



RELEASE DE
RESULTADOS

3T21

Webcast de Resultados

12 de novembro de 2021 | 14h00 (BRT)

Zoom ID: [841 6263 8279](#)

DESTAQUES 3T21



A arrecadação em setembro/21 (12 meses) atingiu **96,2%**, com o avanço das ações para melhora do indicador desde janeiro/21



Ações para **melhoria do faturamento e arrecadação** com bons resultados. Reduzimos em 24,2% os **clientes não lidos** nos últimos 9 meses. Implementamos o **parcelamento de dívidas via cartão de crédito**, que recebeu a adesão de +11 mil clientes em 2,5 meses



A **perda total sobre a carga fio** (12 meses) encerrou o 3T21 em **26,67%**, uma redução de 0,17 p.p. em relação ao 2T21



Light entre as **duas melhores distribuidoras do país** em **qualidade de fornecimento** (DECI e FECi).



Redução do PMS em 24,5% (R\$ 48,1 milhões) em relação ao 3T20



Posição robusta de caixa e alongamento do perfil da dívida com aumento do **prazo médio** para **3,8 anos** (vs. 2,1 anos em dezembro/20)



Estratégia de hedge da Geradora mitigou a **exposição ao risco hidrológico** no trimestre com apenas 4MW de exposição

LIGT
B3 LISTED NM

IBRX100 B3

IEE B3

ISE B3

ICO2 B3

DESTAQUES OPERACIONAIS 3T21



A revisão e a adoção de novos processos comerciais têm contribuído para a redução de reclamações. Em setembro/21, a FER¹ foi a **mais baixa de todos os tempos. Todos os principais ofensores foram reduzidos:** erro de leitura, faturamento estimado, cadastro, restrição de acesso e reclamações em geral.



Em 2021, contabilizamos **34% menos faturas com erros de leitura**, o que assegura o correto faturamento e reduz o número de reclamações.



Em setembro/21, **apenas 4,64% dos clientes da Light ficaram sem consumo medido**. No acumulado do ano, reduzimos o volume de clientes não lidos em 42% em comparação a 2020.

Nota: 1) Frequência Equivalente de Reclamações



Reformulação dos terminais de autoatendimento e app, com interfaces mais amigáveis aos usuários e com novos serviços disponíveis.



Mais de 3,7 milhões de atendimentos via WhatsApp (chatbot) desde o lançamento da nova versão em junho/21, totalmente automatizada e com diversos serviços disponíveis. Somos a distribuidora que oferece **mais funcionalidades de atendimento via WhatsApp**.



Mensagem do Presidente

Foco na Execução

Nesse trimestre, intensificamos ainda mais nossas ações de combate ao furto de energia, ampliando o número de normalizações e a substituição de medidores obsoletos por meio do programa de inspeções. Está em vigor uma nova diretriz no processo de faturamento da energia dos clientes normalizados para potencializar a arrecadação e trazer sustentabilidade ao processo. Passamos a considerar o perfil e a realidade econômica dos clientes, permitindo que permaneçam no mercado formal e assim integrando a base de clientes da distribuidora de forma permanente.

O indicador perda total sobre a carga fio no 3T21 foi de 26,67%, uma redução de 0,17 p.p em relação ao 2T21. Continuamos avançando com muita dedicação para a construção de um resultado sustentável nessa frente.

Como parte da estratégia de combate às perdas, vale destacar que, no 3T21, iniciamos o *rollout* do Programa Light nas Comunidades, implementado inicialmente como um projeto piloto no trimestre passado em 4 localidades. Um dos pilares desse programa é a reconstrução da relação da Companhia com as comunidades, compreendendo o problema pela ótica dos clientes e propondo ações que assegurem o sucesso do programa, que tem como objetivo o resgate da presença da Light nessas áreas.

As áreas onde se situam majoritariamente as comunidades e que recentemente foram nomeadas como Áreas de Tratamento Especial receberão tratamento diferenciado, até que a relação de confiança entre a Light e a comunidade seja reestabelecida.

As ações tradicionalmente empregadas para recuperação de energia em geral não estão adequadas às condições socioeconômicas dessas regiões e,



Nonato Castro
CEO | Light

Mensagem do Presidente

consequentemente, não são eficazes, o que gera a necessidade de uma revisão das políticas de tratamento das comunidades.

A primeira iniciativa do programa foi a criação de uma gerência de relacionamento com as comunidades, vinculada à área de Relacionamento com Cliente, para que possamos buscar o equilíbrio entre os objetivos de combate às perdas e arrecadação e, ao mesmo tempo, usar toda a experiência de relacionamento já consolidada nos demais canais de atendimento da Companhia como, ouvidoria, agências, grandes clientes, poder público e redes sociais.

Um segundo passo foi a constituição de um grupo com mais de 200 líderes comunitários, para representar os interesses da população em cada comunidade. Esse grupo está participando de vários *workshops* com lideranças da Light.

A terceira etapa, por sua vez, consistiu na realização de reuniões de *benchmarking* com outras empresas que atuam em áreas de

comunidade, pertencentes aos setores de distribuição de energia, saneamento e bancário, inclusive de outros países.

Concluídas essas etapas, foram definidas as diretrizes de atuação:

1. Adequação da conta à capacidade de pagamento do cliente
2. Uso preferencial de mão obra local
3. Avaliação das questões pela perspectiva da comunidade
4. Construção da cidadania
5. Sustentabilidade

“...estamos construindo um ciclo virtuoso, que envolve a sustentabilidade da concessão, a cidadania, a geração de emprego e renda, a perspectiva da comunidade, a comunicação e o envolvimento de toda a organização.”

No total serão 18 iniciativas estruturantes, escaláveis para todo o universo de clientes que temos nas Áreas de Tratamento Especial.

Importante ressaltar que, com o objetivo de melhorar a capacidade de pagamento do cliente de forma imediata e prática, o programa também prevê a aplicação de desconto tarifário fundamentado em Resolução Normativa da ANEEL.

No início de novembro, o Governo do Estado do Rio de Janeiro aprovou a redução da alíquota de ICMS sobre o consumo de energia elétrica para clientes residenciais que estejam enquadrados no Programa Especial de Tarifas Diferenciadas da ANEEL.

Desta forma, estamos construindo um ciclo virtuoso, que envolve a sustentabilidade da concessão, a cidadania, a geração de emprego e renda, a perspectiva da comunidade, a comunicação e o envolvimento de toda a organização.

Mensagem do Presidente

Permanecemos também investindo na qualidade do fornecimento com resultados cada vez mais satisfatórios. Os indicadores de DECI e FECI, permanecem bem abaixo dos limites estabelecidos pela ANEEL no contrato de concessão, sendo que, neste trimestre alcançamos os melhores DECI e FECI em 20 anos.

Os bons índices alcançados são resultado da execução do plano de investimentos plurianual e das ações de modernização das redes e subestações, além da centralização dos centros de operação e o direcionamento assertivo das ações de manutenção.

Na geração, podemos destacar o cenário hidrológico desafiador que se apresentou no terceiro trimestre. A escassez hídrica elevou significativamente o PLD, que esteve no teto durante todo o trimestre e o GSF, por sua vez, atingiu valores historicamente baixos.

A gestão prudente do *hedge* hidrológico ao longo de todo o 1º semestre de 2021 produziu importantes efeitos para a

proteção do resultado econômico da Light Energia, garantindo a robustez necessária para o enfrentamento do período mais crítico da crise hídrica.

Na frente de gestão da dívida vale ressaltar que concluímos importantes captações nesse trimestre, o que nos permitiu uma melhora do perfil da dívida e o alongamento do prazo médio de 3,3 anos para 3,8 anos. É importante lembrar que a Companhia permanece com seu caixa robusto para fazer frente a todas as suas obrigações.

No pilar de sustentabilidade, cabe destacar que a experiência do *management* na temática ESG tem contribuído para o aperfeiçoamento da discussão interna do tema e um maior engajamento de toda a Companhia. Nesse trimestre, demos início à revisão da nossa matriz de materialidade e, também, criamos o Comitê ESG operacional, o qual vem acompanhando mensalmente a evolução de metas ESG que compõem a remuneração variável da diretoria, bem como, dos executivos e responsáveis técnicos pelos temas. Essas

metas são relacionadas à diversidade, resíduos e reflorestamento.

Não poderia deixar de comentar que estamos avançando na implantação do Modelo de Gestão para nos ajudar a traçar e percorrer a melhor rota, vencendo os desafios do nosso dia a dia. Ter a excelência nos nossos processos é um grande diferencial competitivo para que a Light reaja proativamente às mudanças, com resultados positivos e conectada aos interesses de todos os *stakeholders*.

Seguimos, portanto, passo a passo, construindo a Light do futuro, com pilares sólidos e foco no resultado sustentável, permitindo assim seu contínuo crescimento.

Consolidado

Light S.A.

Desempenho Financeiro

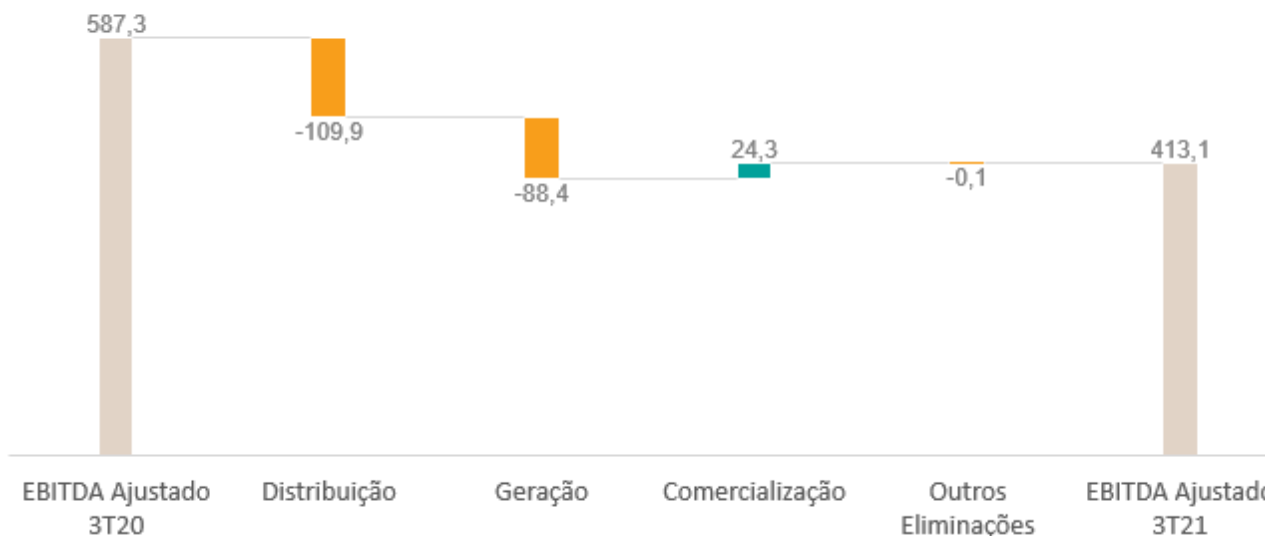
O **EBITDA Ajustado consolidado** encerrou o 3T21 em **R\$413,1 milhões**, 29,6% abaixo do 3T20, (R\$587,3 milhões). **Desconsiderando a PECLD não-recorrente** reconhecida na Distribuidora, o EBITDA Ajustado teria sido de **R\$453,6 milhões**.

O **EBITDA Ajustado** da **Distribuidora**, no 3T21, foi de **R\$283,2 milhões**, uma redução de R\$ 109,9 milhões em relação ao 3T20 (R\$ 393,1 milhões), devido principalmente ao aumento na PECLD e nas contingências judiciais, parcialmente compensado pela redução do PMS. **Excluindo o efeito da PECLD não-recorrente** reconhecida nesse trimestre, o **EBITDA Ajustado** teria atingido **R\$323,7 milhões**.

Na **Geradora**, o **EBITDA Ajustado** foi de **R\$101,6 milhões** no 3T21, uma redução de 46,5% em relação ao apresentado no 3T20

EBITDA ajustado - contribuição por segmento

3T20 / 3T21 - R\$MM



(R\$190,0 milhões). Essa redução ocorreu em função da deterioração do cenário hidrológico ao longo do ano, que levou à redução do GSF e ao aumento do PLD, aumentando os custos com compra de energia. Embora nesse cenário desafiador, a Geradora mitigou esses impactos por meio de uma estratégia ativa e antecipada de *hedge* hidrológico, que assegurou a cobertura de 97% da exposição de curto prazo.

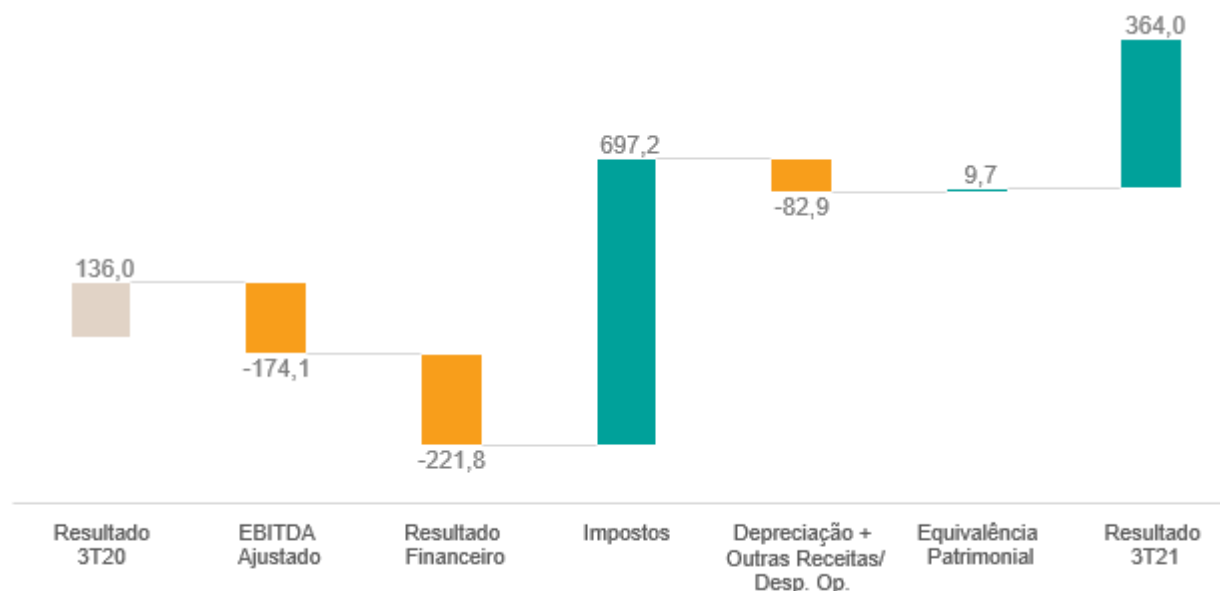
Pelo lado da **Comercializadora**, o **EBITDA Ajustado** foi de **R\$32,8 milhões** no 3T21 vs. R\$8,5 milhões no 3T20, crescendo 284,1%, em virtude do maior resultado nas operações de compra e venda de energia. O preço médio de venda neste período foi 40,9% superior em relação ao praticado no 3T20. A alta do PLD, associada a maior atuação de produtos de curto prazo e intra-ano, contribuíram para o fortalecimento do EBITDA nesse trimestre.

A Companhia apresentou **lucro líquido de R\$364,0 milhões no 3T21**, em comparação ao lucro de R\$136,0 milhões no 3T20, decorrente dos resultados da Distribuidora e da Comercializadora, que registraram um lucro de R\$374,5 milhões e R\$22,5 milhões respectivamente no 3T21, contra um lucro de R\$86,7 milhões e R\$ 5,8 milhões registrados, respectivamente, no 3T20. O resultado da Distribuidora foi impactado pelo **reconhecimento de decisão do Superior Tribunal Federal (STF)**, no valor de R\$539,9 milhões, que prevê a não incidência do IRPJ/CSLL sobre a atualização pela Selic nos casos de restituição de tributos pagos a maior. O resultado negativo de R\$ 31,0 milhões da Geradora nesse trimestre comprometeu parcialmente o lucro da Companhia. A marcação a mercado dos *swaps* de dívidas (sem efeito caixa) e encargos da dívida comprometeram o resultado financeiro. Ao excluir os **efeitos da PECLD não-recorrente** reconhecida nesse trimestre na Distribuidora, o resultado consolidado teria sido de **R\$390,7 milhões**.

A **dívida líquida consolidada** no final do 3T21 era de **R\$7.097,6 milhões**, 13,6%

| Resultado líquido consolidado |

3T20 / 3T21 - R\$MM



acima da posição registrada no 2T21, de R\$6.245 milhões.

Nesse trimestre, realizamos a 7ª emissão de debêntures da Geradora em duas séries, no valor total de R\$500 milhões, com vencimento em 2028 e remuneração final com *swap* de CDI + 1,20% a.a. A 1ª série, no valor de R\$400 milhões, foi classificada como título de dívida sustentável e contou com a acreditação do Bureau Veritas. Os recursos serão integralmente utilizados para

investimento em melhoria das UHEs Nilo Peçanha e Ilha dos Pombos.

A Distribuidora captou o montante de US\$40 milhões (R\$216,6 milhões) com o Citibank para o reforço de capital de giro. A operação tem vencimento em 2025 e possui *swap* até o final da dívida ao custo de CDI + 1,85% a.a.

Nesse trimestre, concluímos também o resgate total dos *Bonds* da Light SESA e da Light Energia, com vencimento em 2023,

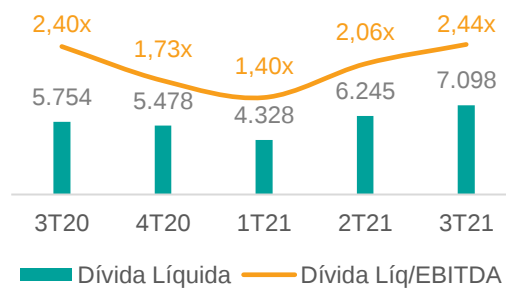
além de amortizarmos a totalidade do saldo devedor (incluindo juros) da dívida da Light SESA e da Light Energia com o Citibank, no valor de US\$160 milhões (R\$828,4 milhões), liquidando em conjunto o *hedge* atrelado a essa dívida. A conclusão dessas operações no 3T21 permitiu a **melhora do perfil da dívida** e o **alongamento do prazo médio** de 3,3 anos no 2T21 para **3,8 anos**.

Em novembro/21, foi concluída a 23ª emissão de debêntures da Light SESA em duas séries, totalizando R\$532 milhões: a 1a série, de R\$263,5 milhões, com vencimento em cinco anos e remuneração de CDI + 1,65% a.a.; e a 2a série, de R\$268,5 milhões, com vencimento em sete anos e remuneração de CDI + 1,95% a.a.

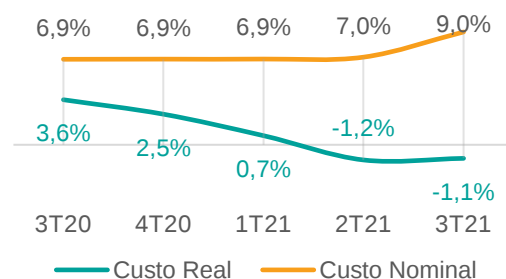
O **indicador de covenants Dívida Líquida/EBITDA**¹ encerrou o 3T21 em 2,44x, superior ao registrado no 2T21 (2,06x), porém abaixo do limite estabelecido para a maioria dos contratos de dívida, que é de 3,75x. Com relação ao **indicador EBITDA/Juros**, a Companhia encerrou o

3T21 no patamar de 5,32x, bem acima do limite contratual mínimo de 2,0x estabelecido para a maioria dos contratos de dívida.

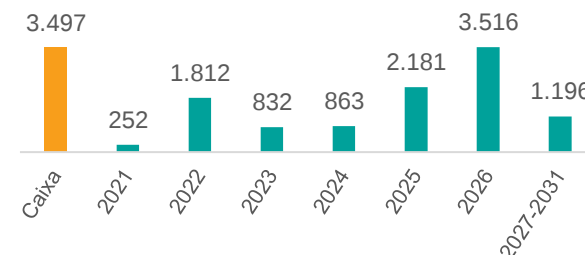
Dívida líquida consolidada | (R\$ milhões)



Custo da dívida |



Amortização dos empréstimos, financiamentos e debêntures (R\$ milhões) | Prazo médio: 3,8 anos



Indexadores da dívida |



¹ 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.

Investimentos

Investimento Consolidado (R\$MM)	3T21	3T20	Variação 3T21/3T20	9M21	9M20	Variação 9M21/9M20
Ativos Elétricos (Distribuição)	275,2	210,4	30,8%	685,3	543,9	26,0%
Engenharia	152,5	110,2	38,4%	390,1	315,0	23,8%
Comercial	122,7	100,2	22,5%	295,3	228,8	29,0%
Ativos Não Elétricos	42,4	22,8	86,2%	99,5	58,7	69,7%
Geração (Light Energia & Lajes)	48,2	20,2	138,4%	94,4	38,0	148,1%
Total	365,8	253,4	44,4%	879,3	640,6	37,3%
Aportes	1,4	0,7	107,0%	2,9	0,7	308,6%
Total do Investimento (incluindo aportes)	367,2	254,0	44,5%	882,1	641,3	37,6%

No 3T21, o **Capex total consolidado** foi 44,5% superior ao realizado no 3T20, em linha com o planejamento da Companhia.

Na **Distribuição** destacam-se os investimentos ligados à manutenção corretiva da operação e expansão da rede, que foram responsáveis pelo aumento de 38,4% na rubrica Engenharia. Na linha Comercial, o aumento de 22,5% no 3T21 é decorrente da intensificação das atividades de normalização de clientes irregulares e de corte e religa de inadimplentes. Na **Geração**, a recuperação do vertedouro da UHE Ilha dos Pombos e a construção do Túnel by-pass no Complexo de

Lajes representaram R\$26,9 milhões dos investimentos do período e R\$48,2 milhões no acumulado do ano. Desde o início desses projetos já foram investidos R\$89,9 milhões. Dentre os demais desembolsos, ressaltamos a reforma e a modernização de equipamentos e sistemas da UHE Nilo Peçanha e das elevatórias de Vigário e Santa Cecília, que totalizaram R\$13,4 milhões.

Ainda no 3T21, a Light registrou um aumento de R\$19,6 milhões na linha de **Ativos não Elétricos**, concentrados na área de TI, relacionados à atualização de sistemas e infraestrutura de tecnologia (R\$17,1 milhões).

Distribuição

Light Serviços de Eletricidade S.A.

Desempenho Operacional

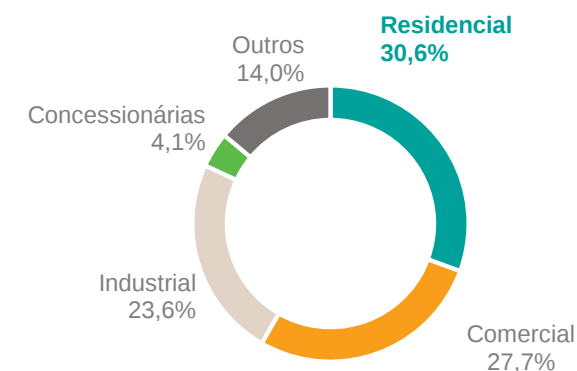
| Mercado faturado [GWh] |

Classe	3T20				3T21				Var. Total (%)	Var. Total Cativo + Livre (%)
	Cativo	Livre	Concessionárias	Total	Cativo	Livre	Concessionárias	Total		
Residencial	1.861	-	-	1.861	1.746	-	-	1.746	-6,2%	-6,2%
Comercial	1.029	546	-	1.575	946	634	-	1.580	0,3%	0,3%
Industrial	116	1.142	-	1.258	97	1.250	-	1.347	7,0%	7,0%
Outros	770	104	-	874	695	102	-	797	-8,9%	-8,9%
Concessionárias	-	-	450	450	-	-	235	235	-47,7%	-
Total	3.776	1.792	450	6.018	3.484	1.985	235	5.704	-5,2%	-1,8%

O **mercado total de energia** no 3T21 foi de **5.704 GWh**, 314 GWh inferior ao 3T20 **(-5,2%)**. O consumo dos clientes cativos atingiu 3.484 GWh, uma redução de 7,7%, e o consumo dos clientes livres foi de 1.985 GWh, um aumento de 10,8%. No 3T21, o número de contratos ativos atingiu 4,343 milhões, alta de 0,3% no trimestre quando comparado com o mesmo período em 2020, decorrente de campanha comercial.

