS and 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 a substitute for net income or operating income as indicators of operating performance or cash flow, neither should be used to measure liquidity or debt repayment capacity. EBITDA is essentially net income, adjusted by the effects of the net operating revenue, depreciation/amortization, taxes and social contribution. The Company calculates Adjusted EBITDA in accordance with CVM Instruction 527/2012, excluding equity income and other operating income /expense.

APPENDIX II – Statement of Income – Consolidated

Statement of Income (R\$ MM)	1Q22	1Q21	Change 1Q22/1Q21
Gross Operating Revenue	6,159.6	5,889.7	4.6%
Deductions	-2,616.9	-2,194.9	19.2%
Net Operating Revenue	3,542.7	3,694.9	-4.1%
Operating Expense	-3,198.0	-3,423.4	-6.6%
Construction cost	-290.6	-184.8	-6.6%
PMSO	-200.6	-243.7	-17.7%
Personnel	-105.6	-118.2	-10.6%
Material	-5.7	-10.9	-47.9%
Outsourced Services	-98.1	-124.1	-21.0%
Other	8.8	9.5	-7.8%
Purchased Electricity	-2,331.9	-2,642.9	-11.8%
Depreciation	-180.8	-148.3	21.9%
Provisions	-77.3	-53.3	45.1%
PECLD	-116.9	-150.5	-22.3%
Finance Revenue (Expense)	-503.0	-344.8	45.9%
Finance Revenue	121.3	267.6	-54.7%
Finance Expense	-624.2	-612.3	1.9%
Other Operating Income/Expense	-2.5	14.5	-
Income before Taxes and Equity Income	-160.8	-58.8	173.5%
Income Tax/Social Contribution	-235.5	-9.4	2407.8%
Deferred Income Tax/Social Contribution	292.9	29.6	891.2%
Equity Income	-2.7	-3.2	-14.6%
Net Income	-106.0	-41.8	153.8%
Adjusted EBITDA	525.5	419.8	25.2%

APPENDIX III – Statement of Income – Distribution

Statement of Income (R\$ MM)	1Q22	1Q21	Change 1Q22/1Q21
Gross Operating Revenue	5,869.7	5,487.9	7.0%
Power Supply	5,155.4	4,367.1	18.1%
CVA	-362.5	136.0	-
Construction Revenue	290.6	184.8	57.2%
Other Revenue – PIS/COFINS Credit	0.0	0.0	-
Other Revenue	786.3	800.1	-1.7%
Deductions from Operating Revenue	-2,578.1	-2,150.0	19.9%
Net Operating Revenue	3,291.6	3,337.9	-1.4%
Cost of Power Supply Service	-2,580.0	-2,712.7	-4.9%
Electricity purchased for resale and CCEE expense	-2,006.3	-2,183.5	-8.1%
Grid connection and usage charges	-283.1	-344.5	-17.8%
Construction cost	-290.6	-184.8	57.2%
Operating Costs/Expenses	-378.8	-427.6	-11.4%
Personnel	-97.8	-107.9	-9.4%
Material	-5.5	-10.5	-47.1%
Outsourced Services	-93.5	-118.6	-21.2%
Provisions	-194.1	-203.5	-4.6%
Other	12.1	12.8	-5.1%
Depreciation and amortization	-152.5	-134.0	13.8%
Other operating revenue/expense	14.0	14.3	-1.7%
Service Revenue	194.3	77.9	149.5%
Finance Revenue (Expense)	-411.6	-229.5	79.3%
Finance Revenue	91.6	167.8	-45.4%
Finance Expense	-503.2	-397.3	26.6%
Net income before taxes	-217.3	-151.6	43.3%
Income Tax/Social Contribution	-123.3	0.0	-
Deferred Income Tax/Social Contribution	203.3	51.0	298.9%
Net Income/Loss	-137.2	-100.7	36.3%
Adjusted EBITDA	332.8	197.6	68.4%

APPENDIX IV – Statement of Income – Generation

Statement of Income (R\$ MM)	1Q22	1Q21	Change 1Q22/1Q21
Gross Operating Revenue	224.9	309.6	-27.3%
Supply – Sale of own electricity	213.4	209.7	1.8%
Supply – Short-Term Electricity Supply	9.2	97.8	-90.6%
Other – TUSD	2.2	2.1	7.1%
Other	0.1	0.0	245.5%
Deductions from Operating Revenue	-31.0	-34.4	-9.9%
Net Operating Revenue	193.9	275.1	-29.5%
Cost of Power Supply Service	-23.2	-71.9	-67.8%
Operating Costs/Expenses	-11.9	-13.3	-10.5%
Personnel	-5.8	-5.9	-2.3%
Material	-0.1	-0.3	-55.8%
Outsourced services	-4.1	-4.4	-5.9%
Provisions	0.4	-0.3	-
Other	-2.2	-2.4	-8.6%
Depreciation and amortization	-28.2	-14.2	98.7%
Other operating revenue/expense	-0.9	-0.5	80.2%
Service Revenue	129.8	175.2	-25.9%
Equity Income	0.0	0.0	-
Finance Revenue (Expense)	-97.9	-116.5	-16.0%
Finance Revenue	22.7	98.3	-76.9%
Finance Expense	-120.6	-214.8	-43.9%
Income before taxes	31.9	58.7	-45.6%
Income Tax/Social Contribution	-102.4	-0.3	34495.9%
Deferred Income Tax/Social Contribution	93.6	-17.6	-
Net Income/Loss	23.1	40.8	-43.4%
Adjusted EBITDA	158.9	189.9	-16.3%