Observamos no 3T21 uma redução de 214 GWh no consumo das Concessionárias, o qual representa apenas a energia transportada pela nossa rede e que será consumida em outras concessões que fazem fronteira com a da Light SESA. Analisando o mercado total de energia sem as Concessionárias, verifica-se uma retração de 99 GWh **(-1,8%)** entre o 3T21 e o 3T20.

| Mercado de Energia | 3T21



| Temperatura Média [°C] |

21,6°C
média no 3T21

X

23,2°C
média no 3T20

24,6°C (média últimos 4 anos)

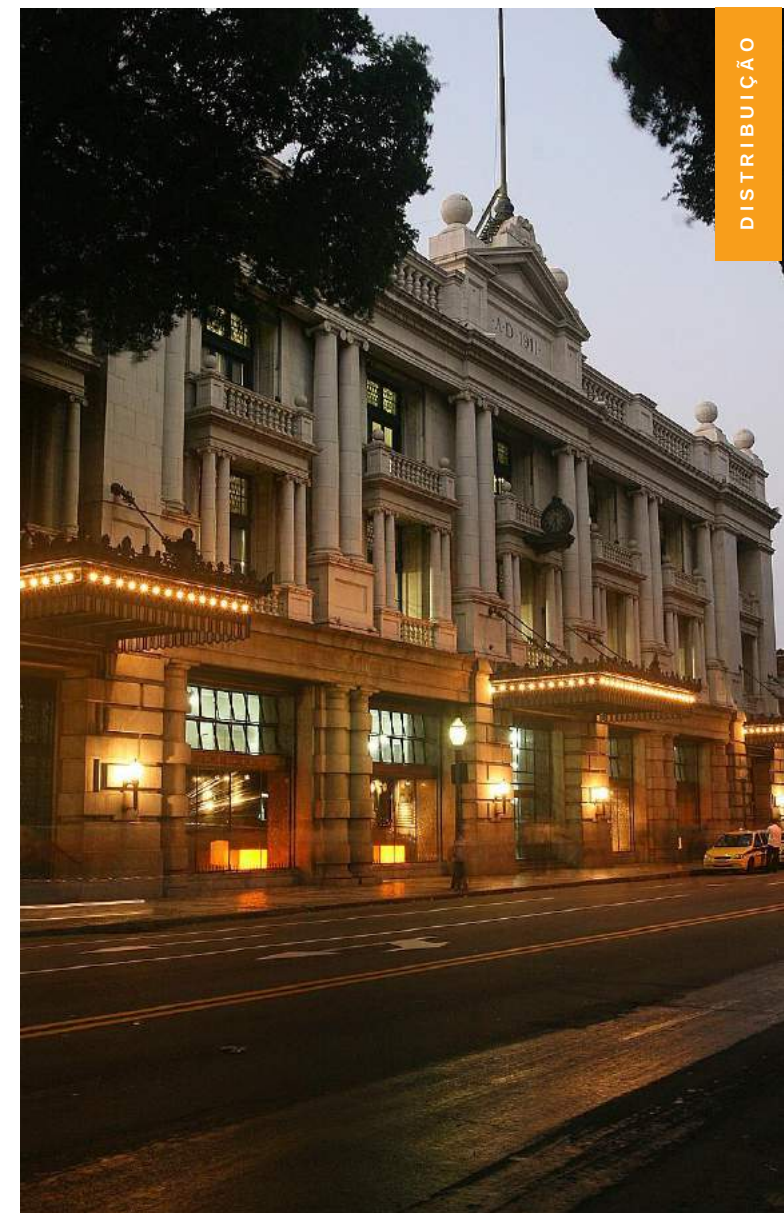
A **classe Residencial** apresentou um volume de 1.746 GWh no 3T21, uma redução de 6,2% em relação ao mesmo trimestre de 2020. Essa redução decorre principalmente da menor temperatura (-1,6°C) conforme a tabela acima ou -7% no período. Observa-se, no entanto, que o consumo registrado nessa classe no trimestre é superior àquele do 3T19 (1.700 GWh), quando, inclusive, se registrou uma temperatura média mais elevada (22,0°C).

A **classe Comercial**, incluindo clientes cativos e livres, registrou um **aumento de 0,3%** na comparação com o 3T20, impulsionada principalmente pelo aumento no consumo de condomínios e postos de combustíveis. O consumo dos clientes de menor porte ainda não ganhou tração devido à retomada mais lenta da economia na área de concessão.

O **mercado Industrial** registrou **crescimento de 7,0%** no 3T21 em relação ao 3T20, seguindo a boa performance dos últimos trimestres, impulsionado por clientes do setor siderúrgico, o qual passa por ciclo de alta demanda.

As **Concessionárias** no 3T21 tiveram uma **retração de 47,7%** na comparação anual. Esse resultado é consequência do menor consumo pelas concessionárias que fazem fronteira com a concessão da Light SESA, motivado, em geral, pela menor temperatura no período. Adicionalmente, uma dessas concessionárias passou a ter sua carga atendida, no trimestre, por uma usina termelétrica cuja operação comercial foi iniciada em agosto/21 e desde então despachada pelo ONS.

O **mercado livre** finalizou o terceiro trimestre de 2021 representando 34,8% do mercado total da distribuidora. A migração de clientes cativos para o mercado livre é neutra para a margem da Companhia, uma vez que a energia continua sendo transportada pela concessionária, que é remunerada pela TUSD. No 3T21, tivemos um aumento de 50 clientes livres em comparação a junho/21, encerrando o período com um total de **1.436 clientes**.



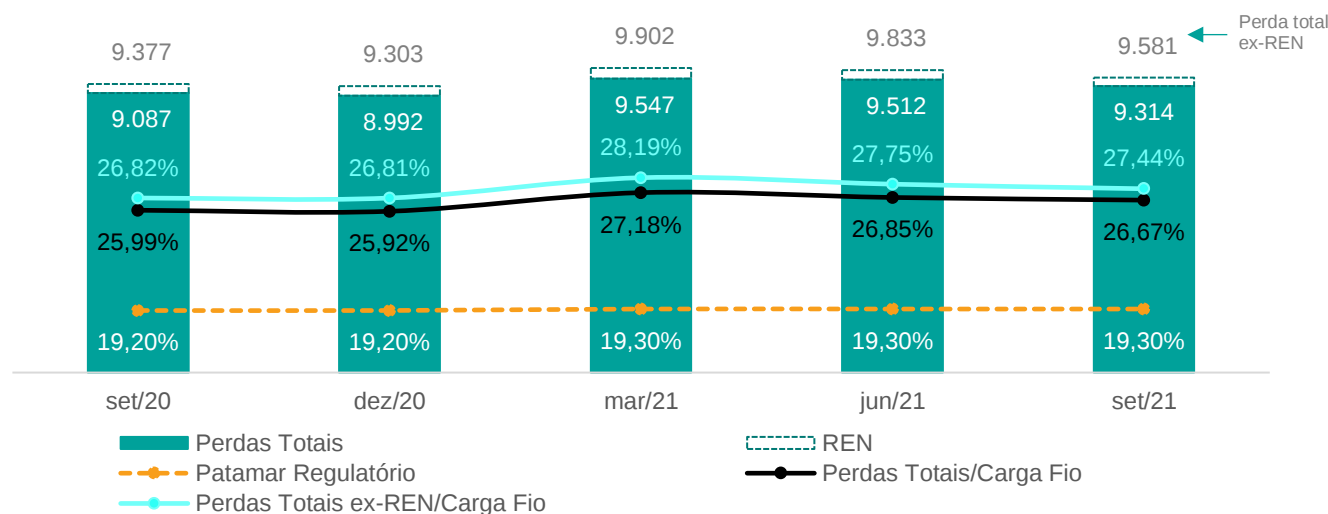
Combate às Perdas

No 3T21, pelo segundo trimestre consecutivo, registramos **queda de 198 GWh** nas perdas totais (12 meses). As perdas totais ex-REN (12 meses) acompanharam essa tendência, sendo 252 GWh menor em relação ao 2T21.

O indicador de perda total sobre a carga fio encerrou o 3T21 em **26,67%**, um **decréscimo de 0,17 p.p.** em relação ao 2T21. Importante destacar o impacto da redução do consumo da classe Concessionárias desde julho/20, quando parte da carga de uma delas migrou para rede básica. Esse efeito isolado e não gerenciável pela Light SESA, que impactou em 0,60 p.p. na perda total sobre a carga fio, traria o resultado no 3T21 para 26,07% caso não tivesse ocorrido.

A Companhia está 7,37 p.p. acima do percentual de repasse regulatório na tarifa, de 19,30%, conforme parâmetros definidos pela ANEEL na Revisão Tarifária (RTP) de março/17, ajustados pelo mercado de referência homologado pelo Regulador na ocasião do reajuste tarifário (IRT) de março/21.

Evolução das Perdas Totais [GWh] | 12 meses

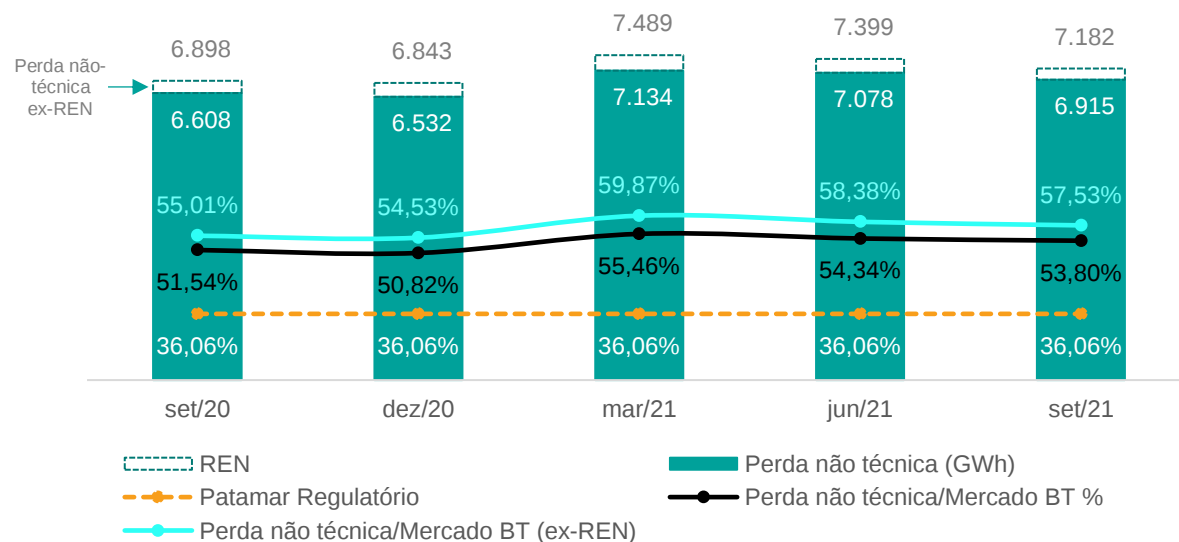


As atividades do **plano de redução de perdas**, revisado no início do ano, seguem apresentando maior eficiência nas ações recorrentes de recuperação de energia. Em relação ao trimestre anterior desse ano, tivemos um aumento de 29.245 (+46%) regularizações devido ao programa de inspeções e potencializamos a ação de substituição de medidores obsoletos, que representou mais de 8,7 mil (+88%) unidades trocadas.

Quando observamos o indicador **Perda não-técnica/Mercado de Baixa Tensão (12 meses)**, de **53,80%**, podemos verificar a **redução de 0,54 p.p.** na comparação com o 2T21. Essa variação é decorrente da redução das perdas não-técnicas em 163 GWh, apesar da redução do Mercado BT em 173 GWh.

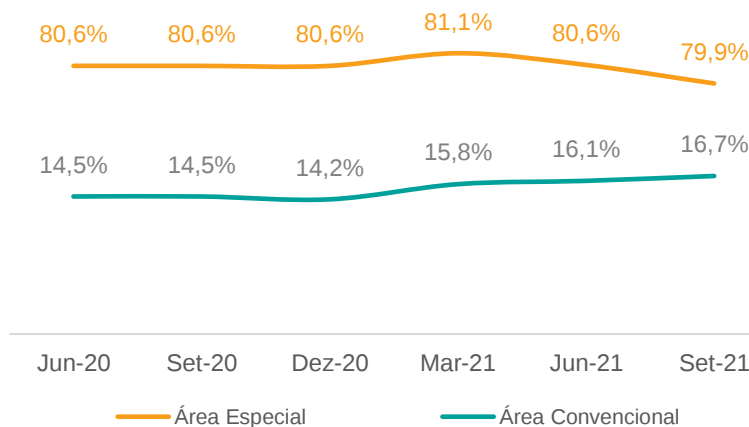
Evolução da perda não-técnica/mercado BT |

12 meses



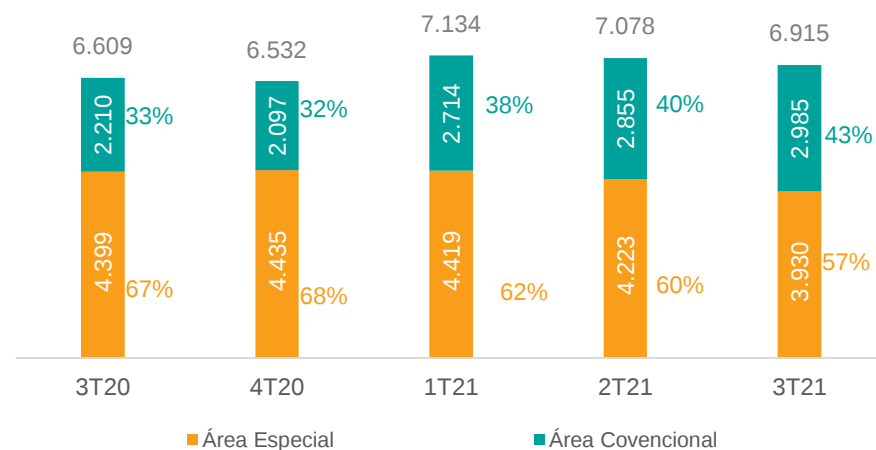
Perdas Totais / Carga Fio |

12 meses



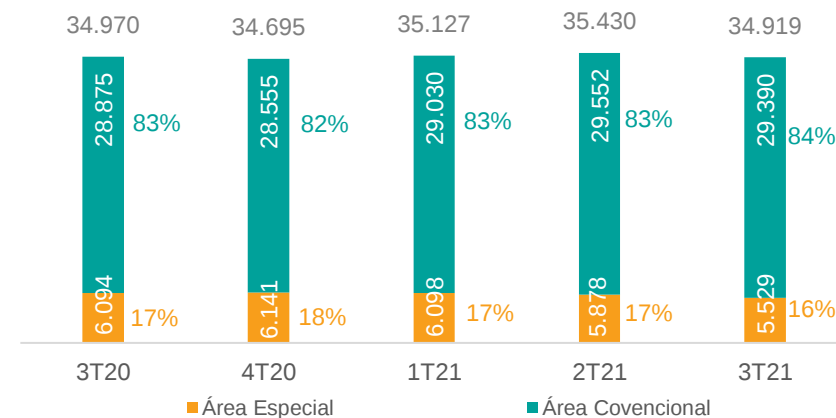
Perda não-técnica [GWh] |

12 meses



Carga Fio [GWh] |

12 meses

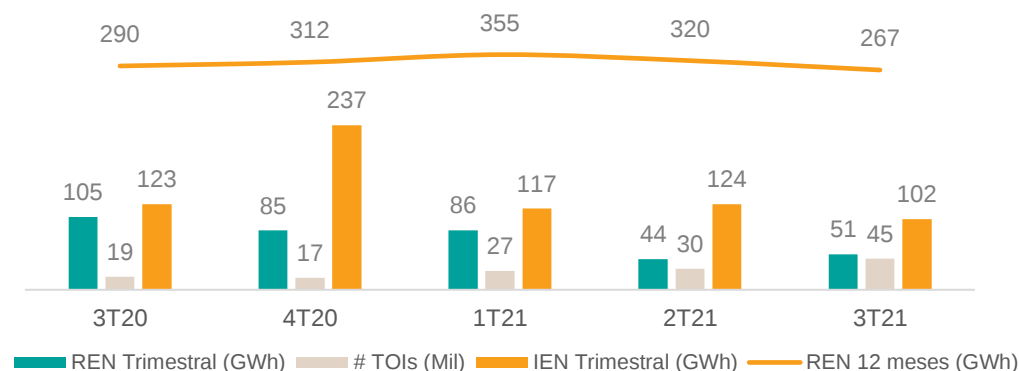


O crescimento das perdas na Área Convencional pode ser atribuído, principalmente, a dois fatores. No 1T21, migramos algumas regiões antes classificadas como Área Especial para Convencional, devido à reaproximação com seus clientes. Essas regiões, no entanto, possuem perdas mais elevadas. O segundo fator se refere à suspensão de clientes religados no início de 2020 e localizados na Área Convencional, o que acabou impactando o faturamento nessa área e, consequentemente, o indicador de perdas. Adicionalmente, a dinâmica de temperaturas mais brandas do 3T21 contribuiu positivamente para a redução da carga e, por extensão, das perdas na Área Especial, dada a sua característica de consumo ineficiente.

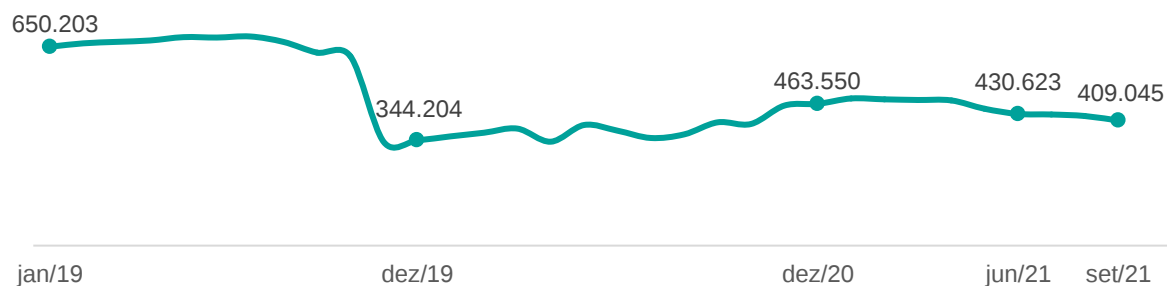
A **Incorporação de Energia (IEN, 12 meses)** no 3T21 foi 21 GWh menor em relação ao 3T20. Porém, sem os efeitos da iniciativa do estoque de cortados realizada em 2020, teria sido 43 GWh maior do que no 3T20, ou 35% superior.

Como mencionado na divulgação de resultados do 1T21, a iniciativa do estoque de

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



Estoque de clientes cortados [até set/21]



cortados permanece em 2021, porém sofreu uma revisão em sua estratégia, visando à melhoria do perfil de arrecadação, levando a um menor volume de regularização de clientes comparado ao ano anterior.

Mesmo com a redução de 76% nas ações de normalização do estoque de cortados, o aprimoramento das diretrizes dessa alavanca tem mostrado resultado e o volume de clientes da base de cortados continuou caindo no 3T21.

A **Recuperação de Energia (REN, 12 meses)** apresentou redução de 16,8% no trimestre em relação ao 2T21, atingindo 267 GWh. Desde abril/21, foi adotada uma nova diretriz no processo de faturamento da REN para potencializar a arrecadação e trazer mais sustentabilidade ao processo. Foi criada uma matriz de atuação, visando adequar o período de cobrança ao perfil e à realidade econômica dos clientes. Essa iniciativa visa aumentar a arrecadação dessas faturas juntamente com os consumos mensais, permitindo que os clientes permaneçam no mercado formal e incrementem o mercado faturado da Companhia de forma sustentável.



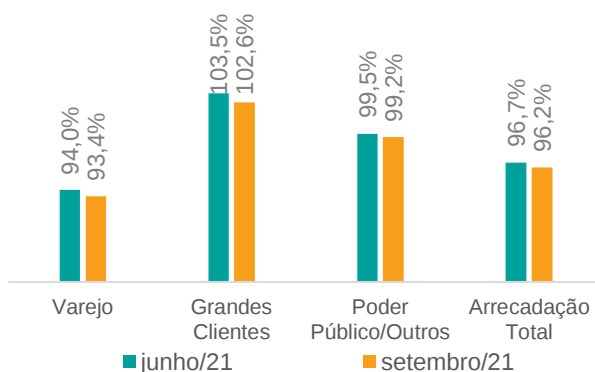
Arrecadação

A **arrecadação total** (12 meses) em setembro/21 alcançou **96,2%, 0,5 p.p. menor que junho/21** (96,7%) e 1,3 p.p. maior em relação a setembro/20 (94,9%).

O indicador foi impactado, principalmente, pelo **maior faturamento** no mês de setembro decorrente da **maior temperatura** e do início da **bandeira tarifária de Escassez Hídrica**, o qual não foi arrecadado totalmente no próprio mês. Parte significativa do faturamento de setembro tem o seu vencimento para o mês subsequente (4T21).

Taxa de arrecadação por segmento |

12 meses [considera parcelas vencidas de REN]



Seguimos com as melhorias dos processos de arrecadação, destacando-se o aumento no **volume de cortes, negociações, ações administrativas**, implantação de **URA cognitiva** para cobrança, **pagamento através de cartão** de débito, crédito no vencimento e crédito em até 24 meses. Em outubro/21, passamos a oferecer o PIX como mais uma modalidade de pagamento.

O indicador **PECLD sobre Receita Operacional Bruta (12 meses)** encerrado em setembro/21 foi de **3,5%, 0,3 p.p. maior** em relação ao 2T21.

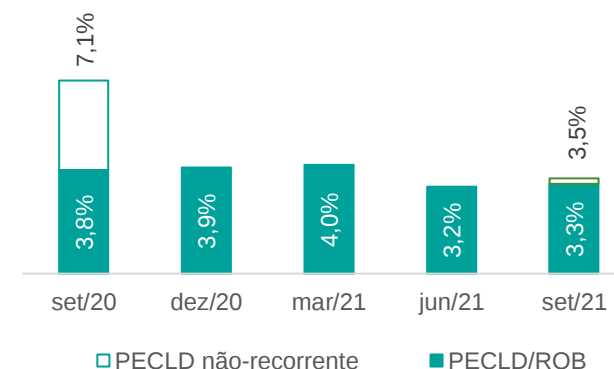
A **PECLD do trimestre foi de R\$245,8 milhões**, 41,8% acima daquela registrada no 3T20, no valor de R\$173,3 milhões. Na comparação anual, a PECLD ficou em linha (R\$518,2 milhões nos 9M21 contra R\$519,5 milhões nos 9M20).

O valor do 3T21 foi impactado pelo **reconhecimento de provisão não-recorrente**, referente a uma parcela do contas a receber de cliente em processo de recuperação judicial, no valor de R\$40,5 milhões. Excluindo esse efeito, a **PECLD do**

trimestre teria sido de R\$205,3 milhões e o indicador **PECLD/ROB de 3,3%**.

PECLD/ROB |

12 meses

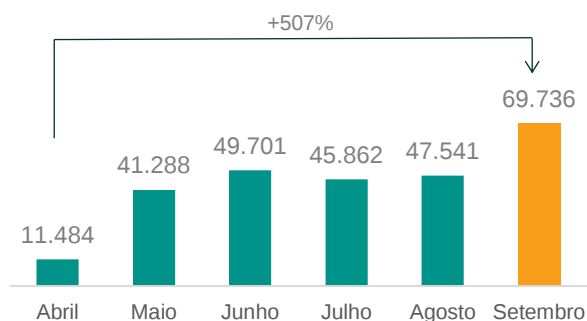


Alavancas Operacionais de combate à inadimplência

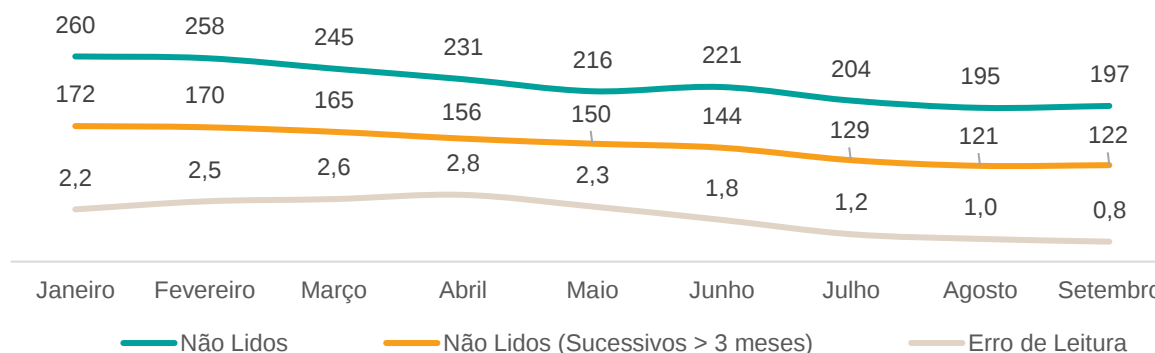
A Pandemia da Covid-19 agravou a situação econômica do estado do Rio de Janeiro, trazendo para a Companhia um desafio ainda maior no **combate à inadimplência** na sua área de concessão.

Durante todo este período a Light intensificou suas ações de cobrança, tais como **envio de SMS, e-mail, WhatsApp**, negativação das dívidas nos órgãos de proteção ao crédito, protesto em cartório, além da suspensão do fornecimento de energia. Também foi **implementada a cobrança via URA cognitiva**, ferramenta que tem sido potencializada e trazendo bons resultados.

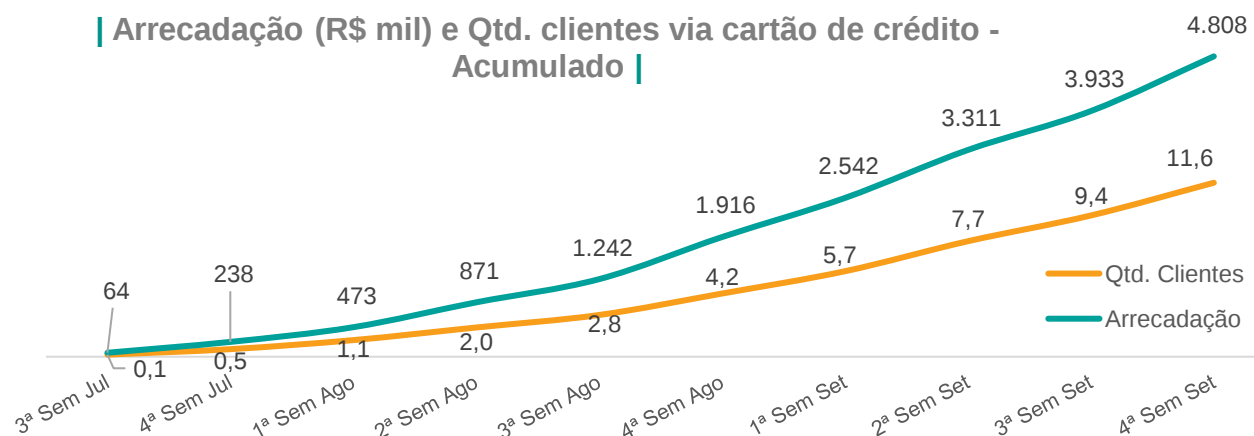
Quant. contatos URA cognitiva



Indicadores Operacionais do Faturamento (Mil Clientes)



Arrecadação (R\$ mil) e Qtd. clientes via cartão de crédito - Acumulado



Todas essas iniciativas têm contribuído para o aperfeiçoamento do processo de faturamento e arrecadação. Os números de não lidos e de erros de leitura estão em trajetória contínua de queda desde janeiro/21, tendo atingido seu menor patamar em

setembro/21. Como resultado de um processo mais eficiente e criterioso do faturamento, é possível observar uma arrecadação em constante crescimento desde o início do ano, além de um incremento contínuo da base de clientes. Ainda durante o

3T21, a **Light** implantou o **pagamento via cartão de crédito**, viabilizando a quitação da dívida integral do cliente em até 24 parcelas.

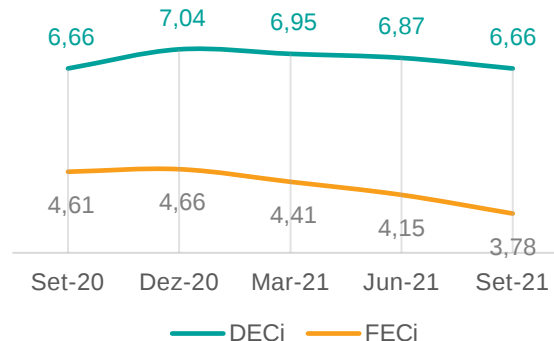
Atualmente, todas as equipes de cobrança estão de posse de maquinetas de cartão e capacitadas a oferecer essa opção no ato da visita ao cliente. **Mais de onze mil clientes já aderiram a essa nova modalidade de pagamento.**

A Light ainda oferece a possibilidade de **pagamento das faturas através do uso do PIX** com o **QR Code**, disponível em todas as faturas emitidas a partir de outubro, além de **carteira digital (PicPay) com programa de recompensas via cashback.**

Qualidade Operacional²

A despeito dos desafios da pandemia, a Light registrou mais uma vez resultados históricos. Esse desempenho é consequência, principalmente, da continuidade da execução do plano de investimentos plurianual e das ações de modernização das redes e

| DECI [horas] e FECI [vezes] | 12 meses



subestações, associado às melhorias operacionais contínuas, como a centralização dos centros de operação e o direcionamento mais assertivo das ações de manutenção.

A Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora – **DECI (12 meses)** no 3T21 foi de **6,66 horas**, uma redução de 3,1% (-0,21h) se comparado a junho/21.

A Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora – **FECI (12 meses)** no 3T21 foi de **3,78x**, ou 8,9% menor (-0,37x) se comparado a

junho/21. O DECI e o FECI atingiram os melhores resultados nos últimos 20 anos.

No 3T21, tanto o **DECI** quanto o **FECI** **performaram abaixo dos limites estabelecidos pela ANEEL no contrato de concessão.** O indicador DECI encerrou o trimestre em 17% (-1,36h) abaixo do limite de 8,02 horas e o FECI em 27% (-1,37x) abaixo do limite de 5,15x.

*A Light continua com excelentes resultados operacionais, sendo a 2ª melhor distribuidora do país em termos de DECI e FECI**

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

² Os índices de DEC e FEC apresentados foram recalculados de acordo com decisão da ANEEL.

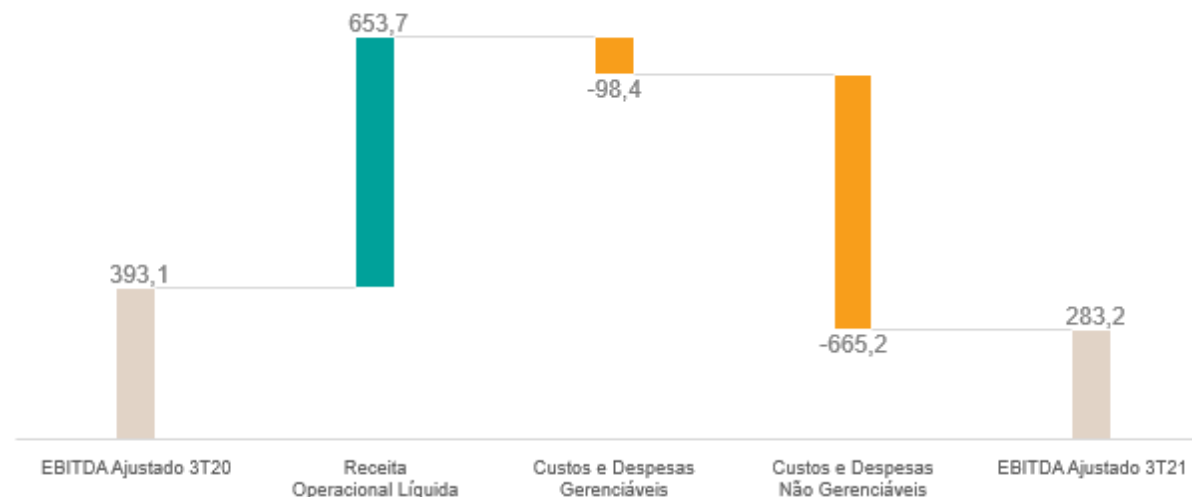
Desempenho Financeiro

O **EBITDA Ajustado da Distribuidora**, no 3T21 foi de R\$283,2 milhões, sendo 27,9% menor do que o registrado no 3T20. Esse resultado foi devido ao aumento da PECLD e contingências judiciais, parcialmente compensado pela redução do PMS. **Desconsiderando a PECLD não-recorrente** constituída nesse trimestre, conforme explicado na seção Arrecadação, o **EBITDA Ajustado teria sido de R\$323,7 milhões**.

A **receita operacional líquida** no 3T21, excluindo-se a receita de construção, foi de R\$3.282,7 milhões, 24,9% acima da registrada no 3T20, com os seguintes destaques:

A receita proveniente de Clientes Cativos e Livres finalizou o trimestre em R\$2.507,1 milhões, um acréscimo de 18,0% em relação ao 3T20, principalmente, pela entrada em vigor das bandeiras tarifárias em 2021, pelo reajuste tarifário ocorrido em março/21 (efeito médio de 6,75%) e, também, pelo avanço de 10,8% do mercado faturado dos Clientes Livres.

EBITDA Ajustado | 3T20 / 3T21 - R\$MM



A Energia não-faturada encerrou em R\$48,5 milhões, uma redução de R\$88,1 milhões em relação ao 3T20, em virtude da temperatura média do 3T21 ter sido 1,6°C menor.

A CVA em R\$534,9 milhões no 3T21, R\$270,4 milhões maior em relação ao 3T20, em razão, principalmente, do aumento das despesas com Risco Hidrológico, parcialmente mitigado pela venda das sobras contratuais no mercado de curto prazo, pela redução das despesas com rede

básica e pelo maior faturamento das bandeiras tarifárias.

O Valor Justo do Ativo Indenizável da Concessão (VNR) foi de R\$166,6 milhões no 3T21, vs. VNR de R\$69,1 milhões no 3T20, devido ao aumento do IPC-A verificado no período.

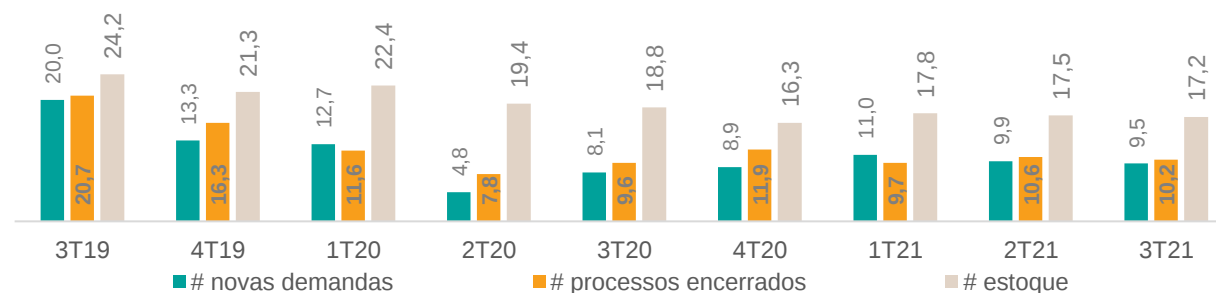
No 3T21, os **custos/despesas gerenciáveis** totalizaram R\$632,0 milhões, 27,6% acima do registrado no 3T20, devido a maior PECLD (incluindo a não-recorrente) e provisões para

contingências, embora o PMSO tenha reduzido.

A rubrica **PMSO** (Pessoal, Material, Serviços e Outros) registrou queda de 24,5% (R\$48,1 milhões) em comparação ao 3T20. As menores **despesas com PMS** são consequência da maior capitalização resultante do investimento realizado no período, conforme previsto pelas práticas regulatórias e que irá compor a BRR da Companhia. Verificamos, também, uma redução de R\$9,3 milhões na linha de Serviços em função da melhoria da produtividade e aumento de eficiência em processos operacionais.

As **provisões/contingências** encerraram o 3T21 em R\$53,2 milhões. O valor do 3T20 ajustado pelo estorno de provisões cíveis e trabalhistas, que foram de R\$26,7 milhões e R\$33,2 milhões, respectivamente, teríamos um aumento de R\$14,2 milhões. Essa variação é decorrente, principalmente, da maior provisão para processos cíveis, justificado pelo envelhecimento do estoque de processos. As provisões do Juizado Especial Cível – JEC ficaram em linha devido

| Judicialização - JEC [Mil] |



à melhor gestão do estoque de processos, mesmo com o aumento de 17,8% de novas

demandas processuais, na comparação do 3T21 com o 3T20. O aumento de novas demandas reflete os impactos no Judiciário ocorridos em 2020 em função das medidas de restrição adotadas para contenção da Pandemia. Não obstante, seguimos observando uma tendência de redução do estoque de processos JEC, em especial quando comparado com 3T19 (-28,8%).

Os **custos e despesas não gerenciáveis** no 3T21 foram de R\$2.551,7 milhões, R\$665,2 milhões (35,3%) acima do registrado no mesmo período do ano anterior, decorrente do aumento de custos dos contratos de compra de energia da UTE Norte Fluminense

e de usinas com contratos por disponibilidade, bem como despesas com a CCEE.

A expressiva elevação da geração térmica no 3T21 contribuiu para maiores gastos com os contratos de energia de usinas por disponibilidade, os quais foram R\$494,2 milhões maiores do que no 3T20.

O reajuste da tarifa da UTE Norte Fluminense impactou os custos em R\$186,7 milhões. Além da alta do dólar no período do reajuste (novembro/20), tivemos também a elevação do IGP-M, ambos efeitos contribuindo para elevação da tarifa desta usina.

As despesas da CCEE aumentaram R\$217,2 milhões no 3T21 em relação ao 3T20. Dentre as principais variações destacamos:

A expressiva elevação do PLD durante todo o 3T21 e a queda do GSF contribuíram para o aumento dos custos decorrentes dos riscos hidrológicos em R\$869,1 milhões.

O despacho de usinas térmicas mais caras e a importação de energia de países vizinhos pelo ONS, com o objetivo de garantir a segurança energética do abastecimento levou à elevação de R\$210,8 milhões nos Encargos de Serviço do Sistema (ESS).

A receita de venda de sobras contratuais no mercado *spot* (R\$671,1 milhões), devido à alta do PLD e à redução da carga, em conjunto com os créditos recebidos do excedente financeiro da conta do Encargo de Energia de Reserva (R\$168,0 milhões), contribuiu para atenuar a elevação total de despesas com a CCEE no 3T21.

O **resultado financeiro no 3T21** foi negativo em R\$339,3 milhões, comparado com R\$115,6 milhões negativos no 3T20, uma redução de R\$223,7 milhões. Essa variação é explicada pelos impactos que ocorreram nas linhas:

Resultado Financeiro [R\$ MM]	3T21	3T20	Variação 3T21/3T20	9M21	9M20	Variação 9M21/9M20
Receitas Financeiras	258,2	104,6	146,8%	175,3	857,4	-79,6%
Despesas Financeiras	(597,6)	(220,2)	171,3%	(920,6)	(1.083,0)	-15,0%
Total	(339,3)	(115,6)	193,5%	(745,3)	(225,6)	230,3%

Encargos da dívida (-R\$98,1 milhões), decorrente principalmente do aumento da taxa básica de juros.

Operações de *swap* e variação cambial (-R\$87,1 milhões), derivada da perda com a marcação a mercado das operações de *swap* de dívidas em moeda estrangeira em função da abertura da curva futura do CDI.

Variação monetária (-R\$64,8 milhões) devido ao maior IPC-A registrado no período (3,0% no 3T21 vs. 1,2% no 3T20).

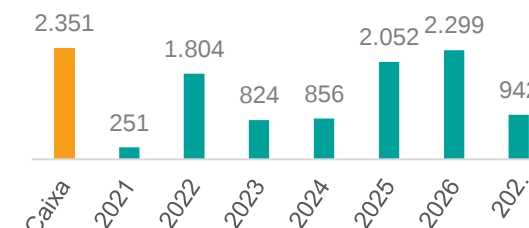
No ano, o resultado financeiro foi de R\$745,3 milhões negativos, vs. o resultado dos 9M20, de R\$225,6 milhões também negativos.

A Distribuidora obteve **lucro líquido de R\$374,5 milhões** no 3T21, contra R\$86,7 milhões reportado no 3T20. O resultado foi

impactado pelo **reconhecimento de decisão do STF** nesse trimestre, no valor de R\$539,9 milhões, que prevê a não incidência do IRPJ/CSLL sobre a atualização pela Selic nos casos de restituição de tributos pagos a maior.

Amortização [R\$MM]

Prazo médio: 3,6 anos



Indexadores de dívida



Geração

Light Energia S.A.

Enfrentando a Crise Hídrica em 2021

Ao final do 2º trimestre, a Crise Hídrica se materializava a cada dia, indicando um **cenário muito severo para os geradores hidrelétricos** em face da perspectiva de níveis de GSF muito baixo se comparados à média histórica para os meses finais do período seco, que coincidem com o 3º trimestre do ano.

Essa realidade foi confirmada como se esperava. A **escassez hídrica elevou significativamente o PLD**, que esteve no teto do início do trimestre até 24 de setembro, e consequentemente, o **GSF atingiu valores historicamente baixos**.

Essa combinação de fatores é especialmente desafiadora para os geradores hidrelétricos participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, na medida em que a geração hidrelétrica é deslocada pela

geração térmica, despachada em grande parte fora da ordem de mérito (GFOM) para preservação e recuperação dos reservatórios. Todos esses eventos reunidos reduziram ainda mais o GSF e aumentaram a exposição dos geradores hidrelétricos ao mercado de curto prazo.

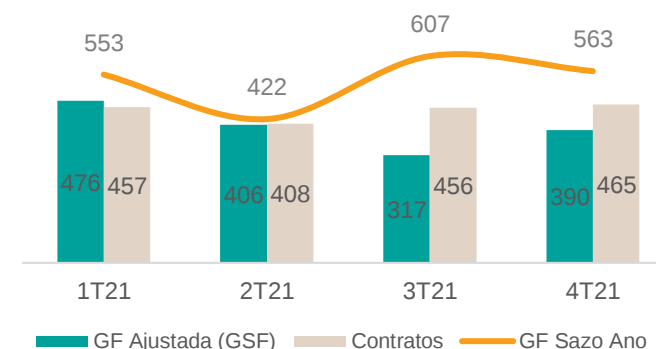
A Light Energia foi afetada por tal conjuntura, tendo no 3T21 uma energia alocada, após o ajuste do GSF, de apenas 317 MWm para fazer frente a 456 MWm de contratos de venda de energia.

A **gestão prudente do hedge hidrológico** realizado ao longo do 1º semestre de 2021, produziu **importantes efeitos para a proteção do resultado econômico**, garantindo a robustez necessária para o enfrentamento do período mais crítico da Crise Hídrica.

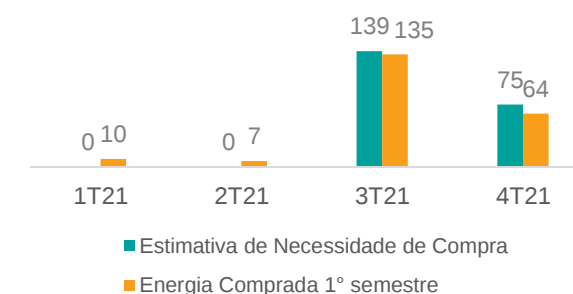
As projeções ao final do 2T21 indicavam que a Light Energia teria uma exposição ao mercado de 110 MWm, tendo adquirido naquele momento 123 MWm. Porém, o cenário foi mais restritivo, levando a exposição final para 139 MWm no 3T21. **A gestão ativa com foco na preservação do**

resultado da Geradora, levou a uma energia comprada previamente de 135 MWm, resultando numa exposição de apenas 4 MWm ao final do 3T21.

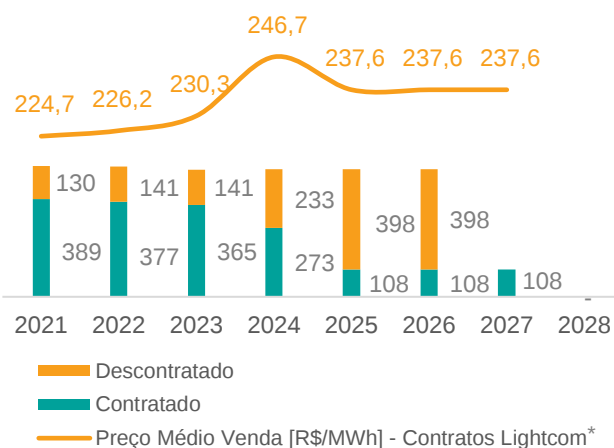
| Garantia Física [MWm] |



| Balanço de Energia [MWm] |



| Volume Contratado de Energia [MWm] |



*Valores líquidos de impostos na data base de janeiro/21.

Durante os meses do 3T21, o PLD esteve praticamente no seu limite máximo (R\$583,88/MWh). Esse seria o preço de liquidação das exposições ao mercado de curto prazo – MCP, caso a Light Energia não tivesse agido preventivamente adotando uma postura conservadora frente às incertezas do mercado.

Dessa forma, **a Light Energia mitigou sua exposição com a aquisição de energia no mercado livre de forma antecipada e a**

preços inferiores ao PLD do 3T21 (R\$290/MWh).

Desempenho Operacional

A estratégia da Companhia para **gestão do balanço energético** se baseia na mitigação do risco hidrológico por meio de ações proativas na comercialização de energia. Essa estratégia combina as operações conjuntas da Geradora com a Comercializadora da Light, somando esforços para maximizar o resultado consolidado nas operações de compra e venda de energia. Com isso se busca proteger o resultado da Geradora em momentos de crise, como o verificado ao longo do 3º trimestre desse ano.

Como parte da estratégia da Geradora, deixamos **uma parcela relevante de sua Garantia Física não contratada**. Em 2021, 18,5% do total de energia estão alocados para essa finalidade. Essa parcela da energia não comercializada é utilizada para **mitigar os efeitos da sazonalização e das variações do GSF ao longo do ano**.

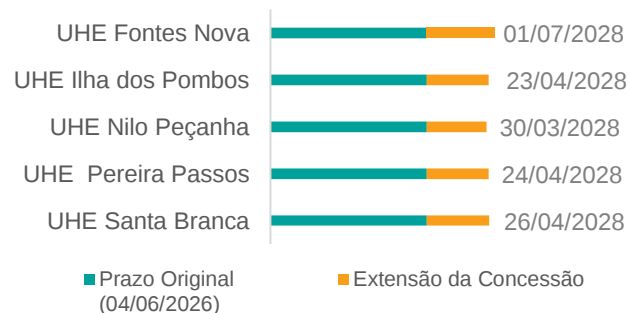
As medidas adotadas pela Light Energia foram determinantes para enfrentar o cenário adverso da Crise Hídrica **sem impactos relevantes para o seu desempenho econômico-financeiro**. A compra de energia a preços menores do que o PLD do período mostrou-se acertada para o enfrentamento do período mais crítico do ano. Face a estratégia adotada ao longo de 2021, o balanço energético da Companhia registrou sobras para o atendimento integral dos montantes vendidos no período. Em função da sazonalização dos contratos, foi possível a redução da alocação de venda de energia no 3T21 em 14,7% quando comparado aos volumes do 3T20. Na compra verificamos um aumento de 194,5%, principalmente no ACL, em função da compra de energia para enfrentar os impactos da Crise Hídrica.

Atualização do Acordo do GSF

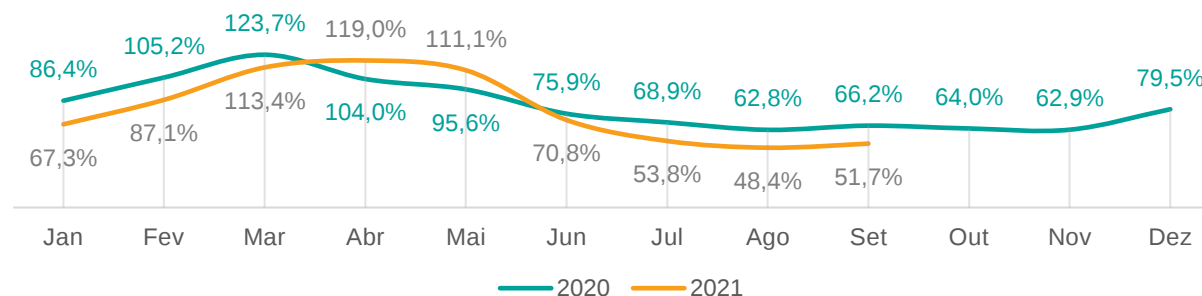
Em agosto/21, como parte do Acordo do GSF, a ANEEL homologou os prazos de extensão de concessão das usinas e estações elevatórias da Light Energia em aproximadamente 24 meses, conforme a expectativa da Companhia.

Em setembro/21, a Light Energia solicitou desistência e extinção de determinadas ações judiciais que a protegiam dos efeitos extraordinários do GSF e formalizou na Aneel o aceite dos novos prazos das concessões dos seus ativos.

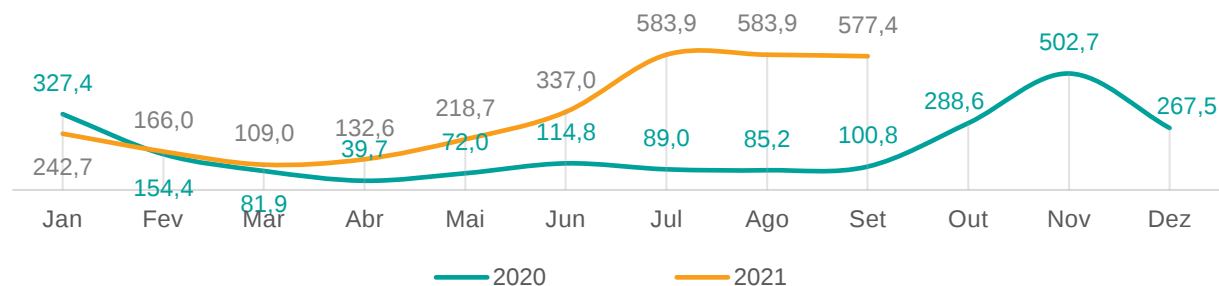
Novos prazos de concessões da Light Energia



GSF - Generation Scaling Factor



PLD Médio Mensal SE/CO [R\$/MWh]



Desempenho Financeiro

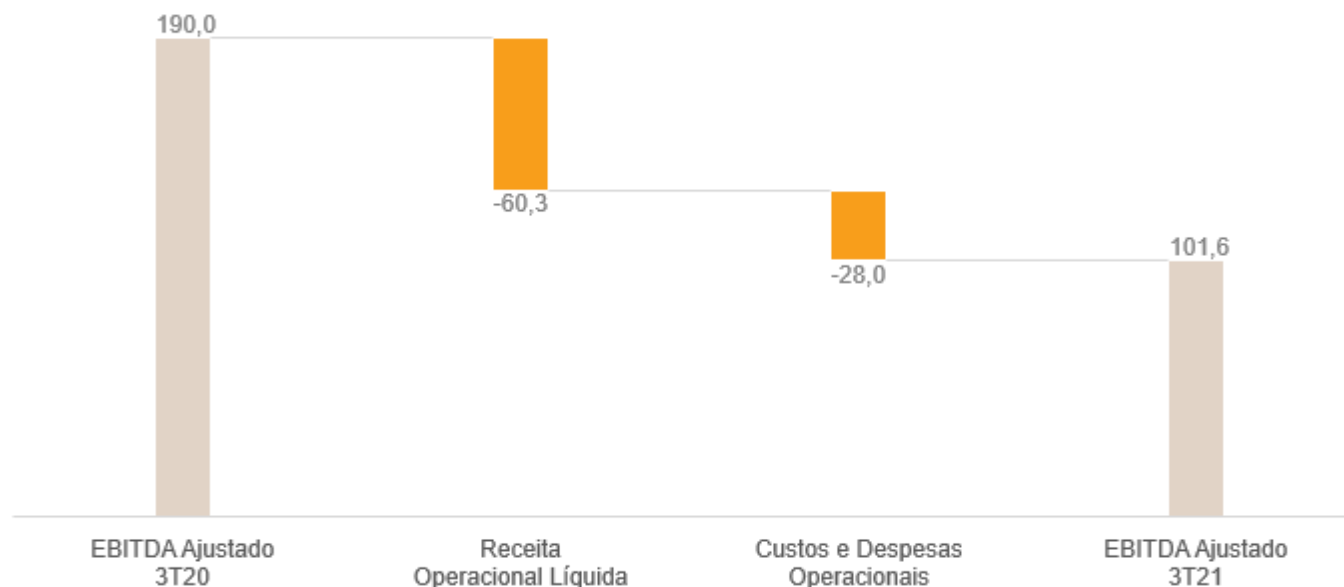
No 3T21, houve uma redução de 22,8% (R\$60,3 milhões) na **receita líquida** em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior devido, principalmente, à sazonalização dos contratos no 3T21, o que resultou numa alocação menor de energia quando comparado ao 3T20.