APPENDIX V –Consolidated Statement of Financial Position

ASSETS (R\$ MM)	31.03.2022	31.12.2021
Current	8,392	9,324
Cash and cash equivalents	13	397
Marketable securities	3,275	3,208
Consumers, utilities, permissionaires and customers	2,940	2,425
Inventory	71	66
Taxes and contributions recoverable	1,263	1,263
Income tax and social contribution recoverable	0	0
Industry financial assets	22	1,172
Prepaid expenses	33	29
Dividends receivable	0	0
Receivables for services provided	35	17
Derivative financial instruments – swaps	0	0
Other receivables	606	613
Assets classified as held for sale	135	135
Non-current	19,367	18,954
Consumers, utilities, permissionaires and customers	1,294	1,221
Taxes and contributions recoverable	3,434	3,675
Deferred taxes	1,095	896
Prepaid expenses	0	0
Derivative financial instruments– swaps	7	190
Deposits related to litigation	222	222
Industry financial assets	501	308
Concession financial assets	6,780	6,822
Other receivables	2	1
Contract assets	802	558
Capital expenditure	355	358
Property, plant and equipment	1,844	1,810
Intangible assets	2,765	2,834
Right-of-use assets	267	60
Total Assets	27,759	28,278

LIABILITIES (R\$MM)	31.03.2022	31.12.2021
Current	6,317	6,689
Trade accounts payable	1,830	2,154
Taxes and contributions payable	474	384
Income tax and social contribution payable	0	0
Loans and financing	441	403
Debentures	1,754	1,530
Industry financial liabilities	704	276
Dividends payable	95	95
Labor liabilities	117	104
Regulatory charges	315	314
Amounts refundable to consumers	0	831
Lease obligations	23	25
Other debits	564	572
Non-current	12,813	12,856
Loans and financing	3,390	4,006
Debentures	5,176	5,205
Derivative financial instruments– swaps	635	4
Taxes and contributions payable	203	200
Deferred taxes	182	275
Unsecured equity interests	22	22
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	530	502
Post-employment benefits	0	0
Lease obligations	245	38
Amounts refundable to consumers	2,401	2,565
Other debits	29	40
Equity	8,629	8,733
Share Capital	5,392	5,392
Capital reserve	20	18
Profit reserves	3,135	3,135
Asset valuation adjustments	285	289
Other comprehensive income	-101	-101
Retained earnings	-102	0
Total Liabilities	27,759	28,278