Os **custos e despesas operacionais** encerraram o 3T21 em R\$161,8 milhões vs. R\$88,9 milhões registrados no 3T20, um aumento de 81,9%, devido a maiores custos com a energia comprada, em virtude das ações de proteção da Crise Hídrica, compensando a necessidade de compra de energia devido ao baixo GSF do período.

As **despesas com PMS** apresentaram uma redução de R\$2,4 milhões em comparação com o mesmo trimestre do ano anterior, concentrada na linha de pessoal.

A **depreciação** aumentou R\$43,6 milhões em comparação com o 3T20 em virtude da regulamentação do GSF pela Aneel, cujos efeitos foram reconhecidos no 4T20.

EBITDA ajustado | 3T20 / 3T21 - R\$MM



O **EBITDA Ajustado** foi de R\$101,6 milhões no 3T21, representando uma redução de 46,5% em relação ao 3T20. Essa variação é resultado da sazonalização dos contratos com menor venda de energia e da maior compra de energia para *hedge* hidrológico.

No 3T21, o **resultado financeiro** foi negativo em R\$93,2 milhões em linha com o 3T20. As principais oscilações foram nas linhas de:

| Operações de swap e variação cambial, que apresentaram variação líquida de R\$51,1 milhões negativos, derivada da perda com a marcação a mercado das operações de swap de dívidas em moeda estrangeira pela abertura da curva futura do CDI.

| Os encargos da dívida foram impactados pelo aumento na taxa básica de juros, gerando um efeito negativo de R\$44,0 milhões.

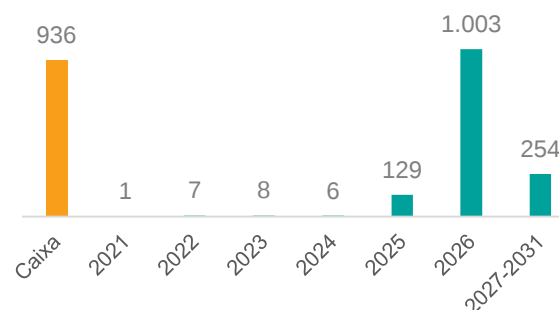
Tais resultados foram compensados parcialmente nesse trimestre pela ausência da atualização do GSF, cujo saldo passivo foi liquidado em abril/21, e pela maior remuneração de aplicações financeiras devido ao maior saldo de caixa e incremento de rentabilidade.

A Light Energia, excluindo sua participação em Guanhães, obteve um **prejuízo líquido** de R\$31,0 milhões no 3T21 frente a um lucro de R\$56,2 milhões no 3T20.

Resultado Financeiro [R\$ MM]	3T21	3T20	Variação 3T21/3T20	9M21	9M20	Variação 9M21/9M20
Receitas Financeiras	95,4	46,2	106,2%	23,9	434,6	-94,2%
Despesas Financeiras	(188,6)	(139,9)	34,8%	(278,5)	(547,4)	-48,9%
Total	(93,2)	(93,7)	-0,5%	(254,6)	(112,8)	125,8%

| Amortização [R\$MM] |

prazo médio: 3,1 anos



| Indexadores de dívida |



Comercialização

Lightcom Comercializadora S.A.

Desempenho Operacional e Financeiro

O **volume comercializado** no 3T21 foi de 739 MWh, representando um aumento de 17,8% em relação ao 3T20 (627 MWh). Esse crescimento foi resultado de maiores negociações intra-ano com agentes de mercado (geradores e comercializadoras).

O **preço médio de venda** neste período foi de R\$248,8/MWh, representando um incremento de 40,9% em relação ao praticado no 3T20 (R\$176,6/MWh). A elevação dos preços de mercado e a maior atuação nas operações intra-ano contribuíram para esse aumento, bem como aos preços dos contratos de venda de longo prazo que compõem a carteira da Lightcom.

A Comercializadora registrou um **EBITDA Ajustado** de R\$32,8 milhões no 3T21 contra um EBITDA Ajustado de R\$8,5 milhões no

EBITDA ajustado | 3T20 / 3T21 - R\$MM

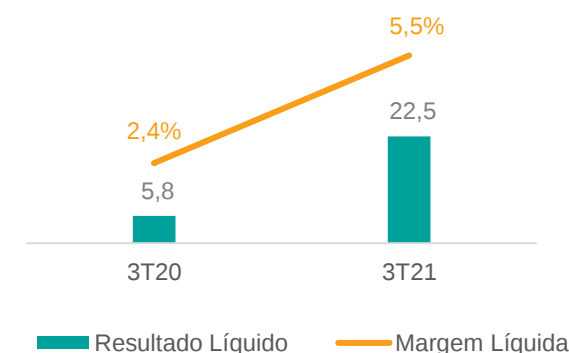


3T20 em virtude da maior receita com a revenda de energia.

O **resultado financeiro** da Lightcom apresentou uma variação positiva de R\$1,2 milhão na comparação com o 3T20, explicada pelo maior caixa e, também, pelo maior retorno das aplicações financeiras no comparativo entre os períodos.

O **lucro líquido** foi de R\$22,5 milhões, R\$16,7 milhões superior a 3T20.

Resultado Líquido [R\$M] e Margem Líquida [%] |



Questões ambientais, sociais e de governança [ESG]

Desempenho no Trimestre

No 3T21, **avancamos no Plano de Ação ESG**, com destaque para a realização de workshops de engajamento sobre o tema com colaboradores da companhia e a definição do Índice de Maturidade ESG das empresas parceiras, com posterior *feedback* e sugestão de boas práticas.

Nesse trimestre foi definido que a **Matriz de Materialidade** será atualizada e aperfeiçoada considerando não só o cenário atual e as demandas de nossos *stakeholders* como também incorporando novos filtros de análise. O Comitê ESG+, responsável por acompanhar e propor melhorias na agenda de sustentabilidade, aprovou a metodologia proposta e irá acompanhar o processo por meio de reuniões de trabalho.

A Matriz de Materialidade irá apresentar os temas mais relevantes para a sustentabilidade, sob a ótica da companhia e

de nossos *stakeholders*, que serão utilizados como base para os nossos relatos e para a definição da estratégia da Light para os próximos anos.

Foi criado o **Comitê ESG operacional**, que acompanha mensalmente a evolução de metas ESG específicas que compõem a remuneração variável do CEO, diretores, executivos e responsáveis técnicos pelos temas. Essas metas são relacionadas à diversidade, resíduos e reflorestamento.

Nesse trimestre, a Companhia confirmou a participação no processo do **Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE**

B3), que terá sua carteira divulgada no final de 2021. A Light faz parte da carteira do ISE B3 por 14 edições, desde 2007.

No lançamento do Lightcast, o podcast voltado para o público interno da Light, em quatro episódios, os executivos comentaram sobre as melhores práticas ambientais, sociais e de governança, atreladas às metas ESG da Companhia.

A seguir, estão os indicadores selecionados com base na análise dos principais aspectos ESG abordados pelo mercado ou pelos frameworks existentes (GRI, SASB, PRI, ISE etc).



Indicadores ESG

Principais Indicadores	3T21	3T20	Variação 3T21/3T20	9M21	9M20	Variação 9M21/9M20
Ambiental						
% de sites certificados SGI (Light Energia)	100%	100%	0,0 p.p.	100%	100%	0,0 p.p.
% de sites certificados SGA (Light SESA)	88%	88%	0,0 p.p.	88%	88%	0,0 p.p.
% de geração proveniente de fontes renováveis	100%	100%	0,0 p.p.	100%	100%	0,0 p.p.
Consumo de água por empregado (m³)	4,57	4,09	11,7%	13,89	13,39	3,8%
Consumo de energia elétrica por empregado (MWh)	5,39	5,33	1,2%	16,75	15,85	5,7%
Social						
Colaboradores próprios	5.313	5.407	-1,7%	5.313	5.407	-1,7%
Colaboradores terceirizados	7.947	6.157	29,1%	7.947	6.157	29,1%
% de mulheres na Light	18,1%	18,4%	-0,3 p.p.	18,1%	18,4%	-0,3 p.p.
% de mulheres em cargos de liderança	27,1%	27,2%	-0,1 p.p.	27,1%	27,2%	-0,1 p.p.
Média de horas de treinamento por empregado	5,7	12,9	-55,8%	14,83	39,4	-62,4%
Taxa de rotatividade	2,1%	3,2%	-1,1 p.p.	6,7%	10,4%	-3,7 p.p.
Taxa de frequência de acidentes	2,15	2,48	-13,3%	2,78	2,14	29,9%
Taxa de gravidade de acidentes	184	79	132,9%	375	66	468,2%
Reclamações por total de clientes	7,89%	8,13%	-0,2 p.p.	33,35%	29,33%	4,02 p.p.
Governança						
% de conselheiros independentes	100,0%	77,8%	22,2 p.p.	100,0%	77,8%	22,2 p.p.
% de mulheres na Alta Administração	37,5%	26,7%	10,8 p.p.	37,5%	26,7%	10,8 p.p.
Ações em poder da Alta Administração	88.100	35.750	146,4%	88.100	35.750	146,4%
Idade média da Alta Administração	54	53	1,9%	54	53	1,9%
Outros						
Rede de distribuição (km)	80.437	79.164	1,6%	80.437	79.164	1,6%
Investimento em Eficiência Energética (R\$ MM)	14,88	8,07	84,4%	45,06	27,31	65,0%
Investimento em P&D (R\$ MM)	5,64	4,19	34,4%	18,34	15,49	18,4%

Entre as principais variações verificadas no trimestre em relação ao mesmo período do ano anterior, destacamos:

- | Aumento no número de conselheiros independentes no Conselho de Administração. Com a eleição dos membros do Conselho de Administração na AGOE de abril de 2021, todos passaram a ser independentes e 1/3 são mulheres.
- | No terceiro trimestre de 2021 ocorreram 17 acidentes, mesmo volume ocorrido no segundo trimestre desse ano e no terceiro trimestre de 2020. Contudo, verificamos uma redução de 13% na frequência de acidentes em função do aumento no número de horas trabalhadas no período, o que impacta no cálculo do indicador. Com relação à taxa de gravidade, observamos um aumento de 133% em relação ao mesmo período do ano anterior em função da ocorrência de um acidente de gravidade alta ocorrido no mês de julho. Para evitarmos novos acidentes, realizamos diagnóstico da causa e atuamos na revisão dos processos, conscientizando os envolvidos.

- | Aumento de 29% no número de terceiros conforme o avanço do contrato de revitalização do Vertedouro da UHE Ilha dos Pombos, mobilização para o início das obras do Túnel by-pass do Complexo de Lajes e do aumento do efetivo em campo nas atividades de gestão e controle.

- | Aumento de 84% nos investimentos em eficiência energética em função da retomada dos projetos que, em sua totalidade, haviam sido impactados pelo período de agravamento da Covid-19. No trimestre, destacamos o início do projeto no Hospital Central da Polícia Militar, que contempla a modernização do sistema de iluminação e a troca de 367 aparelhos condicionadores de ar individuais ineficientes por um sistema de refrigeração com uma única unidade de condensação, sendo muito mais eficiente do que os aparelhos substituídos.

- | Aumento de 34% nos investimentos em P&D em função da retomada do fluxo normal dos projetos após o período crítico da pandemia da Covid-19 e da conclusão de cinco projetos relacionados ao

desenvolvimento de tecnologias para o combate às perdas não técnicas.

- | Redução na quantidade de homem-hora treinado devido ao alto volume de treinamentos no 3T20, por ocasião ainda da primarização de equipes realizada no fim de 2019 e início de 2020. Em 2021 toda a Companhia está sendo mobilizada para a implantação do Programa de Excelência em Gestão, que contempla a revisão de processos e o estabelecimento de rotinas que levarão a Light a um aprendizado contínuo.

- | Redução de 0,2 p.p. nas reclamações por cliente, mantendo a tendência de queda em relação ao 1T21, já verificada no 2T21, resultado de inúmeras ações voltadas para reduzir a quantidade de reclamações entrantes, tais como acompanhamento da execução da leitura em campo, elaboração de um guia de possíveis reclamações, com dicas rápidas para o atendimento, monitorias com foco na melhoria dos processos e treinamento dos atendentes quanto a análise de histórico de consumo para que estejam prontos para o período do

Verão, quando as altas temperaturas fazem com que os clientes reclamem do aumento do consumo.

| Aumento de 12% no consumo de água por empregado, devido a maior utilização das instalações da Companhia com o retorno parcial de alguns colaboradores que anteriormente estavam em regime de teletrabalho.

ANEXO I – Conciliação EBITDA

EBITDA CVM (R\$ MM)	3T21	3T20	Variação 3T21/3T20	9M21	9M20	Variação 9M21/9M20
Lucro/Prejuízo Líquido (A)	364,0	136,0	167,6%	325,4	258,0	26,1%
IR/CS (B)	341,4	(22,7)	-	25,9	(615,9)	-
IR/CS DIFERIDO (C)	281,8	(51,4)	-	617,0	492,7	25,2%
EBT (A - (B + C))	(259,1)	210,1	-	(317,4)	381,2	-
Depreciação e Amortização (D)	(200,0)	(148,4)	34,8%	(499,4)	(445,2)	12,2%
Despesa Financeira Líquida (E)	(428,9)	(207,1)	107,1%	(993,4)	(333,0)	198,3%
EBITDA CVM ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	369,8	565,6	-34,6%	1.175,3	1.159,4	1,4%
Equivalência Patrimonial (F)	(0,1)	(9,8)	-98,5%	(11,5)	(16,1)	-28,5%
Outras Receitas/Despesas Operacionais (G)	(43,2)	(11,9)	261,6%	(31,9)	(22,1)	44,3%
EBITDA Ajustado = EBITDA CVM - (F) - (G)	413,1	587,3	-29,6%	1.218,8	1.197,7	1,8%

ANEXO II – Demonstração do Resultado - Consolidado

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	3T21	3T20	Var. %	9M21	9M20	Var. %
Receita Operacional Bruta	5.636,3	4.626,7	21,8%	16.353,6	13.389,7	22,1%
Deduções	(1.996,6)	(1.678,7)	18,9%	(6.194,8)	(5.191,0)	19,3%
Receita Operacional Líquida	3.639,7	2.948,0	23,5%	10.158,8	8.198,7	23,9%
Despesa Operacional	(3.426,6)	(2.509,2)	36,6%	(9.439,4)	(7.446,3)	26,8%
PMSO	(164,7)	(215,1)	-23,4%	(598,2)	(672,9)	-11,1%
Pessoal	(86,1)	(97,6)	-11,9%	(292,1)	(322,7)	-9,5%
Material	(4,2)	(8,0)	-47,6%	(21,9)	(21,0)	4,4%
Serviço de Terceiros	(91,7)	(118,7)	-22,8%	(332,3)	(357,2)	-7,0%
Outros	17,2	9,2	86,6%	48,2	28,0	72,5%
Energia Comprada	(2.762,9)	(1.992,7)	38,7%	(7.664,9)	(5.689,5)	34,7%
Depreciação	(200,0)	(148,4)	34,8%	(499,4)	(445,2)	12,2%
Provisões	(53,2)	20,4	-	(158,6)	(119,2)	33,1%
PECLD	(245,8)	(173,3)	41,8%	(518,2)	(519,5)	-0,2%
EBITDA Ajustado	413,1	587,3	-29,6%	1.218,8	1.197,7	1,8%
Resultado Financeiro	(428,9)	(207,1)	107,1%	(993,4)	(333,0)	198,3%
Receita Financeira	358,0	149,5	139,5%	200,5	1.290,7	-84,5%
Despesa Financeira	(787,0)	(356,6)	120,7%	(1.193,8)	(1.623,7)	-26,5%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(43,2)	(11,9)	261,6%	(31,9)	(22,1)	44,3%
Resultado Antes dos Impostos e Equivalência Patrimonial	(259,0)	219,8	-	(305,9)	397,3	-
IR/CS	341,4	(22,7)	-	25,9	(615,9)	-
IR/CS Diferido	281,8	(51,4)	-	617,0	492,7	25,2%
Equivalência Patrimonial	(0,1)	(9,8)	-98,5%	(11,5)	(16,1)	-28,5%
Lucro Líquido	364,0	136,0	167,6%	325,4	258,0	26,1%

ANEXO III – Demonstração do Resultado - Distribuição

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	3T21	3T20	Variação 3T21/3T20	9M21	9M20	Variação 9M21/9M20
Receita Operacional Bruta	5.510,4	4.496,1	22,6%	15.903,6	13.014,4	22,2%
Fornecimento de Energia	3.701,7	3.348,2	10,6%	11.614,8	10.299,1	12,8%
CVA	596,9	264,5	125,7%	1.023,0	255,0	301,3%
Receita de Construção	278,4	230,1	21,0%	672,2	570,8	17,8%
Outras Receitas - crédito PIS/COFINS	-	-	-	-	-	-
Outras Receitas	933,4	653,3	42,9%	2.593,6	1.889,5	37,3%
Deduções da Receita Operacional	(1.949,3)	(1.637,0)	19,1%	(6.063,1)	(5.071,9)	19,5%
Receita Operacional Líquida	3.561,1	2.859,1	24,6%	9.840,6	7.942,4	23,9%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(2.830,2)	(2.116,7)	33,7%	(7.925,0)	(5.998,1)	32,1%
Energia elétrica comprada para revenda e despesas da CCEE	(2.262,6)	(1.520,1)	48,9%	(6.270,9)	(4.591,4)	36,6%
Encargos de conexão e uso da rede	(289,1)	(366,5)	-21,1%	(981,9)	(835,9)	17,5%
Custo de construção	(278,4)	(230,1)	21,0%	(672,2)	(570,8)	17,8%
Custo/Despesa Operacional	(447,7)	(349,3)	28,2%	(1.219,5)	(1.258,3)	-3,1%
Pessoal	(76,7)	(87,1)	-12,0%	(261,2)	(291,5)	-10,4%
Material	(4,1)	(7,6)	-45,4%	(21,3)	(20,1)	6,2%
Serviços de terceiros	(86,6)	(113,0)	-23,4%	(315,2)	(341,2)	-7,6%
Provisões	(299,1)	(152,5)	96,1%	(676,2)	(640,8)	5,5%
Outros	18,7	10,8	72,6%	54,5	35,3	54,4%
EBITDA Ajustado	283,2	393,1	-27,9%	696,0	686,1	1,4%
Depreciação e amortização	(142,3)	(134,2)	6,1%	(413,4)	(402,5)	2,7%
Outras receitas/despesas operacionais	(42,0)	(11,9)	251,6%	(46,6)	(20,7)	125,6%
Resultado do Serviço	99,0	247,0	-59,9%	236,0	262,9	-10,3%
Resultado Financeiro	(339,3)	(115,6)	193,5%	(745,3)	(225,6)	230,3%
Receita Financeira	258,2	104,6	146,8%	175,3	857,4	-79,6%
Despesa Financeira	(597,6)	(220,2)	171,3%	(920,6)	(1.083,0)	-15,0%
Resultado antes dos impostos	(240,4)	131,4	-	(508,3)	38,3	-
IR/CS	352,2	(20,1)	-	214,6	(603,9)	-
IR/CS Diferido	262,6	(24,5)	-	492,0	601,8	-18,2%
Lucro/Prejuízo Líquido	374,5	86,7	331,7%	197,3	35,1	462,0%

ANEXO IV – Demonstração do Resultado - Geração

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	3T21	3T20	Variação 2T21/2T20	1S21	1S20	Variação 1S21/1S20
Receita Operacional Bruta	233,8	298,4	-21,7%	735,1	825,3	-10,9%
Suprimento - Venda de energia própria	209,4	219,5	-4,6%	601,4	671,5	-10,4%
Suprimento - Energia de Curto Prazo	22,3	76,7	-70,9%	127,5	146,8	-13,1%
Outras - TUSD	2,1	2,3	-7,1%	6,2	6,4	-3,6%
Outras	0,0	0,0	-46,2%	0,1	0,5	-89,8%
Deduções da Receita Operacional	(29,3)	(33,6)	-12,8%	(89,8)	(100,6)	-10,8%
Receita Operacional Líquida	204,5	264,8	-22,8%	645,3	724,6	-10,9%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(93,2)	(62,2)	49,9%	(182,0)	(210,4)	-13,5%
Custo/Despesa Operacional	(9,6)	(12,6)	-23,9%	(33,0)	(32,9)	0,2%
Pessoal	(4,5)	(6,1)	-27,2%	(14,8)	(17,7)	-16,4%
Material	(0,2)	(0,4)	-55,5%	(0,6)	(0,9)	-32,8%
Serviços de terceiros	(4,0)	(4,4)	-9,8%	(12,9)	(12,5)	3,6%
Provisões	0,1	(0,5)	-	(0,6)	2,2	-
Outros	(1,0)	(1,1)	-10,7%	(4,1)	(4,0)	1,8%
EBITDA Ajustado	101,6	190,0	-46,5%	430,3	481,4	-10,6%
Depreciação e amortização	(57,6)	(14,1)	309,6%	(85,7)	(42,3)	102,6%
Outras receitas/despesas operacionais	(1,3)	(0,0)	42166,7%	(1,7)	(0,8)	106,3%
Resultado do Serviço	42,7	175,9	-75,7%	342,9	438,2	-21,8%
Equivalência Patrimonial	-	(0,1)	-	-	(0,5)	-
Resultado Financeiro	(93,2)	(93,7)	-0,5%	(254,6)	(112,8)	125,8%
Receita Financeira	14,8	46,2	-67,9%	25,0	434,6	-94,2%
Despesa Financeira	(108,1)	(139,9)	-22,8%	(279,6)	(547,4)	-48,9%
Resultado antes dos Impostos	(50,5)	82,1	-	88,3	325,0	-72,8%
IR/CS	(3,1)	(0,3)	1080,9%	(160,0)	(0,9)	18288,5%
IR/CS Diferido	22,6	(26,0)	-	136,6	(104,4)	-
Lucro/Prejuízo Líquido	(31,0)	55,8	-	64,9	219,7	-70,5%

ANEXO V – Balanço Patrimonial Consolidado

ATIVO (R\$ MM)	3T21	4T20
Circulante	8.560	7.974
Caixa e equivalentes de caixa	109	653
Títulos e valores mobiliários	3.389	2.436
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	2.407	3.257
Estoques	71	62
Tributos e contribuições a recuperar	1.023	656
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	201	137
Ativos financeiros do setor	612	58
Despesas pagas antecipadamente	21	25
Dividendos a receber	-	-
Serviços prestados a receber	36	45
Instrumentos financeiros derivativos swaps	-	156
Outros créditos	545	339
Ativos classificados como mantidos para venda	147	-
Não Circulante	18.585	18.424
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	1.095	1.014
Tributos e contribuições a recuperar	3.462	4.420
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	364	-
Tributos diferidos	930	450
Despesas pagas antecipadamente	-	-
Instrumentos financeiros derivativos swaps	108	960
Depósitos vinculados a litígios	227	242
Ativos financeiros do setor	518	15
Ativo financeiro da concessão	6.571	5.197
Outros créditos	0	120
Ativo de contrato	345	983
Investimentos	357	366
Imobilizado	1.710	1.655
Intangível	2.828	2.899
Ativo de direito de uso	71	102
Ativo Total	27.145	26.397

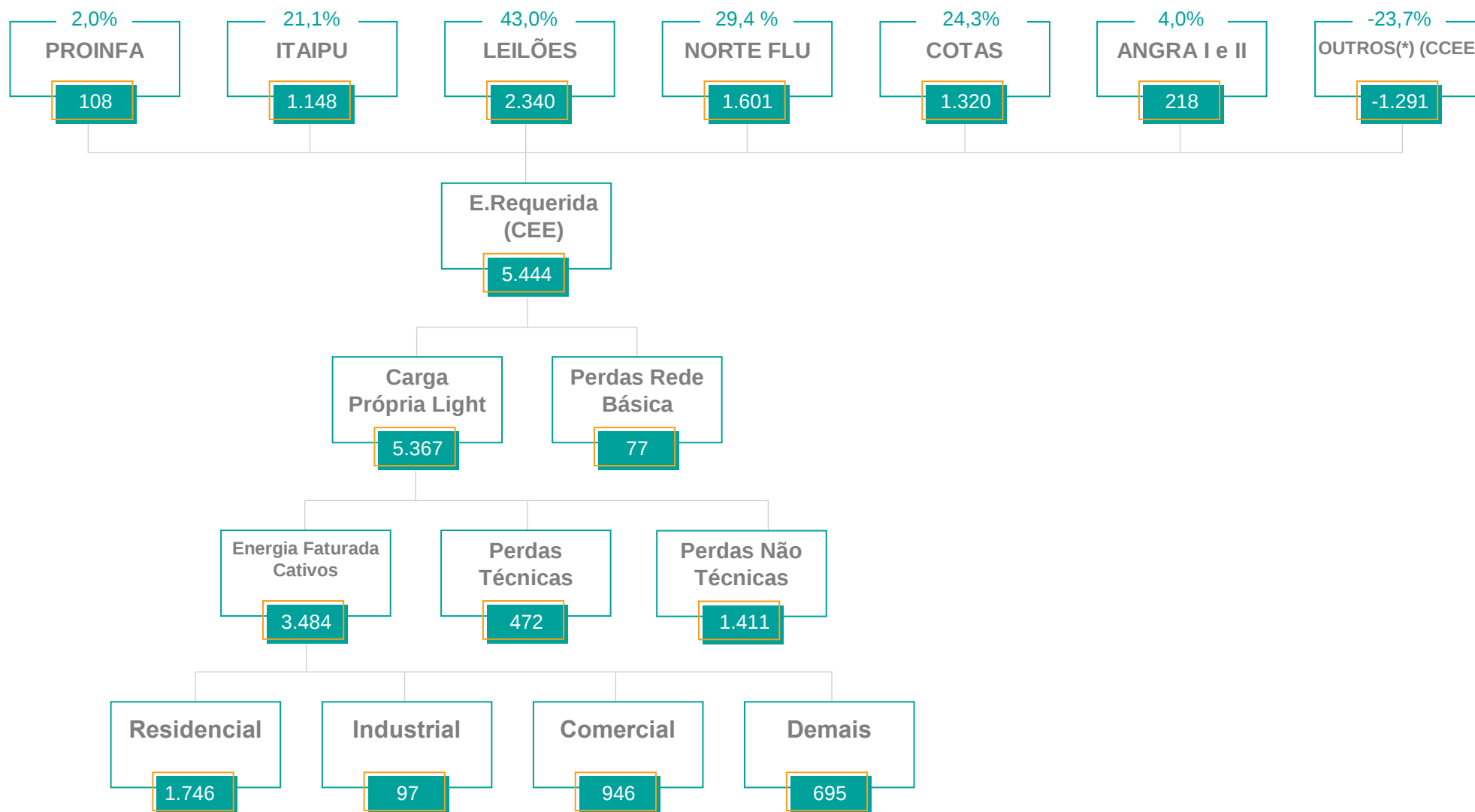
PASSIVO (R\$ MM)	3T21	4T20
Circulante	4.173	7.217
Fornecedores	1.715	3.440
Tributos e contribuições a pagar	210	167
Imposto de renda e contribuição social a pagar	83	2
Empréstimos e financiamentos	446	1.320
Debêntures	478	1.031
Passivos financeiros do setor	391	-
Instrumentos financeiros derivativos swap	-	-
Dividendos a pagar	-	164
Obrigações trabalhistas	95	91
Valores a serem restituídos a consumidores	-	296
Obrigações por arrendamento	32	47
Encargos regulatórios	312	275
Outros Débitos	412	384
Não Circulante	14.222	12.104
Empréstimos e financiamentos	4.083	3.091
Debêntures	5.683	4.243
Instrumentos financeiros derivativos swap	13	-
Tributos e contribuições a pagar	191	192
Tributos diferidos	272	408
Participações societárias a descoberto	-	-
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	30	31
Benefícios pós-emprego	505	648
Obrigações por arrendamento	5	5
Valores a serem restituídos a consumidores	43	59
Outros débitos	3.358	3.382
Patrimônio Líquido	8.750	7.076
Capital Social	5.392	4.051
Reserva de capital	17	9
Reservas de lucros	2.816	2.816
Ajustes de avaliação patrimonial	293	304
Outros resultados abrangentes	-105	-105
Lucros acumulados	337	-
Passivo Total	27.145	26.397

ANEXO VI – Balanço Energético

Balanço Energético (GWh)	3T21	3T20	Variação 3T21/3T20	9M21	9M20	Variação 9M21/9M20
= Carga Fio	7.596	8.099	-6.2%	25.867	25.635	0.9%
- Energia medida transportada para concessionárias	244	450	-45.7%	946	1.502	-37.0%
- Energia medida transportada para clientes livres	1.985	1.792	10.8%	6.054	5.334	13.5%
= Carga Própria	5.367	5.858	-8.4%	18.867	18.799	0.4%
- Energia Faturada (Cativo)	3.484	3.776	-7.7%	11.958	12.213	-2.1%
Mercado Baixa Tensão	2.708	2.881	-6.0%	9.452	9.451	0.0%
Mercado Média e Alta Tensão	776	896	-13.3%	2.507	2.762	-9.2%
= Perda Total	1.883	2.081	-9.5%	6.908	6.586	4.9%

Balanço energético da Distribuição (GWh)

3º trimestre 2021 - Dados realizados até agosto (setembro totalmente previsto) |



Observação

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

| Custos e Despesas – Distribuição

| Conta de Compensação de Variação de Itens da Parcela A – CVA

| Resultado Financeiro – Consolidado, Distribuição, Geração

| Balanço Patrimonial – Distribuição e Geração

| Fluxo de Caixa – Consolidado, Distribuição e Geração



Light

**EARNINGS
RELEASE**

3Q21

Rio de Janeiro, November 11, 2021

HIGHLIGHTS

3Q21

Earnings Webcast

November 12, 2021 | 2:00 p.m. (BRT)

Zoom ID: [841 6263 8279](https://light.com.br/join/84162638279)



The 12-month **collection rate at September 2021** was **96.2%**, reflecting progress on initiatives to improve this indicator since January 2021



Initiatives to **improve revenues and collections** delivered strong results. We reduced **unread customers** by 24.2% over the last 9 months. We introduced **installment payments by credit card**, with 11,000+ customers opting in within 2.5 months



Total losses on grid load (12-month) ended 3Q21 at 26.67%, down 0.17 p.p. on 2Q21



Light was ranked among the **top two distribution companies** in Brazil for **power supply quality (EODi and EOFi)**.



PMC down 24.5% (R\$ 48.1 million) on 3Q20



Strong cash position and a **lengthened debt profile**, with **average maturities** increasing to **3.8 years** (vs. 2.1 years at December 2020)



Our hedging strategy in the Generation business helped to mitigate **exposure to hydrological risk**, with a residual exposure of only 4MW in the quarter

LIGT
B3 LISTED NM

IBRX100 B3

IEE B3

ISE B3

ICO2 B3

OPERATIONAL HIGHLIGHTS 3Q21



Reformulated and newly implemented commercial processes have helped to **reduce complaints**. At September 2021, our ECF1 rate was **an all-time low**. **All major offenders were reduced**: meter reading errors, estimate-based invoices, registration, access restrictions, and complaints in general.



In 2021, we had **34% fewer invoices with reading errors**, ensuring customers were invoiced correctly and helping to minimize complaints.



At September 2021, **only 4.64% of our customers were unmetered**. Year to date, we reduced the number of unread customers by 42% compared to 2020.

Note: 1) Equivalent Complaint Frequency



More than 3.7 million customer service cases handled via WhatsApp (chatbot) since its latest version was launched in June 2021, now fully automated and with a wider range of available services. We are now the distribution company with the **widest range of features available via WhatsApp**.



We redesigned our self-service kiosks and app to provide a more user-friendly experience and new available services.



Message from the CEO

A Focus on Execution

In third quarter 2021 we advanced further on our efforts against electricity theft, expanding the number of normalized connections and replacements of obsolete meters as part of our inspection program. New invoicing guidelines were also implemented for normalized customers to improve collections and the sustainability of the process. We now take account of customers' profiles and income to ensure they can remain in the formal market and in our paying customer base on a permanent basis.

Total losses on grid load ended 3Q21 at 26.67%, down 0.17 p.p. on 2Q21. A high level of dedication from our team supported continued and sustained progress on this front.

As part of our loss reduction strategy, in 3Q21 we began to roll out our Light Community Program at scale, after piloting the project at 4 locations in the previous quarter. One of the goals of the program is to reconnect to low-income communities by seeking to understand issues from customers' perspective and then designing actions to ensure successful program delivery, helping to reestablish our presence in Risk Areas.

Now termed as Special-Approach Areas, these areas are home to most of our low-income communities and will be addressed through a special approach until we are able to reestablish a relationship of trust with the community.

Our conventional energy recovery initiatives have been poorly suited to the social and economic conditions in these communities, and



Nonato Castro
CEO | Light

Message from the CEO

therefore have been ineffective. This has required us to revisit our policies for these communities.

As the first initiative within this program, we created a community relations function under the Customer Relationship department with a mission to support our loss reduction and collection goals while leveraging the customer relationship expertise that has been built by our other channels, including the Ombudsman's Office, service offices, our corporate and government customer divisions, and social media.

As a second step, we selected a group of more than 200 community leaders to represent the interests of their communities. This group is attending a series of workshops with managers at Light.

As a third step, we held benchmarking meetings with other companies operating in low-income communities, including utility, sanitation and financial services companies, both in Brazil and in other countries.

After completing these steps, we established a set of five program drivers:

1. Making electricity bills affordable for customers
2. Hiring locally
3. Seeing things from communities' perspective
4. Building civic engagement
5. Sustainability

“...we are building a virtuous cycle underpinned by the sustainability of our concession, civic engagement, job and income opportunities, communities' perspectives, communications, and organization-wide engagement.”

A total of 18 structuring, scalable initiatives will be implemented, spanning the full spectrum of customers in Special-Approach Areas.

To ensure customers are able to pay their bills immediately and without hassle, the program will also provide rate discounts under a recent ANEEL resolution.

In early November, the Rio de Janeiro State Government approved a reduction of the ICMS tax rate on electricity for residential customers within the ANEEL Special Rate Program.

Through these initiatives, we are building a virtuous cycle underpinned by the sustainability of our concession, civic engagement, job and income opportunities, communities' perspectives, communications, and organization-wide engagement.

We have also continued to invest in power quality, with increasingly satisfactory results. EODi and EOFi rates have remained below the ANEEL-established

Message from the CEO

limits under our concession agreement, and this quarter we achieved the lowest levels in the last 20 years.

This strong performance reflects the successful delivery of our multi-annual investment plan and initiatives to upgrade and modernize our systems and substations, as well as our centralized operation centers and better-targeted maintenance activities.

In the Generation business, hydrological conditions were challenging throughout the third quarter. An extended drought resulted in a significantly higher PLD price, which remained at the ceiling throughout the quarter, while the GSF fell to historically low levels.

Prudent management of our hydrological hedge throughout the 1st half of 2021 played a crucial role in hedging our results and allowing us to navigate the worst of the water crisis.

In debt management, we completed important fundraising transactions in the

quarter that improved our debt profile and lengthened our average maturities from 3.3 to 3.8 years. Our cash position remains robust and sufficient to cover all our obligations.

In sustainability, our growing expertise in ESG management has enhanced internal discussions and Company-wide engagement around these issues. In the quarter, we started a review of our materiality matrix and created an operational ESG Committee that is tracking our monthly progress on the ESG targets used as inputs in determining variable compensation for the Executive Board, executive officers and topic owners. These include targets related to diversity, waste and reforestation.

We continue to progress in implementing a management model that will help us to chart and follow the best course to address our day-to-day challenges. Process excellence is a key competitive differentiator that allows Light to respond proactively to change, and this has delivered positive results for the benefit of all our stakeholders.

Overall, we have continued, step by step, to build the future company we want Light to be, with a solid foundation and a focus on sustainable performance that will support continued growth.

Consolidated

Light S.A.

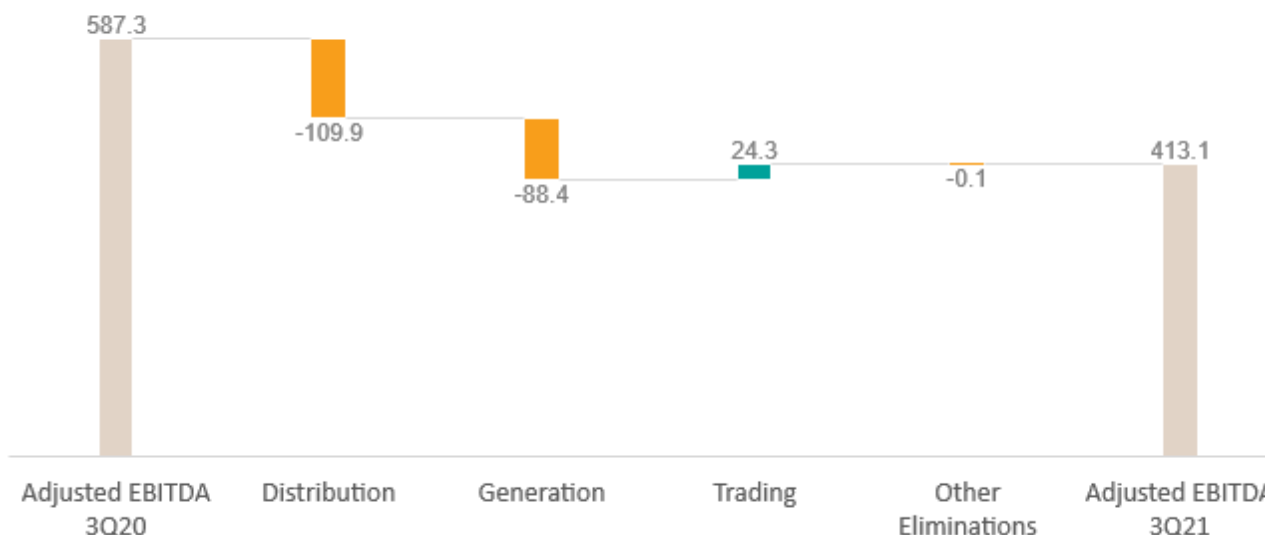
Financial Performance

Consolidated Adjusted EBITDA was **R\$ 413.1 million** in 3Q21, down 29.6% from R\$ 587.3 million in 3Q20. **Excluding non-recurring ADA** recognized in the Distribution business, Adjusted EBITDA would have been **R\$ 453.6 million**.

Adjusted EBITDA in the **Distribution business** was **R\$ 283.2 million** in 3Q21, a decrease of R\$ 109.9 million compared with 3Q20 (R\$ 393.1 million) primarily reflecting an increase in ADA and judicial contingencies, which were partly offset by a lower PMC. **Excluding the effect of nonrecurring ADA** in the quarter, **Adjusted EBITDA** would have been **R\$ 323.7 million**.

Adjusted EBITDA in the **Generation business** was **R\$ 101.6 million** in 3Q21, down 46.5% from 3Q20 (R\$ 190.0 million). The reduction was driven by worsening

Adjusted EBITDA by segment | 3Q20 / 3Q21 - R\$ MM



hydrological conditions during the year, which led to a lower GSF and a higher PLD price, and consequently higher expense on purchased electricity. Despite the challenging conditions, the Generation business successfully mitigated these impacts through a proactive hydrological hedging strategy that provided 97% coverage of our short-term exposure.

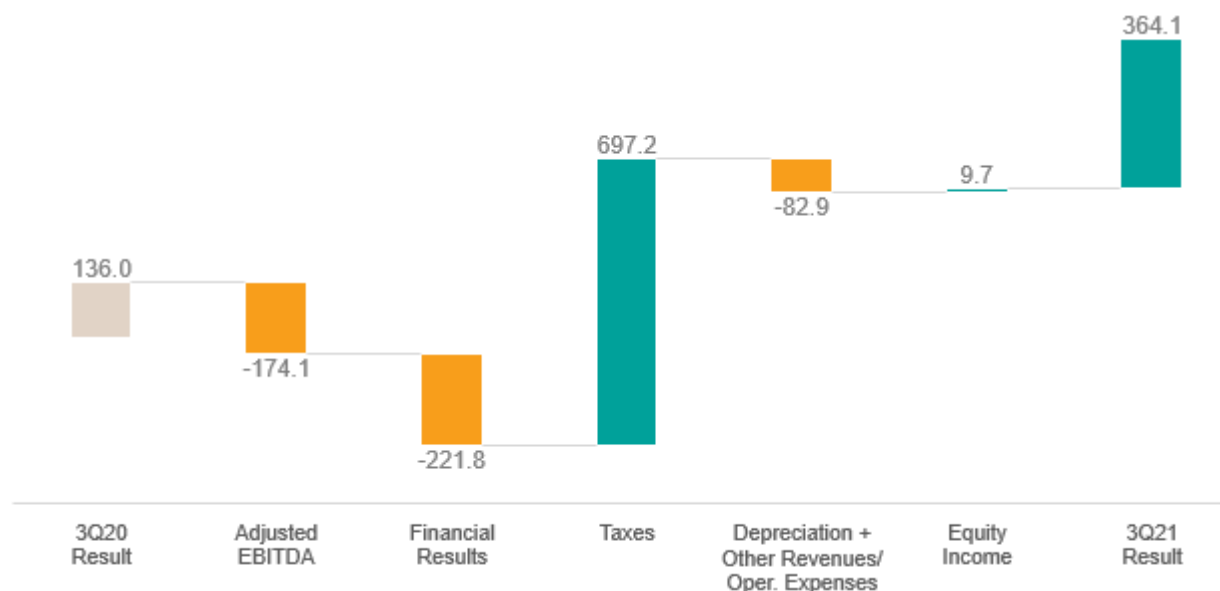
In the **Trading** business, **Adjusted EBITDA** was **R\$ 32.8 million** in 3Q21 vs. R\$ 8.5 million

in 3Q20, an increase of 284.1% driven by higher revenue from electricity trading. Average selling prices in the period were 40.9% higher than in 3Q20. The higher PLD price, reflecting a larger share of short-term and intra-year trades, helped to strengthen EBITDA in the quarter.

Net income was **R\$ 364.0 million in 3Q21**, compared to net income of R\$ 136.0 million in 3Q20, reflecting net income of respectively R\$ 374.5 million and R\$ 22.5 million in the Distribution and Trading businesses in 3Q21, compared with net income of respectively R\$ 86.7 million and R\$ 5.8 million in 3Q20. Net income in the Distribution business was helped by the **recognition of court award from the STF (Federal Superior Court)**, of R\$ 539.9 million, pursuant to which IRPJ/CSLL tax is not payable on interest at the SELIC rate on refunds of overpaid taxes. The Company's net income in the quarter was partly offset by a net loss of R\$ 31.0 million in the Generation business. Finance revenue (expense) was affected by the marking-to-market of debt swaps (without cash effects) and debt service costs. **Excluding the effect of nonrecurring ADA** in the Distribution business, consolidated net income would have been **R\$ 390.7 million**.

Consolidated net debt was **R\$ 7,097.6 million** at quarter end, a 13.6% increase from R\$ 6,245 million in 2Q21.

| Consolidated net income | 3Q20 / 3Q21 - R\$ MM



During the quarter, we completed our 7th issuance of debentures in the Generation business in two series, in the total amount of R\$ 500 million, maturing in 2028 and carrying interest at the CDI rate + 1.20% p.a. The 1st series debentures, in the amount of R\$ 400 million, were accredited as green bonds by Bureau Veritas. The proceeds will be used entirely towards improvements to the Nilo Peçanha and Ilha dos Pombos dams.

The Distribution business obtained a working capital loan of US\$ 40 million (R\$ 216.6 million) from Citibank in the quarter. The loan matures in 2025 and has a swap attached to it through maturity, carrying a cost of the CDI rate + 1.85% p.a.

During the quarter we also completed the redemption of Light SESA's and Light

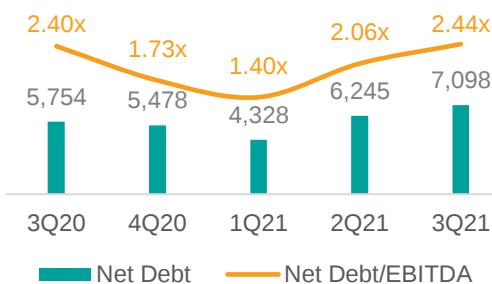
Energia's bonds maturing in 2023, and repaid the entire outstanding balance (including interest) of Light SESA's and Light Energia's debt to Citibank, in the amount of US\$ 160 million (R\$ 828.4 million), concurrently settling the attached hedge. Completion of these transactions in 3Q21 helped to **improve our debt profile** and **lengthen average maturity** from 3.3 years in 2Q21 to **3.8 years**.

In November 21, Light SESA's 23rd issue of debentures was settled in two series, totaling R\$532 million: the 1st series, of R\$263.5 million, maturing in five years and carrying interest at the CDI rate + 1.65 % aa ; and the 2nd series, in the amount of R\$268.5 million, maturing in seven years and carrying interest at the CDI rate + 1.95% p.a.

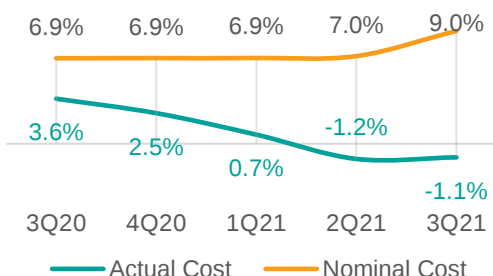
Net Debt to EBITDA¹, a covenant ratio, was 2.44x in 3Q21, higher than in 2Q21 (2.06x) but lower than the limit of 3.75x under most debt agreements. The **EBITDA/Interest ratio** was 5.32x at the end of 3Q21, above the covenant limit of 2.0x under most debt agreements.

¹ For debt covenant purposes, EBITDA is accounted for on a consolidated basis and excludes non-cash effects such as Equity Income,

Consolidated net debt | (R\$ million)

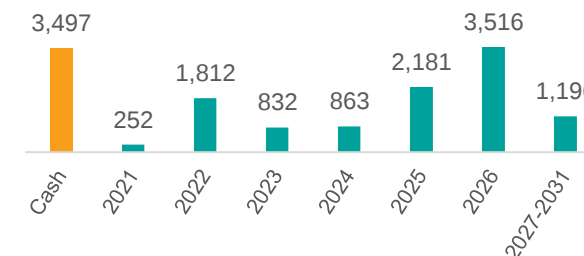


Debt service cost |



Amortization of loans, financing and debentures |

(R\$ million) | Average maturity: 3.8



Debt indexes |



Provisions, Indemnifiable Concession Assets and Other Operating Revenue/Expense.

Capital expenditure

Consolidated Capital Expenditure (R\$ MM)	3Q21	3Q20	Change 3Q21/3Q20	9M21	9M20	Change 9M21/9M20
Electric Assets (Distribution)	275.2	210.4	30.8%	685.3	543.9	26.0%
Engineering	152.5	110.2	38.4%	390.1	315.0	23.8%
Commercial	122.7	100.2	22.5%	295.3	228.8	29.0%
Non-Electric Assets	42.4	22.8	86.2%	99.5	58.7	69.7%
Generation (Light Energia & Lajes)	48.2	20.2	138.4%	94.4	38.0	148.1%
Total	365.8	253.4	44.4%	879.3	640.6	37.3%
Contributions to subsidiaries	1.4	0.7	107.0%	2.9	0.7	308.6%
Total Capital Expenditure (including contributions)	367.2	254.0	44.5%	882.1	641.3	37.6%

Consolidated total CAPEX was 44.5% higher in 3Q21 than in 3Q20, as planned.

In the **Distribution** business, significant investments included corrective maintenance and system expansion, which accounted for an increase of 38.4% in the Engineering line item. In the Commercial line item, the 22.5% increase in investments in 3Q21 reflects intensified normalization and disconnection/reconnection activity in the quarter.

In **Generation**, the Ilha dos Pombos spillway repairs and construction of the bypass tunnel

at the Lajes Complex represented an investment of R\$ 26.9 million in the quarter and R\$ 48.2 million year to date.

A total of R\$ 89.9 million has been invested since these projects commenced. Other capital expenditure included an equipment and systems upgrade at the Nilo Peçanha HPP and the Vigário and Santa Cecília pumped storage facilities, amounting to a total of R\$ 13.4 million.

In 3Q21, investments under the **Non-Electric Assets** line item increased by R\$ 19.6 million, largely in IT in connection with a systems and infrastructure upgrade (R\$ 17.1 million).

Distribution

Light Serviços de Eletricidade S.A.

Operating Performance

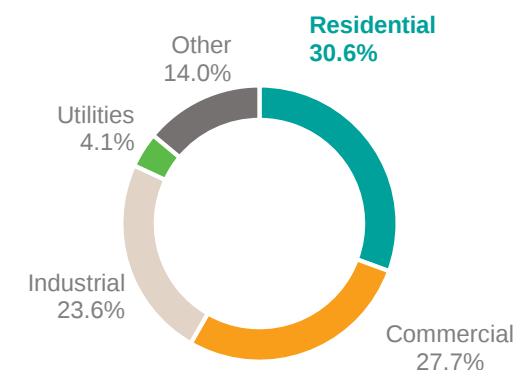
| Billed Sales [GWh] |

Segment	3Q20				3Q21				Change Total (%)	Change Total Captive + Free (%)
	Captive	Free	Utilities	Total	Captive	Free	Utilities	Total		
Residential	1,861	-	-	1,861	1,746	-	-	1,746	-6.2%	-6.2%
Commercial	1,029	546	-	1,575	946	634	-	1,580	0.3%	0.3%
Industrial	116	1,142	-	1,258	97	1,250	-	1,347	7.0%	7.0%
Other	770	104	-	874	695	102	-	797	-8.9%	-8.9%
Utilities	-	-	450	450	-	-	235	235	-47.7%	-
Total	3,776	1,792	450	6,018	3,484	1,985	235	5,704	-5.2%	-1.8%

Total electricity sales in 3Q21 were **5,704 GWh**, a decrease of 314 GWh (-5.2%) compared with 3Q20. Captive consumption was 3,484 GWh, a 7.7% reduction, while free consumption totaled 1,985 GWh, a 10.8% increase. In 3Q21 the number of active contracts was 4.343 million, a slight YoY gain of 0.3% in the quarter driven by our commercial campaign.