APPENDIX VI – Power Balance

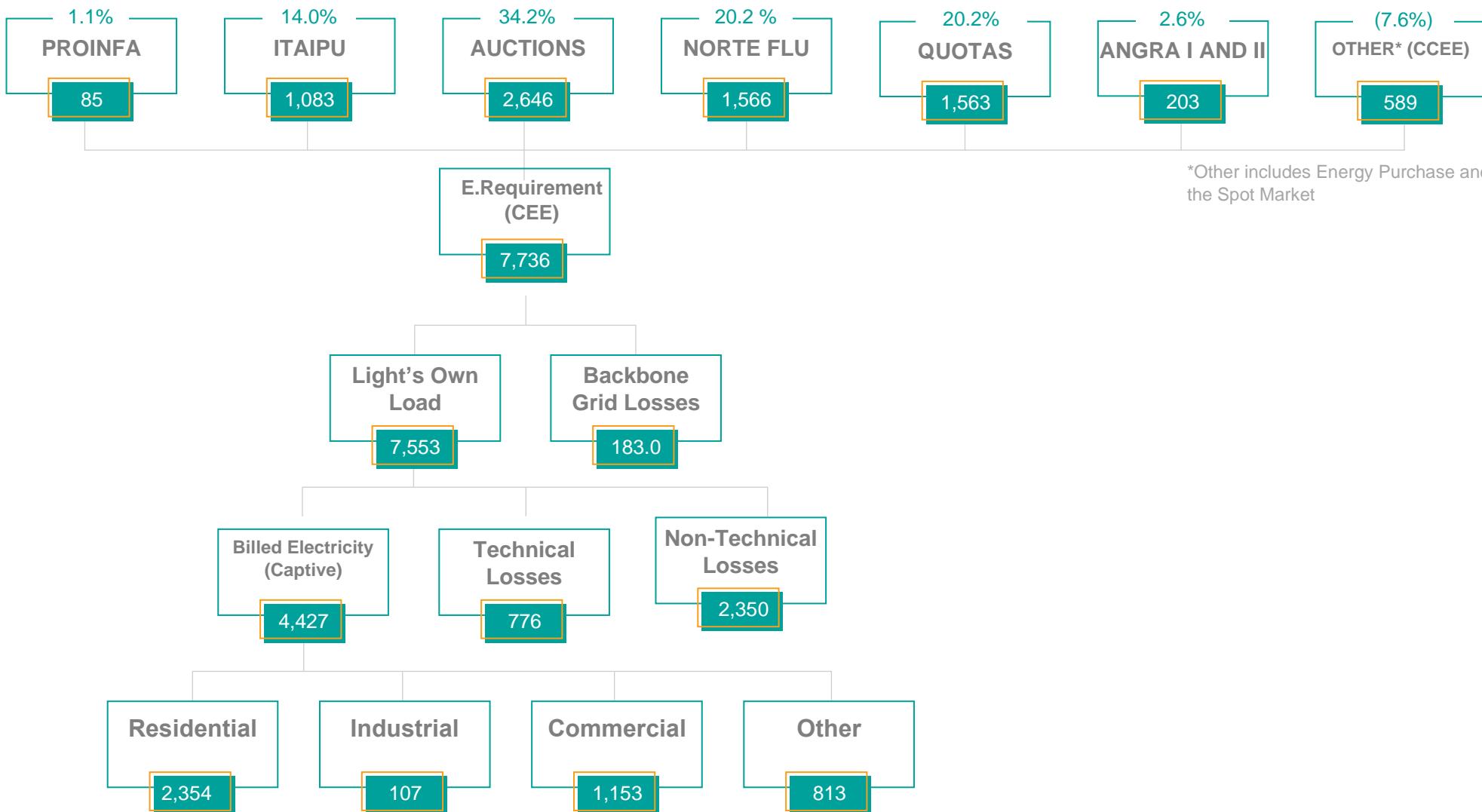
Power Balance (GWh)	1Q22	1Q21	Var.
			1Q22/1Q21
= Grid Load	10,007	10,287	-2.72%
- Grid Usage	2,453	2,441	0.50%
= Own Load	7,553	7,837	-3.62%
- Billed Electricity (Captive)	4,427	4,621	-4.19%
Low Voltage	3,542	3,685	-3.89%
Medium and High Voltage	885	936	-5.39%
= Total Loss	3,126	3,217	-2.80%

APPENDIX VII – Direct Cash Flow

Direct Cash Flow (R\$ million)	Light SESA					Light Energia					Lightcom				
	1Q21	2Q21	3Q21	4Q21	1Q22	1Q21	2Q21	3Q21	4Q21	1Q22	1Q21	2Q21	3Q21	4Q21	1Q22
Opening Balance	1,784	2,315	4,340	2,329	2,403	1,087	1,573	1,543	934	965	77	46	80	111	145
Gross Collections	4,798	4,547	4,229	4,873	5,162	272	204	220	249	228	307	302	393	400	398
Taxes / Deductions	(1,509)	(1,476)	(1,184)	(1,371)	(1,771)	(38)	(28)	(22)	(16)	(33)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
Net Collections	3,289	3,071	3,045	3,503	3,390	233	175	199	233	195	304	299	391	398	395
Operating Costs / Expenses	(3,411)	(3,147)	(3,019)	(3,179)	(3,296)	(52)	(34)	(105)	(117)	(153)	(336)	(266)	(361)	(365)	(287)
OPERATING CASH	(122)	(77)	26	324	95	182	141	94	116	42	(32)	33	30	33	109
CAPEX	(238)	(263)	(326)	(288)	(407)	(40)	(26)	(47)	(48)	(58)	-	-	-	-	-
Interest Expense	(42)	(16)	(68)	(235)	(24)	3	27	10	(36)	(0)	0	1	1	2	4
Dividends / Interest on Equity	-	-	(65)	-	-	-	-	(105)	0	-	-	-	-	-	-
Other	-	2	2	-	-	342	(1,339)	-	0	-	-	-	-	-	-
FREE CASH FLOW	(403)	(354)	(432)	(200)	(336)	487	(1,197)	(49)	33	(16)	(31)	34	31	35	112
Principal Payment	(763)	(868)	(1,795)	(259)	(84)	(1)	(1)	(1,056)	(1)	(1)	-	-	-	-	-
New Funding / Debt lengthening	360	3,246	217	532	-	-	1,169	495	-	-	-	-	-	-	-
Capital Increase	1,340	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CASH PROVIDED BY OPERATIONS	531	2,025	(2,011)	74	(421)	486	(30)	(609)	31	(17)	(31)	34	31	35	112
CLOSING CASH BALANCE	2,315	4,340	2,329	2,403	1,982	1,573	1,543	934	965	948	46	80	111	145	258

Power Distribution Balance (GWh)

1st quarter 2022 – Actual data up to March |



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