In 3Q21, Utility consumption decreased by 214 GWh. Utility consumption is electricity that is transported by our system and consumed by other utilities adjacent to Light SESA's service area. The total electricity market, excluding Utilities, contracted by 99 GWh **(-1.8%)** from 3Q20 to 3Q21.

| Electricity Sales | 3Q21



| Average Temperature [°C]

21.6°C average in 3Q21 $\times$ 23.2°C average in 3Q20

24.6°C (4-year average)

Residential consumption was 1,746 GWh in 3Q21, a YoY reduction of 6.2% driven primarily by lower temperatures (-1.6°C) according to the table above or -7% in the period. However, consumption in this segment in the quarter was higher than in 3Q19 (1,700 GWh), even though temperatures during that quarter were warmer (22.0°C).

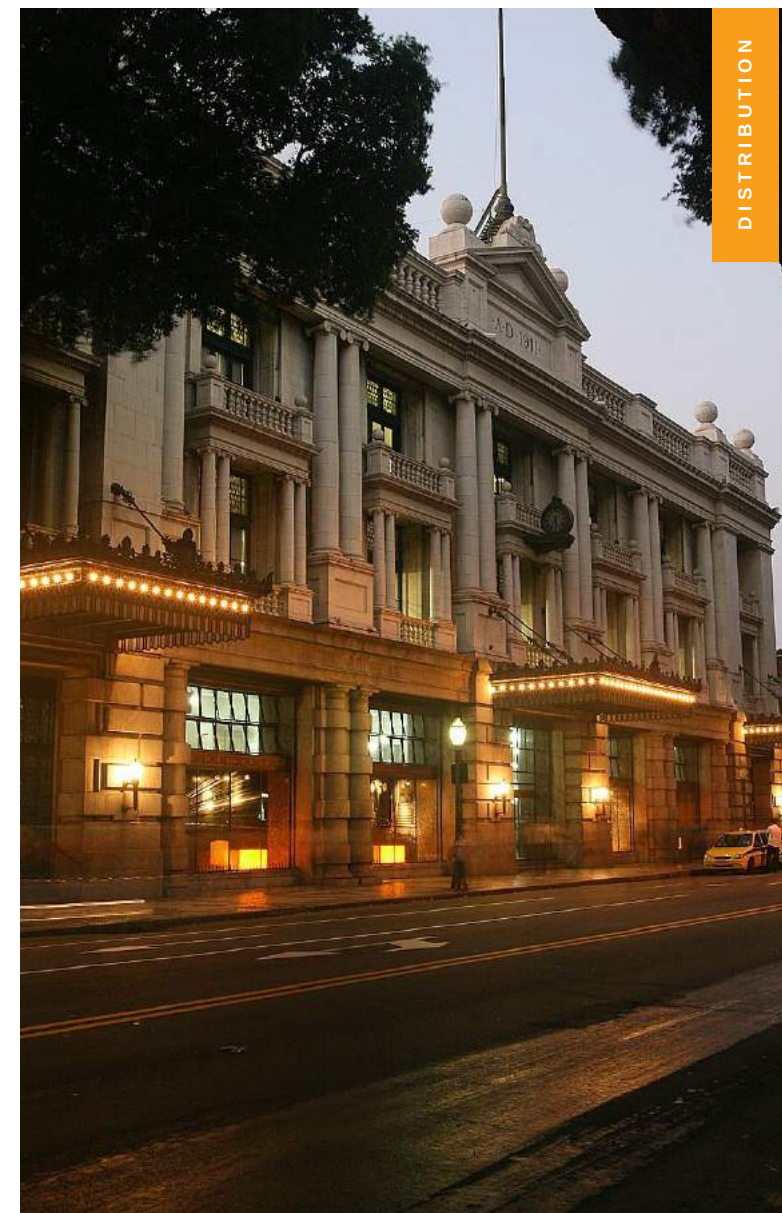
Commercial segment consumption, including captive and free customers, **grew 0.3%** compared with 3Q20, led primarily by gated communities and service stations. The consumption of smaller customers has been constrained by a slow economic recovery in our service area.

The Industrial segment recorded YoY **growth of 7.0%**, performing strongly as in previous quarters, largely on the back of high demand in the steelmaking industry.

Utility consumption **contracted by 47.7%** YoY in 3Q21. This reflected lower consumption by utilities adjacent to Light SESA's service area, due to the lower temperatures in the period. In addition, one

adjacent utility switched its power connection to a thermal power plant that became operational in August 2021, and has since been dispatched by the ONS.

The **free market** accounted for 34.8% of total distribution sales in the quarter. The migration of captive customers to the free market has no effect on our margins, as we continue to transport, and receive TUSD charges for, their electricity. In 3Q21 the number of free customers increased by 50 compared to June 2021, totaling **1,436 customers**.



Loss Reduction

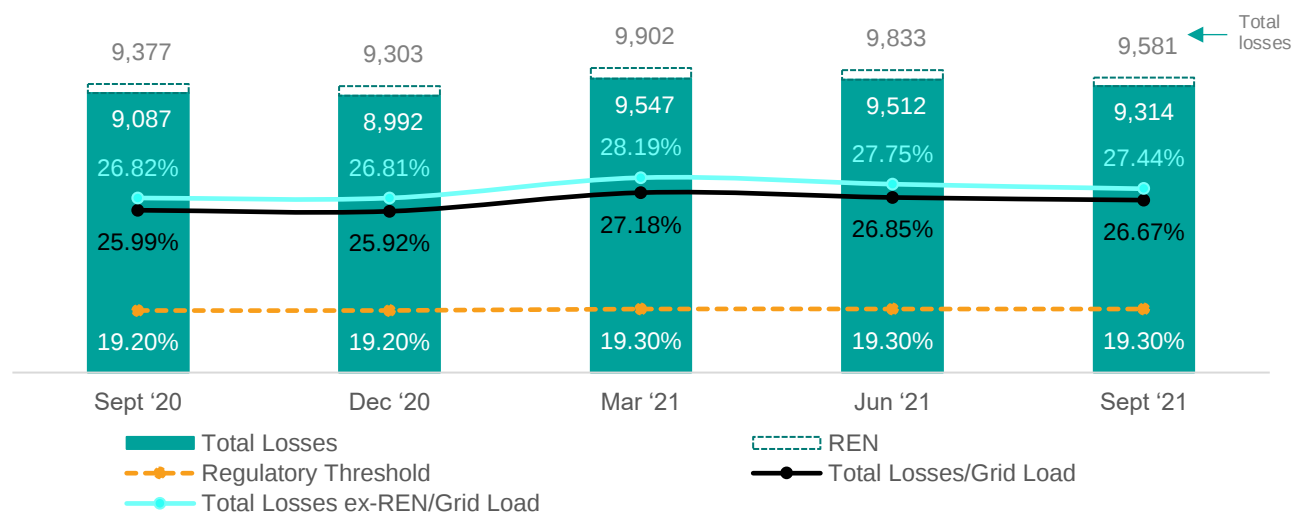
Total losses (12 months) **decreased by 198 GWh** in 3Q21, declining for the second consecutive quarter. Excluding REN, total losses (12 months) similarly fell by 252 GWh from 2Q21.

Total losses on grid load ended 3Q21 at **26.67%**, **down 0.17 p.p.** on 2Q21. Reduced Utility consumption, with one utility switching its connection to the national backbone grid in July 2020, had a significant impact on total losses. This effect was isolated and non-manageable by Light SESA, and accounted for a 0.60 p.p. increase in total losses on grid load. Were it not for this effect, total losses would have been 26.07% in 3Q21.

Light is currently 7.37 p.p. above the 19.30% regulatory pass-through cap defined by ANEEL in its Rate-Setting Review (RTP) in March 2017, as adjusted by the benchmark market and ratified by the regulator in the rate adjustment (IRT) in March 2021.

Among the activities under our **loss reduction plan**—which was revised at the

Changes in Total Losses [GWh] | 12 months

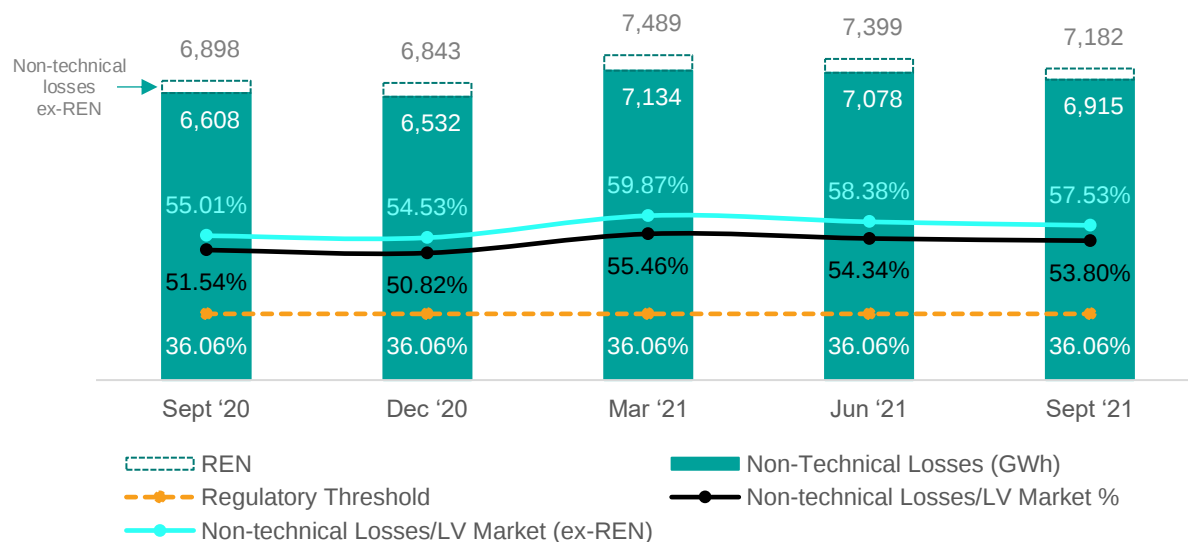


beginning of the year—recurring energy recovery efforts remained the most effective in the quarter. The number of normalizations in the quarter rose by 29,245 (+46%) YoY, and we expanded our efforts to replace obsolete meters, ending the quarter with more than 8,700 (+88%) units replaced.

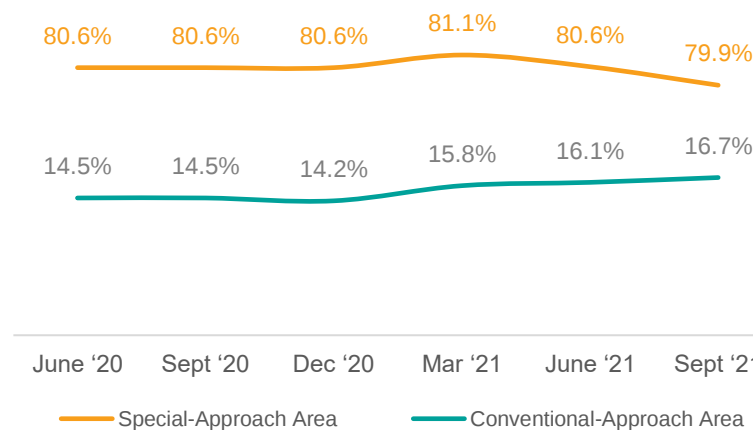
Non-technical losses/low voltage market (12 months) **decreased by 0.54 p.p.** to **53.80%** compared to 2Q21. The reduction reflects a 163 GWh decrease in nontechnical

losses, despite the 173 GWh contraction of the low-voltage market.

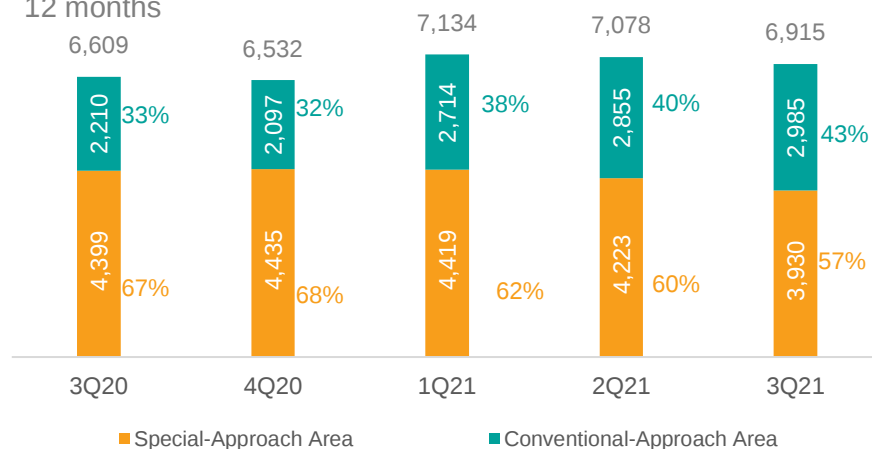
Changes in non-technical losses/low voltage market | 12 months



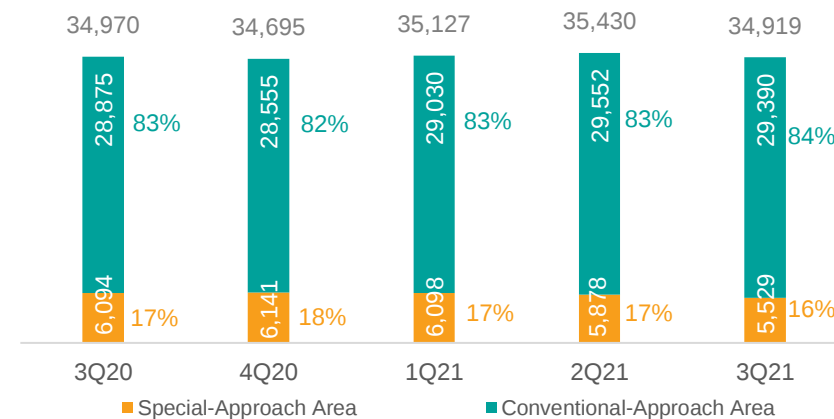
Total Losses/Grid Load | 12 months



Non-Technical Losses [GWh] | 12 months



Grid Load [GWh] | 12 months

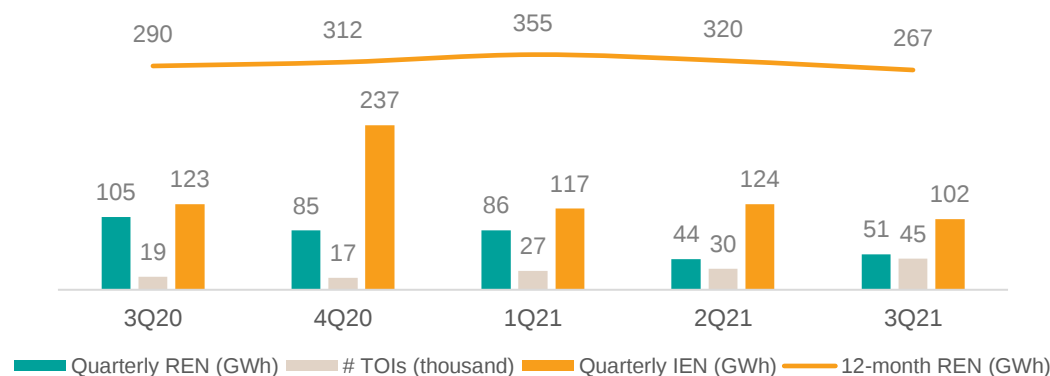


The higher losses in Conventional Approach Areas can be attributed to two primary factors. In 1Q21, after reestablishing relationships with customers in Special Approach Areas, we reclassified these as Conventional-Approach Areas. These areas, however, still have relatively high loss rates. The second factor relates to the suspension of customers that were reconnected in 2020 in Conventional Approach Areas, which affected collections in these areas and, consequently, our loss rates. Conversely, the milder temperatures in 3Q21 led to a reduction in loads and, consequently, in losses in Special-Approach Areas, where consumers are inherently more wasteful.

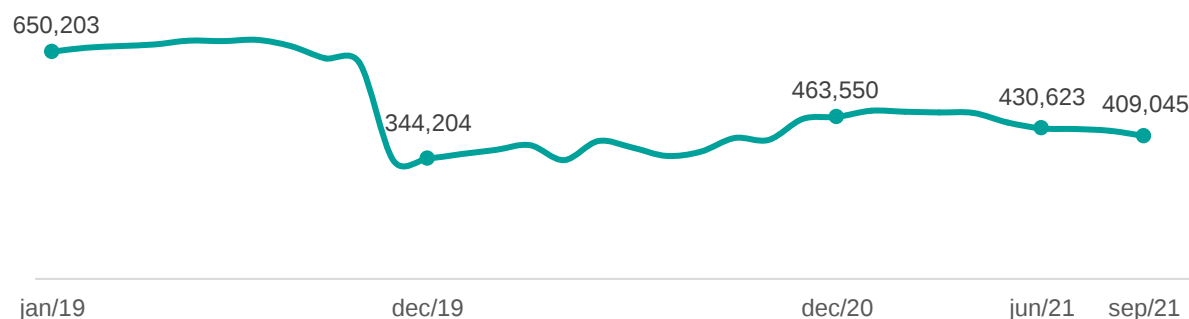
Incorporated Power (IEN, 12 months) fell 21 GWh in 3Q21 compared with 3Q20. Not including the effects from our initiative addressing disconnected customers in 2020, IEN would have been 43 GWh or 35% higher than in 3Q20.

As described in our 1Q21 earnings release, Light's initiative addressing

12-month changes in quarterly IEN and REN [GWh] and number of TOIs [thousand]



Disconnected customers [as of Sept '21]



disconnected customers has continued in 2021 but with a revised strategy to improve the collection profile. This led to a reduced volume of customer normalizations compared with the previous year.

Despite the 76% reduction in efforts to normalize disconnected customers, the enhanced strategy has delivered results and the volume of disconnected customers continued to fall in 3Q21.

Recovered Power (REN, 12 months)

decreased by 16.8% in the quarter compared to 2Q21, at 267 GWh. In April 2021 we adopted guidance on REN billing to improve collection and the sustainability of the process. We created a matrix that matches collection timing to customers' profile and economic situation. This will make it easier for customers to pay their electricity bills along with their other monthly expenses, allowing them to remain in the formal market while increasing billed sales for the Company in a sustainable manner.



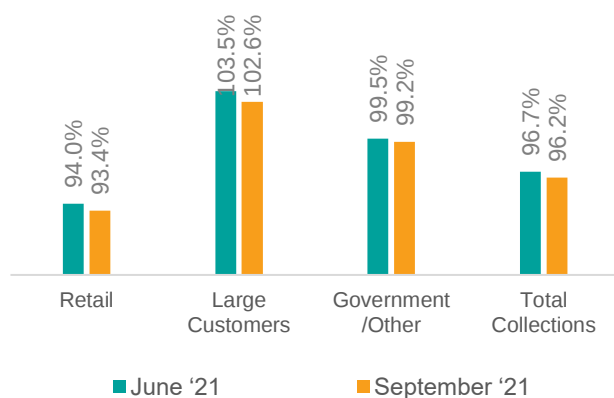
Collections

Our **total collection rate** (12 months) was **96.2%** as of September 2021, **a decrease of 0.5 p.p. on June 2021** (96.7%) and an increase of 1.3 p.p. on September 2020 (94.9%).

The collection rate was affected primarily by **increased collections** in September due to **higher temperatures**, and the start of the **Water Shortage surcharge**, which was not fully collected within the month. A significant portion of collections in September fall due in the following month (4Q21).

| Collection rate by segment |

12 months [including overdue REN installment]



We continued to implement improvements in the collection process, including a larger **volume of disconnections, negotiations, administrative proceedings**, implementation of a **machine learning-enabled ARU** collection system, and **payment using debit cards** or credit cards, either upfront or in up to 24 installments. In October 2021 we launched PIX (instant bank transfers) as an added method of payment.

The ratio of **ADA to Gross Operating Revenue (12 months)** was 3.5% in September 2021, **increasing by 0.3 p.p.** from 2Q21.

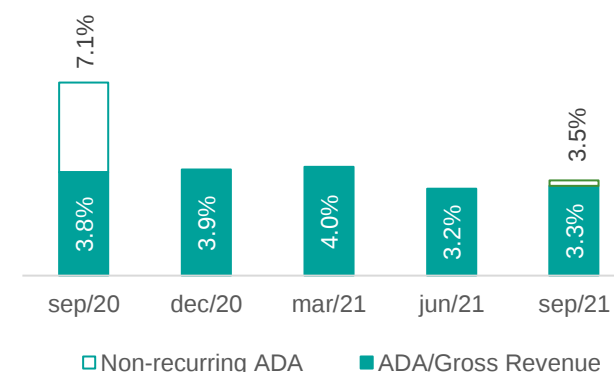
ADA was 245.8 million in the quarter, 41.8% higher than R\$ 173.3 million in 3Q20. Year to date, ADA was level with the previous period (R\$ 518.2 million in 9M21 compared with R\$ 519.5 million in 9M20).

Our ADA in 3Q21 was affected by the **recognition of a nonrecurring provision** for a portion of trade receivables from customers under judicial reorganization, in the amount of R\$ 40.5 million. Excluding this effect, **ADA in the quarter would have been R\$ 205.3**

million and the **ratio of ADA to gross revenue would have been 3.3%.**

| ADA/Gross Revenue |

12 months



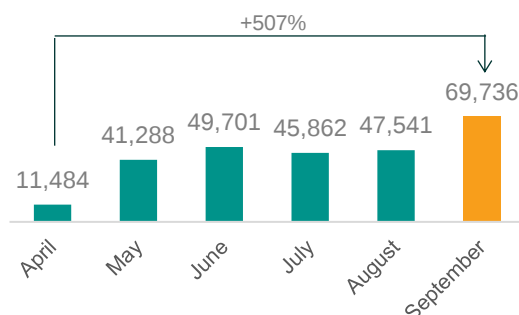
Operational Levers against delinquency

The COVID-19 pandemic caused an economic downturn in the state of Rio de Janeiro, adding to the already significant challenge of **delinquency** in our service area.

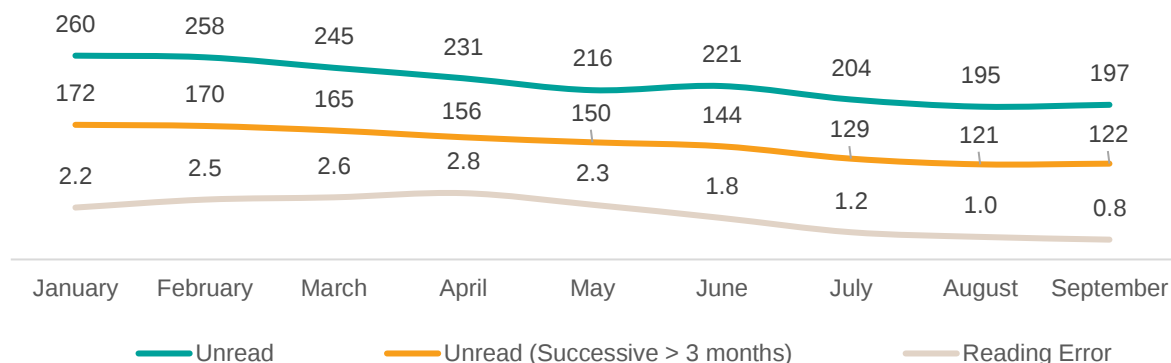
We intensified our collection efforts throughout the quarter; this included **sending collection messages via SMS, email and WhatsApp**, blacklisting with credit protection bureaus, protests, and disconnection of power supply. We also **implemented a machine learning-enabled ARU collection system** that has improved collection results.

These initiatives have helped to enhance the invoicing and collection process. “Unread”

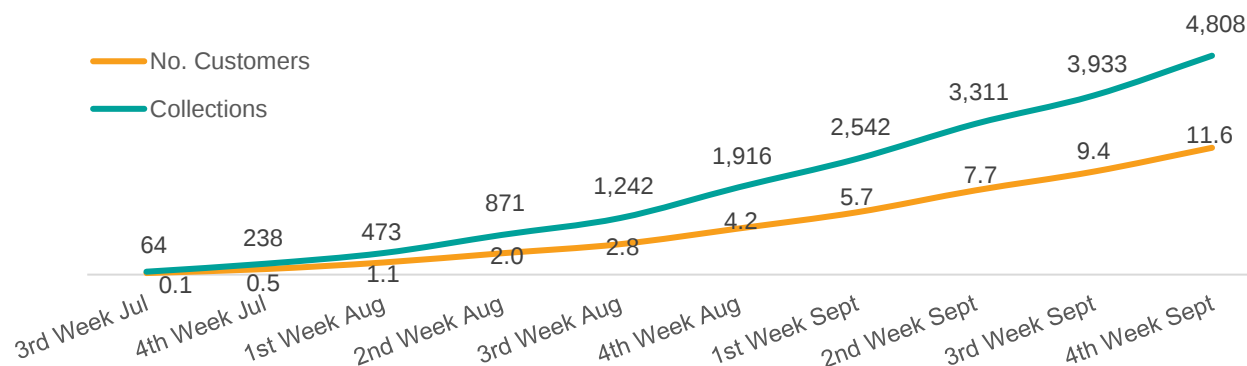
| No. of machine learning ARU contacts |



| Operational Collection Indicators (Thousand Customers) |



| Collection R\$ (Thousand) and No. of customer payments via credit card - Cumulative |



and “reading error” figures have continued to decline since January 2021, reaching their lowest level in September 2021. As a result of our efficient and thorough invoicing process, collections have consistently improved since the beginning of the year, while our customer

base has incrementally expanded. In 3Q21 **Light implemented a credit card payment method** that allows customers to pay their entire outstanding balance in up to 24 installments.

All collection teams are currently equipped with card readers and trained to offer this method of payment during customer visits.

More than 11,000 customers have opted in to this payment method.

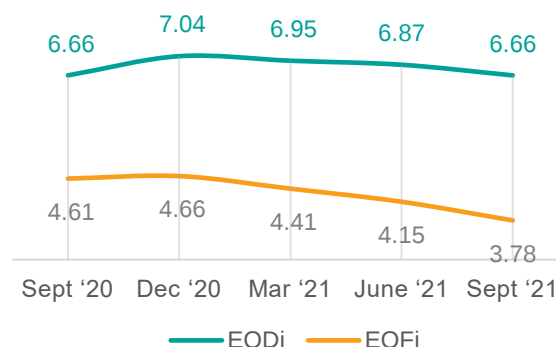
Light also offers customers the option **to pay their bills via PIX** (instant bank transfers) by scanning a **QR Code** that has been available on all invoices issued from October, as well as via a **digital wallet (PicPay) with a cashback reward program**.

Operational Quality²

Despite the challenges stemming from the pandemic, Light had another year of record-setting results. This performance was primarily thanks to continued execution of our multi-annual investment plan and initiatives to modernize our distribution systems and substations, combined with continuous operational improvements such as centralized operation centers and better-targeted maintenance activities.

² EOD and EOF rates have been recalculated under an ANEEL resolution.

| EODi [hours] and EOFi [times] | 12 months



Equivalent Internally Caused Outage Duration per Consumer Unit – **EODi (12 months)** was **6.66 hours** in 3Q21, down 3.1% (-0.21h) from June 2021.

Equivalent Internally Caused Outage Frequency per Consumer Unit – **EOFi (12 months)** was **3.78x** in 3Q21, decreasing by 8.9% (-0.37x) from June 2021. Our EODi and EOFi rates were the lowest in the last 20 years.

In 3Q21, both **EODi and EOFi were below the limits established by ANEEL in the concession agreement**. EODi was 17% (-

1.36h) below the limit of 8.02 hours and EOFi was 27% (-1.37x) below the limit of 5.15x at quarter end.

*Light has continued to deliver strong operational results, and has been ranked as the 2nd best distribution company for EODi and EOFi.**

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

Financial Performance

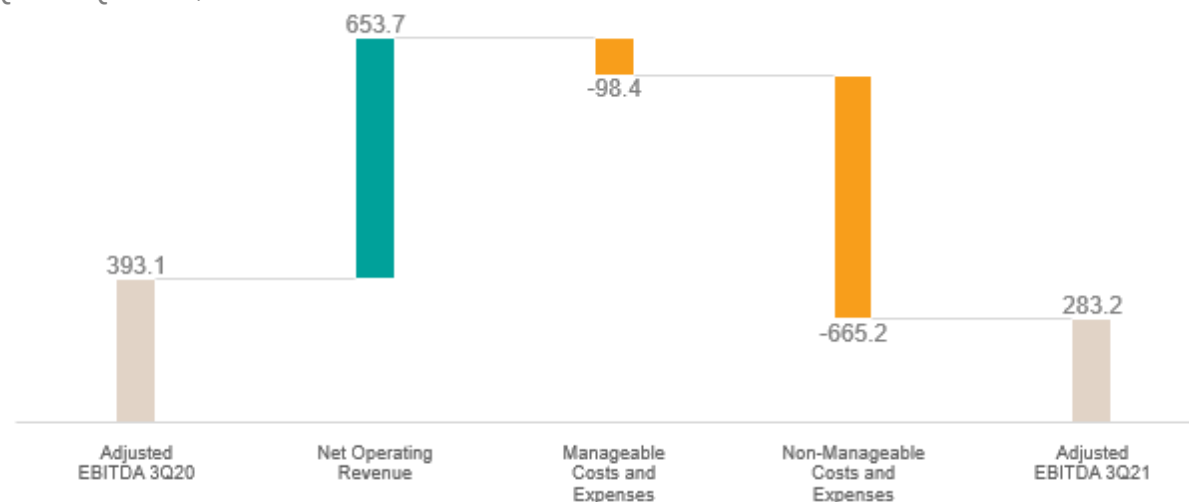
Adjusted EBITDA in the Distribution business was R\$ 283.2 million in 3Q21, down 27.9% from 3Q20. This decrease reflects the higher ADA and judicial contingencies in the quarter, which were partly offset by a reduction in PMS. **Excluding nonrecurring ADA** in the quarter, as explained in the section Collections, **Adjusted EBITDA would have been R\$ 323.7 million.**

Net operating revenue, excluding construction revenue, was R\$ 3,282.7 million in 3Q21, up 24.9% on 3Q20, broken down as follows:

| Revenue from Captive and Free Customers was R\$ 2,507.1 million in the quarter, a gain of 18.0% on 3Q20 primarily driven by the implementation of higher rate tiers in 2021, the rate-setting review in March 2021 (with an average effect of 6.75%), and 10.8% growth in billed sales to Free Customers.

| Unbilled sales were R\$ 48.5 million, decreasing by R\$ 88.1 million compared

Adjusted EBITDA | 3Q20 / 3Q21 - R\$ MM



with 3Q20 due to average temperatures being 1.6°C lower in 3Q21.

| CVA was R\$ 534.9 million in 3Q21, a gain of R\$ 270.4 million from 3Q20 primarily reflecting higher expenses on Hydrological Risk, which were offset mainly by contractual surplus sales on the spot market, lower backbone grid expense, and higher rate tier revenue.

| The fair value of Indemnifiable Concession Assets (VNR) was R\$ 166.6 million in 3Q21

compared to R\$ 69.1 million in 3Q20, due to the higher inflation (IPC-A) rate in the period.

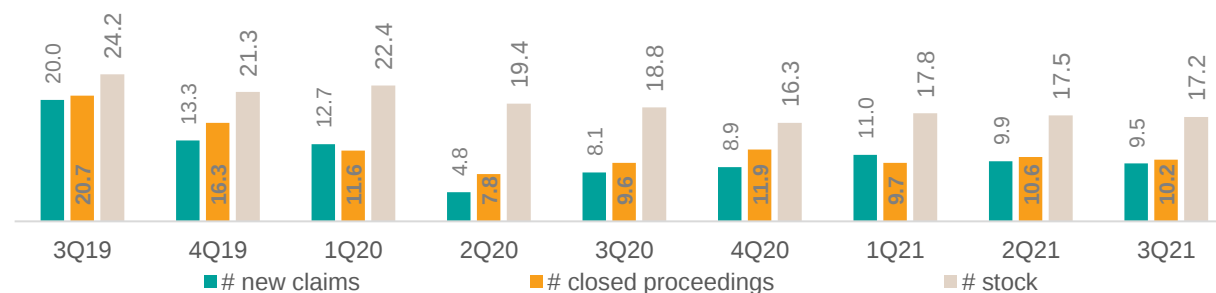
Manageable costs and expenses totaled R\$ 632.0 million in the quarter, up 27.6% from 3Q20, reflecting an increase in ADA (including non-current ADA) and provisions for

contingencies, which was partly offset by PMSO expenses.

PMSO (Personnel, Material, Third Party Services and Other) expenses decreased by 24.5% (R\$ 48.1 million) compared to 3Q20. The lower **PMS expense** reflects higher capitalization levels as a result of regulatory investments in the period, which will be incorporated into the Company's BRR. We also recorded a R\$ 9.3 million reduction in Services expense as a result of improved field crew productivity and higher process efficiency.

Provisions/contingencies totaled R\$ 53.2 million at quarter end. If the figure for 3Q20 were adjusted for the reversal of provisions for civil and labor claims, amounting to respectively R\$ 26.7 million and R\$ 33.2 million, there would have been an increase of R\$ 14.2 million. The increase primarily reflects the higher provision for civil claims, explained by the aging stock of proceedings. Small Claims Courts (JEC) provisions were in line YoY, reflecting an improved stock of claims despite a 17.8% YoY increase

| Litigation - JEC [thousand] |



in new claims in 3Q21. The growth in new claims reflects the impact in 2020 from restrictions during the pandemic. However, our stock of JEC claims has continued on a downward trend, especially compared with 3Q19 (-28.8%).

Non-manageable costs and expenses were R\$ 2,551.7 million in 3Q21, a YoY increase of R\$ 665.2 million or 35.3% attributable to higher expenses on electricity purchases from the Norte Fluminense Thermal Power Plant and power plants with availability contracts, as well as CCCE expense.

The substantial increase in thermal power generation output in 3Q21 resulted in a higher expense on power plant availability contracts, an increase of R\$ 494.2 million on 3Q20.

The rate adjustment for the Norte Fluminense Thermal Power Plant increased costs by R\$ 186.7 million. The higher US dollar exchange rate during the rate-setting period in November 2020 and a higher IGP-M rate both contributed to the rate increase for this plant.

CCEE expenses rose by R\$ 217.2 million in 3Q21 compared with 3Q20. The most significant changes in the year include:

- | A significantly higher PLD and lower GSF throughout 3Q21 contributed to an R\$ 869.1 million increase in hydrological risk expense.
- | Increased dispatching of higher-cost thermal power stations and electricity imports from neighboring countries by the ONS to ensure supply security resulted in a R\$ 210.8 million

increase under System Service Charges (ESS).

Revenue from contract surplus sales on the spot market (R\$ 671.1 million) due to the higher PLD and reduced load, and credits received in connection with a surplus in the Spare Capacity Charge (REE) account (R\$ 168.0 million), helped to offset the overall increase in CCCE expense in 3Q21.

Finance revenue (expense) in 3Q21 was an expense of R\$ 339.3 million compared with an expense of R\$ 115.6 million in 3Q20, worsening by R\$ 223.7 million due to impacts on the following line items:

Debt service charges (-R\$ 98.1 million), primarily as a result of the higher basic interest rates in the period.

Swap transactions and foreign-exchange variance (-R\$ 87.1), reflecting losses on marked-to-market foreign currency-denominated debt swaps due to a widening future CDI curve.

Finance Revenue (Expense) [R\$ MM]	3Q21	3Q20	Change 3Q21/3Q20	9M21	9M20	Change 9M21/9M20
Finance Revenue	258.2	104.6	146.8%	175.3	857.4	-79.6%
Finance Expense	(597.6)	(220.2)	171.3%	(920.6)	(1,083.0)	-15.0%
Total	(339.3)	(115.6)	193.5%	(745.3)	(225.6)	230.3%

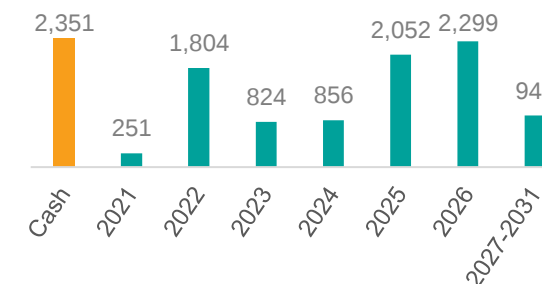
Monetary variance (-R\$ 64.8 million) due to the higher IPC-A rate in the period (3.0% in 3Q21 vs. 1.2% in 3Q20).

Year to date, finance revenue (expense) was an expense of R\$ 745.3 million versus an expense of R\$ 225.6 million in 9M20.

The Distribution business posted **net income of R\$ 374.5 million** in 3Q21, compared with R\$ 86.7 million in 3Q20. Net income in the Distribution business was helped by the **recognition of a court award from the STF** in this quarter, in the amount of R\$ 539.9 million, which establishes the no incidence of the IRPJ/CSLL tax is not payable on interest at the SELIC rate on refunds of overpaid taxes.

Amortization [R\$ MM]

Average maturity: 3.6 years



Debt indexes



Generation

Light Energia S.A.

Tackling the Water Crisis in 2021

A water crisis gradually unfolded toward the end of the 2nd quarter, **severely affecting hydroelectric generation facilities** as GSF levels were forecast to fall significantly below the historical average for the last months of the dry season, in the 3rd quarter of the year.

These forecasts were ultimately confirmed. The **water crisis drove up the PLD price** to its ceiling from the start of the quarter to September 24, with the **GSF falling to an all-time low as a result**.

This adverse combination of factors was especially challenging for hydroelectric generation facilities participating in the Energy Relocation System (MRE), as hydroelectric generation was displaced by thermal generation, which was largely dispatched out of merit order to maintain and restore reservoir levels. These events combined to

further reduce the GSF and increase the exposure of hydroelectric generators to the spot market.

Due to the impacts from these factors, in 3Q21 Light Energia had an allocated capacity, after adjusting for the GSF, of only 317 aMW to cover 456 aMW in contract sales.

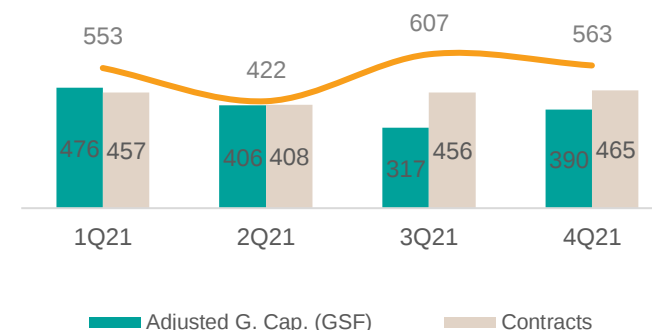
Prudent management of our hydrological hedge throughout the 1st half of 2021 played a **crucial role in hedging our results** and enabling us to navigate the worst of the water crisis.

Light Energia had purchased 123 aMW at the end of 2Q21, compared with a projected exposure of 110 aMW. However, actual conditions were more severe than projected, resulting in a final exposure of 139 aMW in 3Q21. **As part of an active management approach focused on preserving results** in the Generation business, an advance purchase of 135 aMW resulted in a net exposure of 4 aMW at the end of 3Q21.

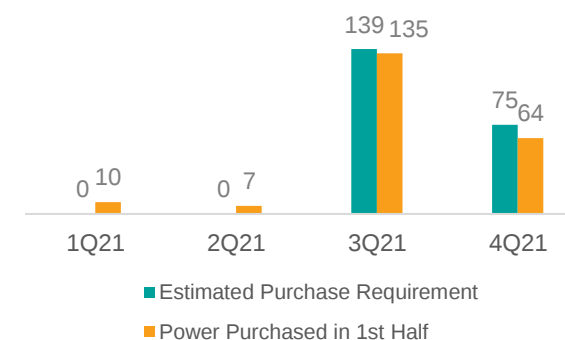
The PLD price was at or near its ceiling (R\$ 583.88/MWh) throughout most of 3Q21. This would have been the settlement price on the

spot market had Light Energia not acted preventively and taken a conservative approach in addressing uncertainties in the market.

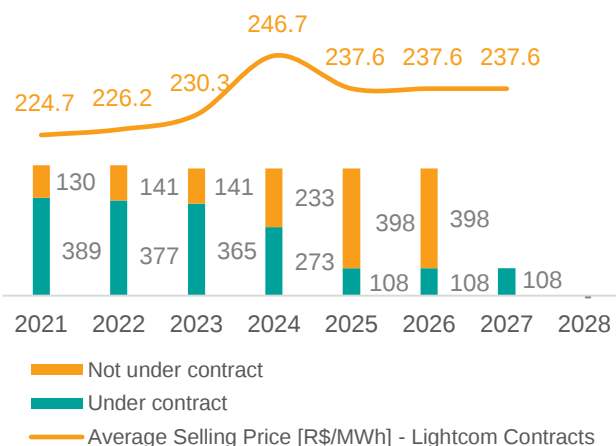
| Guaranteed Capacity [aMW] |



| Power Balance [aMW] |



Contract Capacity [aMW] |



Light Energia mitigated exposure through advance free-market purchases at prices lower than the PLD in 3Q21 (R\$ 290/MWh).

Operating Performance

Light's **power balance management strategy** is based on mitigating hydrological risk through proactive electricity trading. This strategy includes joint initiatives by Light's Generation and Trading businesses, which align their efforts to maximize consolidated gains on electricity *

*Net amounts as of January 2021.

purchase and sale transactions. These strategies are designed to hedge the results of the Generation business during a crisis, such as the water crisis in the 3rd quarter of the year.

As part of our strategy for the Generation business, we **leave a substantial portion of our Guaranteed Capacity not under contract**. In 2021, 18.5% of our total capacity was reserved for hedging purposes. This portion of our capacity is used to **mitigate any seasonal GSF effects during the course of the year**.

Light Energia's proactive strategy was crucial in navigating the water crisis **without significant impact on our financial performance**. Purchasing electricity at less than the PLD price in the period proved to be effective in navigating the most critical period in the year. As a result of the strategy we implemented throughout 2021, our power balance had an efficient surplus to fully cover electricity sold in the period. Due to the seasonalization of our contracts, we were able to reduce electricity sales allocations by 14.7% in 3Q21 compared to 3Q20. Prices on

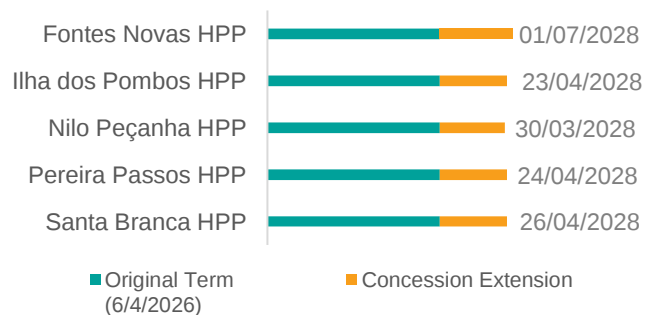
purchased electricity rose by 194.5%, especially in the Free Contracting Environment (ACL), reflecting higher demand due to the water crisis.

GSF Agreement Amendment

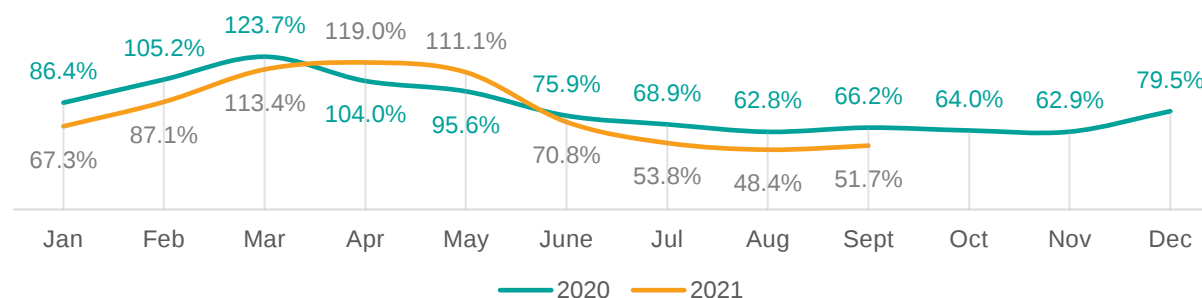
On August 21, pursuant to the GSF Agreement, ANEEL approved an extension of the concession agreements for Light Energia's hydropower and pumped storage plants, which we anticipate will be for an additional term of 24 months.

In September 2021, Light Energia withdrew from certain legal proceedings in which it sought protection from the extraordinary effects of the GSF, and formalized its acceptance of the new concession terms for its assets with ANEEL.

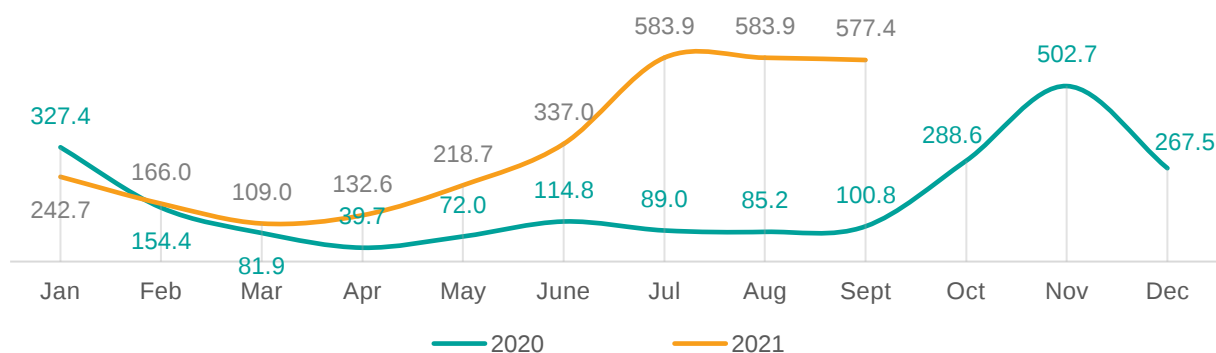
Light Energia's new concession terms



GSF - Generation Scaling Factor



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



Financial Performance

Net revenue decreased by 22.8% (R\$ 60.3 million) YoY in the quarter primarily as a result of contract seasonalization and the consequent reduction in power sales allocations in 3Q21 compared with 3Q20.

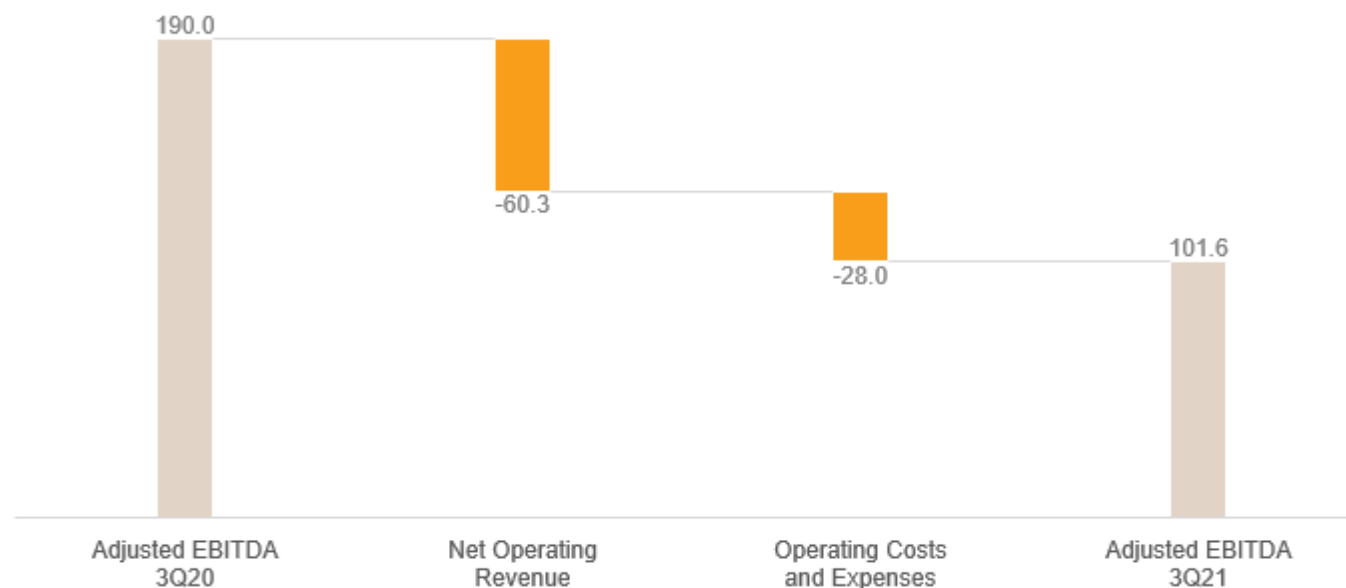
Operating costs and expenses totaled R\$ 161.8 million in 3Q21 compared to R\$ 88.9 million in 3Q20, an 81.9% increase reflecting higher expenses on purchased electricity as part of our strategy for hedging against the water crisis, which offset the need to purchase electricity due to the low GSF in the period.

PMS expense fell by R\$ 2.4 million YoY, with the highest reduction in the Personnel line item.

Depreciation increased by R\$ 43.6 million on 3Q20 reflecting ANEEL regulation of the GSF, the effects of which were recognized in 4Q20.

Adjusted EBITDA was R\$ 101.6 million in 3Q21, down 46.5% from 3Q20. The decrease reflects the seasonalization of our contracts, resulting in reduced electricity sales, and an

Adjusted EBITDA | 3Q20 / 3Q21 - R\$ MM



increase in electricity purchases for hydrological hedging purposes.

Finance revenue (expense) in 3Q21 was an expense of R\$ 93.2 million, in line with 3Q20. The most significant changes were in the following line items:

| Swap transactions and foreign-exchange variance recorded a net decrease of R\$ 51.1 million, reflecting losses on marked-to-market foreign currency-denominated debt swaps due to a widening future CDI curve.

| Debt service charges were affected by higher basic interest rates, generating a negative effect of R\$ 44.0 million.

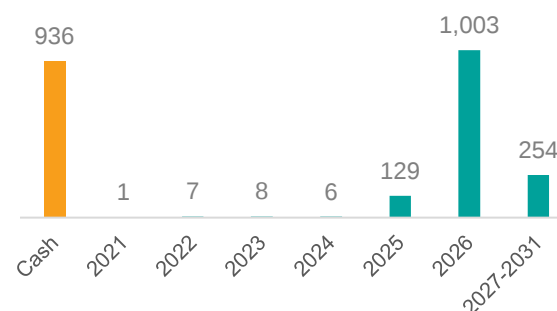
This was partly offset in the quarter by the non-adjustment of the GSF, the outstanding balance of which was settled in April 2021, and by higher yields on short-term investments due to the larger cash balance and higher interest rates.

Light Energia, excluding its equity interest in Guanhões, reported a **net loss** of R\$ 31.0 million in 3Q21 compared to a net income of R\$ 56.2 million in 3Q20.

Finance Revenue/Expense [R\$ MM]	3Q21	3Q20	Change 3Q21/3Q20	9M21	9M20	Change 9M21/9M20
Finance Revenue	95.4	46.2	106.2%	23.9	434.6	-94.2%
Finance Expense	(188.6)	(139.9)	34.8%	(278.5)	(547.4)	-48.9%
Total	(93.2)	(93.7)	-0.5%	(254.6)	(112.8)	125.8%

| Amortization [R\$ MM] |

average maturity: 3.1 years



| Debt indexes |



Trading

Lightcom Comercializadora S.A.

Operating and Financial Performance

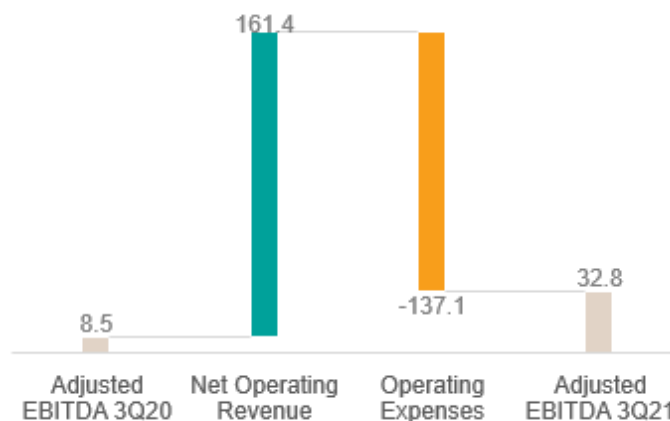
Trading volume was 739 aMW in 3Q21, a gain of 17.8% on 3Q20 (627 aMW) reflecting increased intra-year trading with market agents (generation and trading companies).

The **average selling price** in the period was R\$ 248.8/MWh, 40.9% higher than in 3Q20 (R\$ 176.6/MWh). The increase reflects higher market prices and added intra-year trades, as well as the prices on long-term sales contracts within Lightcom's business portfolio.

The Trading business posted **Adjusted EBITDA** of R\$ 32.8 million in 3Q21, compared with Adjusted EBITDA of R\$ 8.5 million in 3Q20, due to higher revenues from the resale of electricity.

Lightcom's **finance revenue** increased by R\$ 1.2 million YoY, driven by a higher cash balance and higher interest on short-term

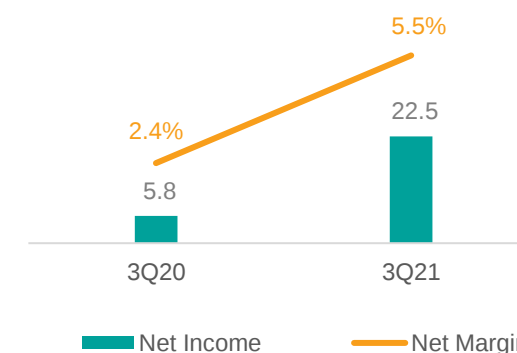
| Adjusted EBITDA | 3Q20 / 3Q21 - R\$ MM



investments in the comparison between the periods.

Net income was R\$ 22.5 million, R\$ 16.7 million higher than in 3Q20.

| Net Income [R\$ M] and Net Margin [%] |



Performance on Environmental, Social and Governance (ESG) issues

Performance in the Quarter

In 3Q21 we made **continued progress on our ESG Action Plan**—we held a series of ESG engagement workshops with employees, and assessed business partners against an ESG Maturity Index, and provided them with feedback and recommendations on good practices.

During the quarter, we decided to update and improve our Materiality Matrix to reflect current developments and stakeholder needs, and incorporate new analysis filters. Our ESG+ Committee, which is tasked with recommending improvements to our sustainability agenda, approved a proposed methodology and will track progress in status meetings.

The Materiality Matrix will list the most material sustainability topics from the

perspective of both the Company and our stakeholders. Identified material topics will inform the development of our reports and our strategy for the coming years.

We established an **operational ESG committee** that is tracking our monthly progress on the ESG targets used as inputs in determining variable compensation for the CEO, Executive Board, executive officers and topic owners. These include targets related to diversity, waste and reforestation.

During the quarter, we confirmed our participation as a constituent of the **B3 Corporate Sustainability Index (ISE B3)**

portfolio, which will be published toward the end of 2021. Light has been a constituent of the ISE B3 portfolio for 14 editions, since 2007.

During the launch of Lightcast, a podcast for Light employees, executives discussed best environmental, social and governance (ESG) practices and our ESG targets in a four-episode series.

Below we present selected indicators based on an analysis of the main ESG aspects that are tracked by the market or within existing frameworks (GRI, SASB, PRI, ISE, etc.)



ESG Indicators

Main Metrics	3Q21	3Q20	Change 3Q21/3Q20	9M21	9M20	Change 9M21/9M20
Environmental						
% sites SGI certified (Light Energia)	100%	100%	0.0 p.p.	100%	100%	0.0 p.p.
% sites SGA certified (Light SESA)	88%	88%	0.0 p.p.	88%	88%	0.0 p.p.
% renewable generation output	100%	100%	0.0 p.p.	100%	100%	0.0 p.p.
Water withdrawal per employee (m³)	4.57	4.09	11.7%	13.89	13.39	3.8%
Electricity consumption per employee (MWh)	5.39	5.33	1.2%	16.75	15.85	5.7%
Social						
Company employees	5,313	5,407	-1.7%	5,313	5,407	-1.7%
Outsourced workers	7,947	6,157	29.1%	7,947	6,157	29.1%
% women employees	18.1%	18.4%	-0.3 p.p.	18.1%	18.4%	-0.3 p.p.
% women in leadership positions	27.1%	27.2%	-0.1 p.p.	27.1%	27.2%	-0.1 p.p.
Average hours of training per employee	5.7	12.9	-55.8%	14.83	39.4	-62.4%
Turnover rate	2.1%	3.2%	-1.1 p.p.	6.7%	10.4%	-3.7 p.p.
Injury frequency rate	2.15	2.48	-13.3%	2.78	2.14	29.9%
Injury severity rate	184	79	132.9%	375	66	468.2%
Total customer complaints	7.89%	8.13%	-0.2 p.p.	33.35%	29.33%	4.02 p.p.
Governance						
% independent Board members	100.0%	77.8%	22.2 p.p.	100.0%	77.8%	22.2 p.p.
% women in Senior Management positions	37.5%	26.7%	10.8 p.p.	37.5%	26.7%	10.8 p.p.
Shares held by Senior Management	88,100	35,750	146.4%	88,100	35,750	146.4%
Average age of Senior Management	54	53	1.9%	54	53	1.9%
Other						
Distribution system length (km)	80,437	79,164	1.6%	80,437	79,164	1.6%
Investments in Energy Efficiency (R\$ MM)	14.88	8.07	84.4%	45.06	27.31	65.0%
R&D investment (R\$ MM)	5.64	4.19	34.4%	18.34	15.49	18.4%

Significant YoY changes in the quarter included:

| An increase in the number of independent members of the Board of Directors. With the new composition of the Board of Directors as elected in the April 2021 General Meeting, all members are now independent and 1/3 are women.

| We recorded 17 injuries in the third quarter of 2021, the same number as in the second quarter of the year and the third quarter of 2020. However, the injury frequency rate decreased by 13% as it was diluted by a larger number of man-hours worked in the period. The severity rate increased by 133% YoY due to a severe injury that occurred in July. To prevent recurrence, all injuries are investigated and addressed through process reviews and awareness raising.

| The number of outsourced workers expanded by 29% in connection with the Ilha dos Pombos HPP spillway works, the initial onboarding of contractors for construction of the Lajes Complex bypass tunnel, and increased field control activities.

| Energy efficiency investments rose by 84% as we resumed projects that had been affected by a severe wave of COVID-19. During the quarter, we kicked off a project at the Central Military Police Hospital that will retrofit its lighting system and replace 367 inefficient individual air conditioners with a central air conditioning system (central condenser), greatly improving energy efficiency.

| R&D investment rose by 34% as we resumed projects at the tail end of the worst COVID-19 wave, and completed five projects to develop technologies for reducing nontechnical losses.

| Training man-hours decreased in the quarter due to the high baseline in 3Q20 in connection with our efforts to in-source field crews at the end of 2019 and in early 2020. In 2021, the entire organization was engaged around implementing a Management Excellence Program that includes process reviews and new routines to achieve continuous improvement.

| Customer complaints decreased by 0.2 p.p., continuing on a downward trend from 1Q21, as in 2Q21, reflecting a series of initiatives to minimize inbound complaints, such as: witnessed meter readings; development of a frequent complaint quick-guide with “quick and dirty” customer service tips; monitoring with a focus on continuous improvement; and agent training on analyzing historical consumption data so they are prepared for the Summer season, when warmer temperatures typically lead to a higher number of customer complaints about increased consumption.

| Water consumption per employee rose by 12%, reflecting the increased use of Company facilities as employees who were previously telecommuting, returned.

APPENDIX I – EBITDA Reconciliation

CVM EBITDA (R\$ MM)	3Q21	3Q20	Change 3Q21/3Q20	9M21	9M20	Change 9M21/9M20
Net Income/Loss (A)	364.0	136.0	167.6%	325.4	258.0	26.1%
Income Tax/Social Contribution (B)	341.4	(22.7)	-	25.9	(615.9)	-
DEFERRED INCOME TAX/SOCIAL CONTRIBUTION (C)	281.8	(51.4)	-	617.0	492.7	25.2%
EBT (A - (B + C))	(259.1)	210.1	-	(317.4)	381.2	-
Depreciation and Amortization (D)	(200.0)	(148.4)	34.8%	(499.4)	(445.2)	12.2%
Financial Expense, Net (E)	(428.9)	(207.1)	107.1%	(993.4)	(333.0)	198.3%
CVM EBITDA ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	369.8	565.6	-34.6%	1,175.3	1,159.4	1.4%
Equity Income (F)	(0.1)	(9.8)	-98.5%	(11.5)	(16.1)	-28.5%
Other Operating Revenue/Expense (G)	(43.2)	(11.9)	261.6%	(31.9)	(22.1)	44.3%
Adjusted EBITDA = CVM EBITDA - (F) - (G)	413.1	587.3	-29.6%	1,218.8	1,197.7	1.8%

APPENDIX II – Statement of Income - Consolidated

Statement of Income (R\$ MM)	3Q21	3Q20	Change %	9M21	9M20	Change %
Gross Operating Revenue	5,636.3	4,626.7	21.8%	16,353.6	13,389.7	22.1%
Deductions	(1,996.6)	(1,678.7)	18.9%	(6,194.8)	(5,191.0)	19.3%
Net Operating Revenue	3,639.7	2,948.0	23.5%	10,158.8	8,198.7	23.9%
Operating Expense	(3,426.6)	(2,509.2)	36.6%	(9,439.4)	(7,446.3)	26.8%
PMSO	(164.7)	(215.1)	-23.4%	(598.2)	(672.9)	-11.1%
Personnel	(86.1)	(97.6)	-11.9%	(292.1)	(322.7)	-9.5%
Material	(4.2)	(8.0)	-47.6%	(21.9)	(21.0)	4.4%
Outsourced Services	(91.7)	(118.7)	-22.8%	(332.3)	(357.2)	-7.0%
Other	17.2	9.2	86.6%	48.2	28.0	72.5%
Purchased Electricity	(2,762.9)	(1,992.7)	38.7%	(7,664.9)	(5,689.5)	34.7%
Depreciation	(200.0)	(148.4)	34.8%	(499.4)	(445.2)	12.2%
Provisions	(53.2)	20.4	-	(158.6)	(119.2)	33.1%
ADA	(245.8)	(173.3)	41.8%	(518.2)	(519.5)	-0.2%
Adjusted EBITDA	413.1	587.3	-29.6%	1,218.8	1,197.7	1.8%
Finance Revenue (Expense)	(428.9)	(207.1)	107.1%	(993.4)	(333.0)	198.3%
Financial Revenue	358,0	149,5	139,5%	200,5	1.290,7	-84,5%
Financial Expense	(787,0)	(356,6)	120,7%	(1.193,8)	(1.623,7)	-26,5%
Other Operating Revenue/Expense	(43.2)	(11.9)	261.6%	(31.9)	(22.1)	44.3%
Income before Taxes and Equity Income	(259.0)	219.8	-	(305.9)	397.3	-
Income Tax/Social Contribution	341.4	(22.7)	-	25.9	(615.9)	-
Deferred Income Tax/Social Contribution	281.8	(51.4)	-	617.0	492.7	25.2%
Equity Income	(0.1)	(9.8)	-98.5%	(11.5)	(16.1)	-28.5%
Net Income	364.0	136.0	167.6%	325.4	258.0	26.1%

APPENDIX III – Statement of Income - Distribution

Statement of Income (R\$ MM)	3Q21	3Q20	Change 3Q21/3Q20	9M21	9M20	Change 9M21/9M20
Gross Operating Revenue	5,510.4	4,496.1	22.6%	15,903.6	13,014.4	22.2%
Power Supply	3,701.7	3,348.2	10.6%	11,614.8	10,299.1	12.8%
CVA	596.9	264.5	125.7%	1,023.0	255.0	301.3%
Construction Revenue	278.4	230.1	21.0%	672.2	570.8	17.8%
Other Revenue - PIS/COFINS Credit	-	-	-	-	-	-
Other Revenue	933.4	653.3	42.9%	2,593.6	1,889.5	37.3%
Deductions from Operating Revenue	(1,949.3)	(1,637.0)	19.1%	(6,063.1)	(5,071.9)	19.5%
Net Operating Revenue	3,561.1	2,859.1	24.6%	9,840.6	7,942.4	23.9%
Cost of Power Supply Service	(2,830.2)	(2,116.7)	33.7%	(7,925.0)	(5,998.1)	32.1%
Electricity purchased for resale and CCEE expense	(2,262.6)	(1,520.1)	48.9%	(6,270.9)	(4,591.4)	36.6%
Grid connection and usage charges	(289.1)	(366.5)	-21.1%	(981.9)	(835.9)	17.5%
Construction cost	(278.4)	(230.1)	21.0%	(672.2)	(570.8)	17.8%
Operating Costs/Expenses	(447.7)	(349.3)	28.2%	(1,219.5)	(1,258.3)	-3.1%
Personnel	(76.7)	(87.1)	-12.0%	(261.2)	(291.5)	-10.4%
Material	(4.1)	(7.6)	-45.4%	(21.3)	(20.1)	6.2%
Outsourced services	(86.6)	(113.0)	-23.4%	(315.2)	(341.2)	-7.6%
Provisions	(299.1)	(152.5)	96.1%	(676.2)	(640.8)	5.5%
Other	18.7	10.8	72.6%	54.5	35.3	54.4%
Adjusted EBITDA	283.2	393.1	-27.9%	696.0	686.1	1.4%
Depreciation and amortization	(142.3)	(134.2)	6.1%	(413.4)	(402.5)	2.7%
Other operating revenue/expense	(42.0)	(11.9)	251.6%	(46.6)	(20.7)	125.6%
Service Revenue	99.0	247.0	-59.9%	236.0	262.9	-10.3%
Finance Revenue (Expense)	(339.3)	(115.6)	193.5%	(745.3)	(225.6)	230.3%
Finance Revenue	258.2	104.6	146.8%	175.3	857.4	-79.6%
Finance Expense	(597.6)	(220.2)	171.3%	(920.6)	(1,083.0)	-15.0%
Income before taxes	(240.4)	131.4	-	(508.3)	38.3	-
Income Tax/Social Contribution	352.2	(20.1)	-	214.6	(603.9)	-
Deferred Income Tax/Social Contribution	262.6	(24.5)	-	492.0	601.8	-18.2%
Net Income/Loss	374.5	86.7	331.7%	197.3	35.1	462.0%

APPENDIX IV – Statement of Income - Generation

Statement of Income (R\$ MM)	3Q21	3Q20	Change 2Q21/2Q20	1S21	1S20	Change 1S21/1S20
Gross Operating Revenue	233.8	298.4	-21.7%	735.1	825.3	-10.9%
Supply - Sale of own electricity	209.4	219.5	-4.6%	601.4	671.5	-10.4%
Supply - Short-Term Electricity Supply	22.3	76.7	-70.9%	127.5	146.8	-13.1%
Other - TUSD	2.1	2.3	-7.1%	6.2	6.4	-3.6%
Other	0.0	0.0	-46.2%	0.1	0.5	-89.8%
Deductions from Operating Revenue	(29.3)	(33.6)	-12.8%	(89.8)	(100.6)	-10.8%
Net Operating Revenue	204.5	264.8	-22.8%	645.3	724.6	-10.9%
Cost of Power Supply Service	(93.2)	(62.2)	49.9%	(182.0)	(210.4)	-13.5%
Operating Costs/Expenses	(9.6)	(12.6)	-23.9%	(33.0)	(32.9)	0.2%
Personnel	(4.5)	(6.1)	-27.2%	(14.8)	(17.7)	-16.4%
Material	(0.2)	(0.4)	-55.5%	(0.6)	(0.9)	-32.8%
Outsourced services	(4.0)	(4.4)	-9.8%	(12.9)	(12.5)	3.6%
Provisions	0.1	(0.5)	-	(0.6)	2.2	-
Other	(1.0)	(1.1)	-10.7%	(4.1)	(4.0)	1.8%
Adjusted EBITDA	101.6	190.0	-46.5%	430.3	481.4	-10.6%
Depreciation and amortization	(57.6)	(14.1)	309.6%	(85.7)	(42.3)	102.6%
Other operating revenue/expense	(1.3)	(0.0)	42166.7%	(1.7)	(0.8)	106.3%
Service Revenue	42.7	175.9	-75.7%	342.9	438.2	-21.8%
Equity Income	-	(0.1)	-	-	(0.5)	-
Finance Revenue (Expense)	(93.2)	(93.7)	-0.5%	(254.6)	(112.8)	125.8%
Finance Revenue	14.8	46.2	-67.9%	25.0	434.6	-94.2%
Finance Expense	(108.1)	(139.9)	-22.8%	(279.6)	(547.4)	-48.9%
Income before taxes	(50.5)	82.1	-	88.3	325.0	-72.8%
Income Tax/Social Contribution	(3.1)	(0.3)	1080.9%	(160.0)	(0.9)	18288.5%
Deferred Income Tax/Social Contribution	22.6	(26.0)	-	136.6	(104.4)	-
Net Income/Loss	(31.0)	55.8	-	64.9	219.7	-70.5%

APPENDIX V – Consolidated Statement of Financial Position

ASSETS (R\$ MM)	3Q21	4Q20
Current	8,560	7,974
Cash and cash equivalents	109	653
Marketable securities	3,389	2,436
Consumers, utilities, permissionaires and customers	2,407	3,257
Inventory	71	62
Taxes and contributions recoverable	1,023	656
Income tax and social contribution recoverable	201	137
Industry financial assets	612	58
Prepaid expenses	21	25
Dividends receivable	-	-
Receivables for services provided	36	45
Derivative financial instruments - swaps	-	156
Other receivables	545	339
Assets classified as held for sale	147	-
Non-current	18,585	18,424
Consumers, utilities, permissionaires and customers	1,095	1,014
Taxes and contributions recoverable	3,462	4,420
Income tax and social contribution recoverable	364	-
Deferred taxes	930	450
Prepaid expenses	-	-
Derivative financial instruments - swaps	108	960
Deposits related to litigation	227	242
Industry financial assets	518	15
Concession financial assets	6,571	5,197
Other receivables	0	120
Contract assets	345	983
Capital expenditure	357	366
Property, plant and equipment	1,710	1,655
Intangible assets	2,828	2,899
Right-of-use assets	71	102
Total Assets	27,145	26,397

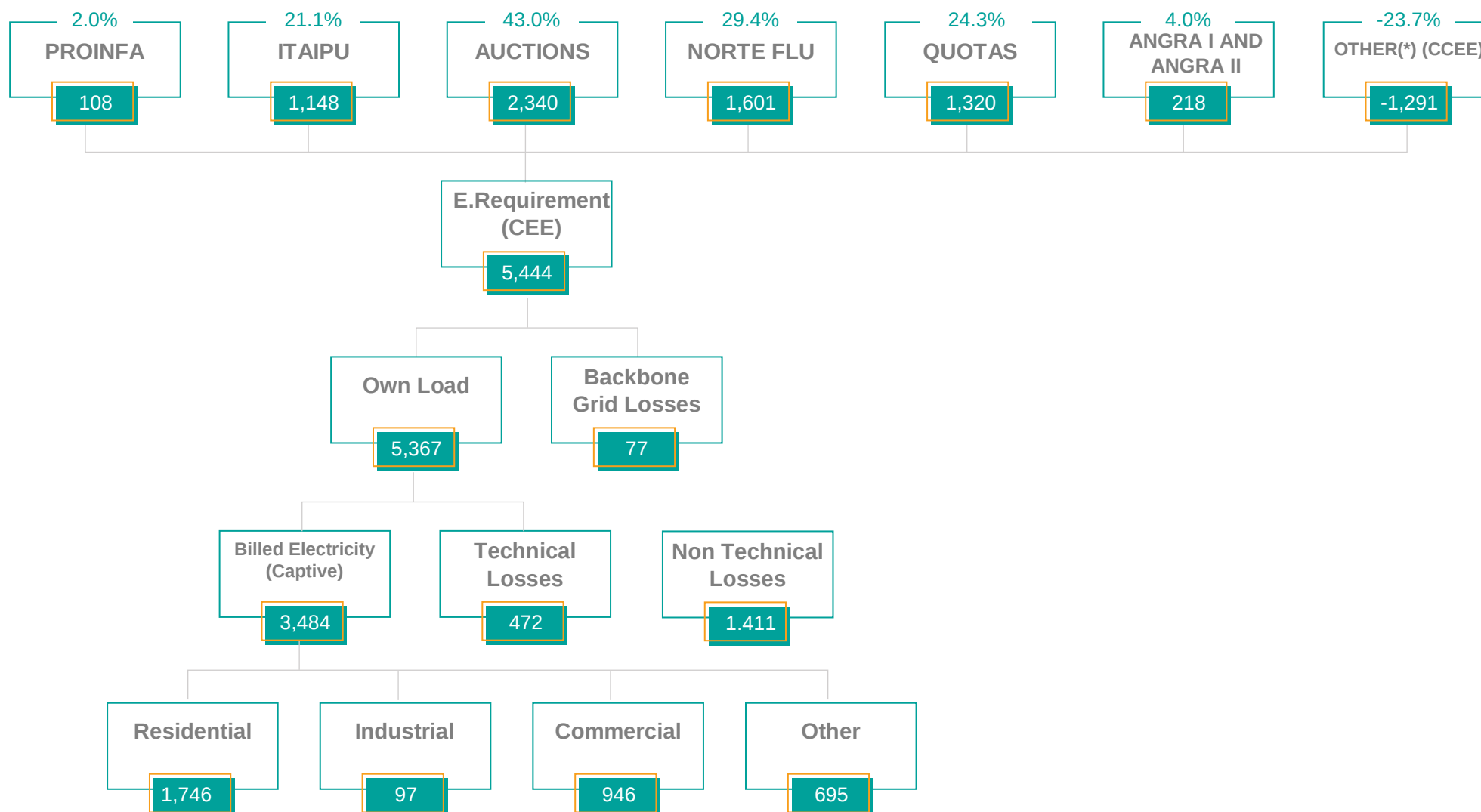
LIABILITIES (R\$ MM)	3Q21	4Q20
Current	4,173	7,217
Trade accounts payable	1,715	3,440
Taxes and contributions payable	210	167
Income tax and social contribution payable	83	2
Loans and financing	446	1,320
Debentures	478	1,031
Industry financial liabilities	391	-
Derivative financial instruments - swaps	-	-
Dividends payable	-	164
Labor liabilities	95	91
Amounts refundable to consumers	-	296
Lease obligations	32	47
Regulatory charges	312	275
Other Debits	412	384
Non-current	14,222	12,104
Loans and financing	4,083	3,091
Debentures	5,683	4,243
Derivative financial instruments - swaps	13	-
Taxes and contributions payable	191	192
Deferred taxes	272	408
Unsecured equity interests	-	-
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	30	31
Post-employment benefits	505	648
Lease obligations	5	5
Amounts refundable to consumers	43	59
Other debits	3,358	3,382
Equity	8,750	7,076
Share Capital	5,392	4,051
Capital reserve	17	9
Profit reserves	2,816	2,816
Asset valuation adjustments	293	304
Other comprehensive income	-105	-105
Retained earnings	337	-
Total Liabilities	27,145	26,397

APPENDIX VI – Power Balance

Power Balance (GWh)	3Q21	3Q20	Change 3Q21/3Q20	9M21	9M20	Change 9M21/9M20
= Grid Load	7,596	8,099	-6,2%	25,867	25,635	0,9%
- Metered electricity transported for utilities	244	450	-45,7%	946	1,502	-37,0%
- Metered electricity transported for customers	1,985	1,792	10,8%	6,054	5,334	13,5%
= Own Load	5,367	5,858	-8,4%	18,867	18,799	0,4%
- Billed Electricity (Captive)	3,484	3,776	-7,7%	11,958	12,213	-2,1%
Low Voltage	2,708	2,881	-6,0%	9,452	9,451	0,0%
Medium and High Voltage	776	896	-13,3%	2,507	2,762	-9,2%
= Total Loss	1,883	2,081	-9,5%	6,908	6,586	4,9%

Power Distribution Balance (GWh)

3rd quarter 2021 - Actual data up to August (September entirely estimated) |



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